

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO - CHILE



**ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA RECONVERSIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS A
CARBÓN A CENTRALES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA UTILIZANDO
SALES FUNDIDAS**

CATALINA ANDREA CARVAJAL VILLALOBOS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL INDUSTRIAL

PROFESORA GUÍA : DRA. MARÍA PILAR GÁRATE CHATEAU
PROFESOR CORREFERENTE : DR. RODRIGO MENA BUSTOS

AGOSTO 2024

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia por creer en mí y estar presente durante mi etapa universitaria, apoyándome y preocupándose por mi bienestar. Aprecio cada enseñanza y valores que me han brindado a lo largo de los años. A mi fiel compañero Sam por acompañarme en mis días estudios, contenerme cuando lo necesitaba y permitirme momentos de descanso durante nuestros paseos.

También quiero expresar mi sincera gratitud a mis amigos y amigas de la universidad, por alentarme, ayudarme, escucharme y aconsejarme. Soy muy afortunada de tenerlos en mi vida, hicieron aún más linda esta etapa, con recuerdos que atesoraré para siempre.

Agradezco también a las canciones de BTS y Taylor Swift, que me motivaron e inspiraron durante la escritura de la memoria.

Por último, agradecer a mi Profesora guía Pilar Gárate por apoyarme, motivarme y confiar en mí para realizar esta memoria. Valoro profundamente cada palabra y enseñanza que me entregó.

RESUMEN EJECUTIVO

Debido a la crisis climática, los países han desarrollado estrategias en diversas industrias para enfrentar este fenómeno. En el caso de Chile, su compromiso con lograr la carbono neutralidad al año 2050 ha impulsado planes de acción para retirar las centrales más contaminantes, que son las térmicas a carbón, ya sea a través de su reconversión o cierre definitivo.

La opción de reconversión a evaluar, corresponde a una central de almacenamiento de energía mediante el uso de sales fundidas. Esta permite inyectar energía en horas de alta demanda, siendo cero emisiones. Las sales se calientan a través de calentadores eléctricos provenientes de energía renovable, para luego ingresar al ciclo de Rankine y así generar energía eléctrica.

Para evaluar el proyecto se realiza un análisis técnico que indica el modo de operación, junto con los equipos e infraestructura que se reutilizan. Se logra estimar la inversión inicial obteniendo un CAPEX de 454,86 [MMUSD], que permite elaborar el flujo de caja de 30 períodos donde resulta un VAN de 143,06 [MMUSD], una TIR del 13,30 % y un payback en el octavo período.

Para la sensibilización del flujo de caja, dada la complejidad de la estimación tarifaria, se analizan tres escenarios para la venta de energía. Por lo tanto, el análisis se concentra en el descuento de la tarifa de compra de energía debido al contrato de cliente libre y en mantener y reducir los costos operacionales de la central para asegurar y monitorear los ingresos.

Dado que se consideran diferentes horizontes de evaluación para el cierre y la reconversión de la central, ambos proyectos se analizan utilizando el Valor Actual Equivalente (VAE). Aunque el cierre de la central genera mayores beneficios anuales en el corto plazo, la reconversión ofrece

ingresos más bajos pero sostenidos a largo plazo.

En el estudio social, se abordan temáticas con respecto al impacto laboral, económico y de la salud que incumbe a los habitantes de la localidad donde se encuentra ubicada la central. Entre estos se hace énfasis en el aumento de enfermedades respiratorias, circulatorias y cardiovasculares junto con un deficiente desarrollo cognitivo y físico en los infantes. Por otro lado, la gestión de la central para ofrecer empleos, capacitaciones y programas para la etapa posterior a la desconexión de la planta, permite una “transición justa” en la localidad.

En la evaluación ambiental se construye un flujo de caja considerando los bonos de carbono, donde se incrementa el VAN y la TIR. Sin embargo, debido al poco desarrollo que tiene este mercado en Chile, no existe un organismo a cargo de entregar dichos ingresos. Además, se destacan los instrumentos necesarios para el cierre o reconversión, tales como la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) y el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que garantiza un cambio energético sostenible.

Por último, la reconversión de la central demuestra ser una alternativa atractiva para la matriz energética en Chile, dada su flexibilidad y seguridad para la inyección de energía en los horarios nocturnos. Esta tecnología de almacenamiento de sales es innovadora y pionera, por lo que de todas formas se requiere de un buen estudio técnico y tarifario para asegurar su rentabilidad.

Palabras Clave. Cambio Climático, Carbono Neutralidad, Almacenamiento de Energía, Central Térmica a Carbón, Sal Fundida, Reconversión, Energía Renovable.

ABSTRACT

Due to the climate crisis, countries have developed strategies across various industries to address this phenomenon. In the case of Chile, its commitment to achieving carbon neutrality by 2050 has driven action plans to phase out the most polluting power plants, particularly coal-fired thermal plants, either through their conversion or definitive closure.

The conversion option to be evaluated involves an energy storage plant using molten salts. This allows energy to be injected during peak demand hours with zero emissions. The salts are heated through electric heaters powered by renewable energy, which then enters the Rankine cycle to generate electricity.

To assess the project, a technical analysis is conducted, indicating the mode of operation along with the equipment and infrastructure that can be reused. The initial investment is estimated, resulting in a CAPEX of 454.86 million USD, which enables the development of a 30-period cash flow with a Net Present Value (NPV) of 143.06 million USD, an Internal Rate of Return (IRR) of 13.30 %, and a payback period within the eighth period.

Due to the complexity of tariff estimation, three scenarios for energy sales are analyzed in the cash flow sensitivity analysis. Therefore, the focus is on discounting the energy purchase tariff under the free customer contract and maintaining and reducing the plant's operational costs to ensure and monitor revenues.

Given the different evaluation horizons for the plant's closure and conversion, both projects are analyzed using the EPV. The closure of the plant yields higher annual benefits in the short term,

whereas the conversion, while generating a smaller figure, results in long-term revenues.

The social study addresses issues related to the labor, economic, and health impacts on the inhabitants of the locality where the plant is located. These include an emphasis on the increase in respiratory, circulatory, and cardiovascular diseases, along with deficient cognitive and physical development in children. On the other hand, the plant's management to offer jobs, training, and programs for the post-disconnection stage allows for a "just transition" in the community.

In the environmental assessment, a cash flow is constructed considering carbon credits, where the NPV and IRR are increased. However, due to the underdeveloped nature of this market in Chile, there is no organization responsible for providing these revenues. Additionally, the necessary instruments for the closure or conversion are highlighted, such as the Environmental Qualification Resolution (EQR) and the Environmental Impact Assessment System (EIAS), which guarantee a sustainable energy transition.

Finally, the conversion of the plant proves to be an attractive alternative for Chile's energy matrix, given its flexibility and security for energy injection during nighttime hours. This salt storage technology is innovative and pioneering, so a thorough technical and tariff study is still required to ensure its profitability.

Keywords. Climate Change, Carbon Neutrality, Energy Storage, Coal-Fired Thermal Plant, Molten Salt, Conversion, Renewable Energy.

Índice de Contenidos

1. Problema de Investigación	1
2. Objetivos	3
2.1. Objetivo General	3
2.2. Objetivos Específicos	3
3. Marco Teórico	5
3.1. Cambio Climático	5
3.1.1. Situación Mundial	6
3.1.2. Situación Nacional	11
3.2. Industria Energética en el Mundo	15
3.2.1. Combustibles Fósiles	16
3.2.2. Energías Renovables	17
3.2.3. Matrices Energéticas en el mundo	19
3.3. Industria Energética en Chile	22
3.3.1. Conceptos claves	22
3.3.2. Matriz energética en Chile	23
3.3.3. Matriz Eléctrica	26
3.3.4. Centrales Térmicas a Carbón	28
3.3.5. Participación de Energías Renovables	30
3.4. Retiro de Centrales Térmicas a carbón	34
3.5. Sistema de Almacenamiento de Energía	36
3.5.1. Almacenamiento Térmico	38
3.5.2. Sales fundidas	41
4. Metodología	43
4.1. Estudio Técnico	44
4.2. Estudio de mercado	45
4.3. Estudio Financiero y Económico	46
4.4. Marco Legal	48
4.5. Estudio Social y Ambiental	50
5. Análisis Técnico	52
5.1. Diseño del Sistema de Almacenamiento	52
5.2. Modelo de Negocio	55
5.3. Características de la reconversión	56
5.4. Tanques	57
5.5. Calentador eléctrico	58

5.6. Intercambiador de Calor	59
5.7. Propiedades de las sales fundidas	60
5.7.1. Sal Solar	60
5.7.2. Hitec	61
5.7.3. Hitec XL	63
6. Evaluación Económica	67
6.1. Estimación de Costos	67
6.1.1. CAPEX	67
6.1.2. OPEX	70
6.2. Ingresos Central de Almacenamiento	71
6.2.1. Venta de energía	71
6.2.2. Pago por potencia	75
6.3. Flujo de caja	78
6.3.1. Depreciación	78
6.3.2. Capital de trabajo	79
6.3.3. Valor de desecho	80
6.3.4. Indicadores Económicos	80
6.4. Sensibilización Flujo de Caja	81
6.4.1. Precio de la energía	84
6.4.2. Compra de Energía como Cliente libre	85
6.5. Venta de Central Térmica a Carbón	88
7. Análisis social	92
7.1. Estándar Internacional	92
7.2. Casos Internacionales de Reconversión	96
7.3. Etapas de Cierre de Centrales	97
7.4. Impacto en la Salud de la Población	99
7.5. Impacto Laboral	102
7.6. Impacto Económico en Localidades	103
7.7. Oportunidades	105
8. Análisis Ambiental	107
8.1. Bonos de Carbono	107
8.1.1. Flujo de Caja	109
8.2. Cumplimiento Medioambiental del Proyecto	111
9. Conclusiones	114
10. Limitaciones	117
10.1. Detención de Equipos	117
10.2. Precalentamiento de Equipos	118
10.3. Solidificación Sales	118
10.4. Corrosión	119
10.5. Choque Térmico	121
Bibliografía	122
A. Anexos	126

Índice de Tablas

3.1. Proyecciones de emisiones globales.	36
5.1. Temperaturas de fusión y estabilidad térmica para tres mezclas de sales.	64
6.1. Activos y servicios considerados para el cálculo del CAPEX.	70
6.2. Promedio costo marginal de energía por hora período 1.	73
6.3. Promedio costo marginal de energía por hora período 2.	73
6.4. Datos para estimar el ingreso anual por venta de energía.	74
6.5. Datos para estimar el costo anual por compra de energía.	75
6.6. Ingresos central de almacenamiento.	75
6.7. Datos técnicos para obtener la potencia firme.	77
6.8. Precio básico de la potencia de Punta - Subsistema Centro Norte	77
6.9. Resultados para ingreso por potencia	77
6.10. Depreciación de los activos de la central	79
6.11. Datos para obtener valor de desecho del proyecto.	80
6.12. Indicadores económicos flujo de caja puro	80
6.13. Datos para estimar costo el ingreso anual por venta de energía, escenario optimista.	82
6.14. Datos para estimar costo el ingreso anual por venta de energía, escenario pesimista.	82
6.15. Indicadores económicos para cada escenario.	82
6.16. Ingresos central de almacenamiento para cada escenario.	83
6.17. Costo marginal de la energía e indicadores económicos para que el VAN sea igual a cero.	84
6.18. Indicadores Económicos y diferencia de ingresos, con descuento de precio de compra de energía.	86
6.19. Indicadores Económicos, con descuento de precio de compra de energía y egresos en un 2 %.	87
6.20. Indicadores Económicos, con descuento de precio de compra de energía y egresos en un 5 %.	87
6.21. Indicadores económicos del cierre de una central.	89
6.22. VAE para proyecto de reconversión de la central a carbón.	90
6.23. VAE para el cierre de una central a carbón.	91
7.1. Descuento total por reconocimiento a la generación local.	104
8.1. Datos para obtener ingresos por bonos de carbono.	109
8.2. Indicadores económicos flujo de caja con bonos de carbono.	110
A.1. Promedio costo marginal para compra de energía por hora período 1.	126
A.2. Promedio costo marginal para compra de energía por hora período 2.	126
A.3. Promedio costo marginal de energía por hora período 1, escenario optimista.	126
A.4. Promedio costo marginal de energía por hora período 2, escenario optimista.	127
A.5. Promedio costo marginal de energía por hora período 1, escenario pesimista.	127

A.6. Promedio costo marginal de energía por hora período 2, escenario pesimista.	127
A.7. Principales activos que se consideran en el cierre de la central térmica a carbón.	127
A.8. Promedio costo marginal de energía por hora período 1.	128
A.9. Promedio costo marginal de energía por hora período 2.	128



Índice de Figuras

3.1. Anomalía de Temperatura global.	7
3.2. Emisiones de CO ₂ a nivel mundial.	8
3.3. Concentración atmosférica de dióxido de carbono.	9
3.4. Países con mayores emisiones de CO ₂	10
3.5. Anomalías temperatura media nacional.	13
3.6. Emisiones y capturas de CO ₂ equivalentes a nivel nacional, por sector.	14
3.7. Intensidad de emisiones de GEI en consumo de energía en diversas industrias en Unión Europea.	21
3.8. Balance Nacional de Energía, año 2022.	24
3.9. Matriz Energética Primaria en Chile, año 2022.	24
3.10. Consumo Final de Energía por Sector de Actividad Económica en Chile, año 2022.	26
3.11. Capacidad instalada por fuente de energía, año 2022.	28
3.12. Proceso de una Central Térmica a Carbón.	29
3.13. Ciclo de Rankine.	30
3.14. Capacidad instalada por fuente de energía.	32
3.15. Capacidad instalada y volumen genreado por fuente de energía en Chile, año 2022.	33
3.16. Trayectoria de retiro de centrales a carbón.	35
3.17. Proyecciones de las emisiones del sector de energía.	36
4.1. Ciclo de vida de un proyecto.	43
4.2. Esquema básico del sistema TES-GE.	45
5.1. Opciones para la utilización de la tecnología de almacenamiento en sales fundidas con tres subsistemas.	55
5.2. Modelo de Negocios central de almacenamiento de energía.	56
5.3. Tanques de Central Termosolar Kaxu Solar One.	58
6.1. Eficiencia de carga y descarga anual.	68
6.2. CAPEX estimado de reconversión.	69
6.3. OPEX estimado de reconversión.	71
7.1. Tiempos y objetivos por etapa para el cierre de centrales a carbón.	98

1 | Problema de Investigación

Actualmente el mundo enfrenta una grave crisis climática conocida como “Emergencia Climática”. A pesar de los compromisos internacionales y la creciente conciencia social, el último informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), destaca que estos esfuerzos no son suficientes para evitar que la temperatura promedio de la Tierra aumente más de 1,5°C por encima de los niveles preindustriales (Lee y Romero, [2023](#)). Es por este motivo que se insta a los países a adoptar medidas urgentes para disminuir las emisiones de CO_2 .

Desde el año 2015, con la adopción del “Acuerdo de París” durante la COP 21, Chile se compromete a abordar el Cambio Climático a través de políticas y acciones que permitan alcanzar la carbono neutralidad. En el sector energético, según el Anuario Estadístico de Energía, su participación en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) representan un 76 % del total durante el año 2020 (Reyes et al., [2022](#)).

El sector energético concentra las mayores oportunidades para cumplir las metas propuestas. El retiro gradual de centrales a carbón puede reducir significativamente las emisiones, debido a que se promueve el uso de energías renovables que a su vez facilitan la implementación de electromovilidad, electrificación e hidrógeno verde.

Actualmente en Chile, se encuentran funcionando 28 centrales térmicas en base a carbón con una potencia instalada de 5.529 [MW]. Las principales localidades donde se ubican son Iquique, Mejillones, Tocopilla, Huasco, Puchuncaví, Curicó, Hualpén y Coronel (Energía, 2020).

En el año 2022 se promulgó la Ley 21.505, que fomenta el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, permitiendo su participación en el mercado eléctrico. El almacenamiento complementa a la energía solar, permitiendo que la energía generada durante el día, sea almacenada en la noche, donde existe mayor demanda (Congreso Nacional de Chile, 2022). Además, el acuerdo de retiro de carbón, establece el retiro gradual de centrales térmicas para el 2040, con una primera fase el 2024, para alcanzar la carbono neutralidad el 2050.

La necesidad de impulsar la reconversión de centrales a carbón se debe a la urgencia de desprenderse de los combustibles fósiles. Aunque se han considerado las energías renovables, su generación eléctrica inestable causa desajustes en la oferta y demanda, con excesos de energía que se vierten en períodos valle, y escasez en períodos de alta demanda. El almacenamiento de energía a través del uso de sales fundidas, se propone como una solución para la matriz energética, siendo libre de carbono y permitiendo inyectar energía en momentos críticos.

A raíz de este incierto escenario, se plantean las siguientes preguntas: ¿Es posible la reconversión de las centrales térmicas en Chile desde la quema de carbón hacia el uso de sales fundidas? ¿Resulta esta alternativa de almacenamiento de energía competitiva con respecto al cierre definitivo de la central térmica a carbón? Por último, la implementación de reconversión, ¿qué impactos generará a nivel social y qué ventajas tiene para la comunidad y sus actuales colaboradores de centrales térmicas a carbón?

2 | Objetivos

2.1. Objetivo General

Analizar la viabilidad técnica, económica, social y ambiental de la reconversión de centrales térmicas a carbón a centrales de almacenamiento de energía mediante la fundición de sales para descarbonizar la matriz eléctrica nacional.

2.2. Objetivos Específicos

Recopilar información de las principales propiedades de las sales fundidas para analizar su uso y comportamiento en centrales de almacenamiento de energía.

Realizar un análisis técnico respecto a la reconversión de una central térmica a carbón, para identificar los equipos a reutilizar y nuevas adquisiciones a modo de garantizar una transición efectiva hacia esta nueva tecnología.

Desarrollar una evaluación económica de la reconversión de centrales térmicas a carbón, considerando los costos asociados a la conversión, operación y almacenamiento, con el objetivo de comparar esta opción con su retiro definitivo en Chile.

Evaluar el impacto social y medioambiental de la reconversión de centrales térmicas a carbón en comparación con el retiro definitivo de las mismas, identificando aspectos críticos.



3 | Marco Teórico

3.1. Cambio Climático

El cambio climático se define como la variación a largo plazo de las temperaturas y los patrones climáticos. Dichos cambios pueden ser naturales, debido a la actividad solar o erupciones volcánicas. Desde aproximadamente el siglo XIX, la actividad humana e industrial ha sido el principal factor del cambio climático debido a la quema de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas, generando los Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Los GEI son los responsables de retener la temperatura en la atmósfera, actuando como una manta que envuelve a la Tierra, atrapando el calor del sol y elevando la temperatura global de la Tierra, fenómeno conocido como calentamiento global. Las principales emisiones de GEI corresponden a dióxido de carbono (CO_2) y metano (CH_4), donde sectores clave como la energía, la industria, el transporte, los edificios, la agricultura y el uso del suelo, se destacan entre los principales emisores.

El efecto de cada gas depende de tres factores fundamentales (Protección Ambiental de Estados Unidos, [2024](#)):

- **Concentración o abundancia en la atmósfera:** Corresponde a la cantidad de un gas específico en el aire y se miden en partes por millón. Esta una unidad de medida que se utiliza para expresar concentraciones de sustancias en una mezcla o solución, Indicando la cantidad de partes de una sustancia en particular por cada millón de partes de la mezcla total.
- **Período de tiempo:** Cada gas puede permanecer por diferentes períodos de tiempo, desde unos pocos años hasta miles de años. Todos estos gases permanecen en la atmósfera el tiempo suficiente para mezclarse bien; eso significa que la cantidad que se mide en la atmósfera es aproximadamente igual en todo el mundo, independientemente de la fuente de las emisiones.
- **Magnitud en que afectan a la atmósfera:** Algunos gases son más efectivos que otros en el calentamiento del planeta y en espesar la manta de la Tierra. Se calcula un Potencial de Calentamiento Global (GWP en sus siglas en inglés) para cada GEI, reflejando su duración promedio en la atmósfera y su capacidad para absorber energía. Los gases con GWP más alto contribuyen significativamente al calentamiento global al absorber más energía por kilogramo que aquellos con GWP más bajo.

3.1.1. Situación Mundial

La situación mundial sigue siendo motivo de preocupación y los impactos del cambio climático ya se manifiestan, quedando expuestos por datos de la Organización Metereológica Mundial (OMM) (Greenpeace, [s.f](#)):

- La temperatura media mundial ha aumentado $1,1 \pm 0,13^{\circ}\text{C}$.

- El contenido calorífico de los océanos ha alcanzado niveles sin precedentes. En algún momento en el año 2021, gran parte del océano se vio afectado por al menos una ola de calor marina intensa.
- El nivel medio del mar a escala mundial alcanzó un nuevo máximo en 2021, tras aumentar una media de 4,5 [mm] anuales durante el período 2013-2021. Esta cifra es más del doble que la registrada entre 1993 y 2002.
- Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero a nivel global siguen aumentando cada año, alcanzando el máximo de 59 GT CO_2 equivalente en 2019.

La figura 3.1 representa las anomalías de las temperaturas globales durante el verano meteorológico del hemisferio norte, es decir en los meses de junio, julio y agosto. Además, la imagen representa cuánto más cálido y frío fueron los diferentes sectores de la Tierra en comparación con la media de referencia entre el año 1951 y 1980. El verano del año 2023 logra el récord de ser el verano más caluroso en el hemisferio norte, abarcando gran parte de Europa, Estados Unidos y Canadá, siendo 1,2°C más caluroso que el promedio registrado entre el año 1951 y 1980.

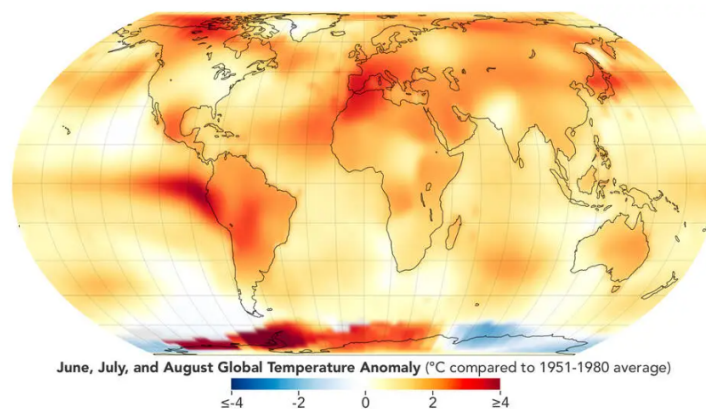


Figura 3.1: Anomalía de Temperatura Global durante el verano en el hemisferio norte en el año 2023 . (NASA, 2023).

Durante el último año, el calor excepcional ha estado afectando gran parte del mundo, intensificando así los impactos del cambio climático tales como incendios, sequías, tormentas y huracanes que se han observado en el último tiempo.

Las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) son el principal causante del deterioro de la capa de ozono y contribuidor de los GEI. La figura 3.2 demuestra la evolución de las emisiones de CO_2 anuales desde el año 1995 hasta el año 2023:

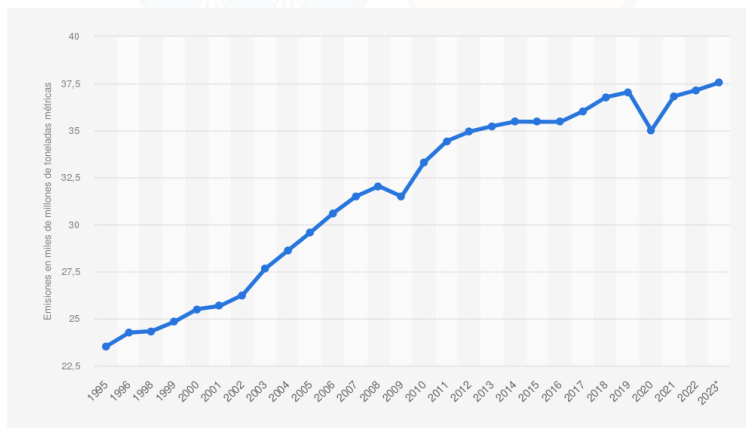


Figura 3.2: Emisiones de dióxido de carbono a nivel mundial 1995-2023 en miles de millones de toneladas métricas (Project y Brief, 2023)

A partir de la figura se observa que en los últimos años han aumentado de forma significativa las emisiones mundiales, alcanzando un máximo histórico en el año 2019. Cabe destacar, que el cese de actividad industrial debido a la pandemia del COVID-19 fue de gran ayuda para disminuir el volumen de CO_2 enviado a la atmósfera en el año 2020. Sin embargo, este suceso fue momentáneo ya que desde el año 2022, las emisiones volvieron a incrementarse, situándose cercano a los niveles previos a la crisis sanitaria.

Desde la década de 1960, el nivel atmosférico de dióxido de carbono ha aumentado constantemente. En la figura 3.3, se puede apreciar el nivel promedio de dióxido de carbono en la atmósfera

anual donde en el año 2023, los niveles de dióxido de carbono superaron las 421 partes por millón, frente a las 317 partes por millón registradas en 1960. Uno de los principales motivos es que las emisiones de dióxido de carbono no han cesado en ese periodo, más bien se observa una tendencia al alza a lo largo de los años. Un dato relevante es que estas alcanzaron los 37.550 millones de toneladas métricas en 2022, según las últimas previsiones.

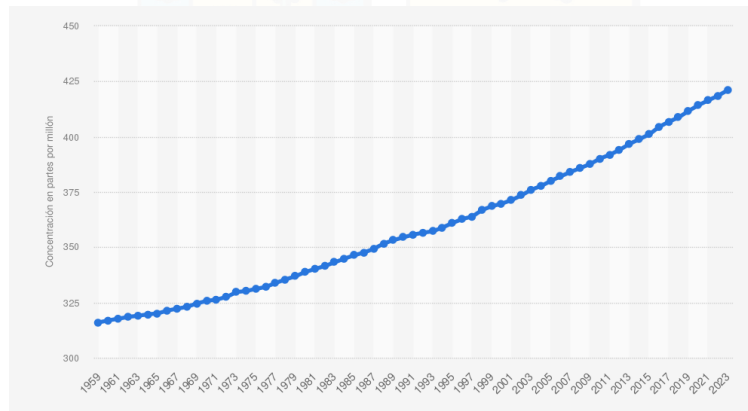


Figura 3.3: Nivel promedio de dióxido de carbono en la atmósfera entre 1959 y 2023 en partes por millón (Oceanic, Administration y ESRL, 2024).

Al momento de identificar un responsable de estas altas cifras, es común pensar en Estados Unidos. Sin embargo, a partir de la figura 3.4, se observa que este país es el segundo mayor emisor de contaminantes a nivel mundial y que dista mucho de alcanzar los niveles de China. Los países que encabezan el gráfico son generalmente reconocidos como los más desarrollados, con empresas destacadas en el sector del petróleo y gas, siendo consideradas históricamente como las más grandes en el ámbito energético ya que participan en diversos niveles de la cadena de suministro energético.

China fue el mayor emisor de dióxido de carbono (CO_2) procedente de combustibles fósiles el 2020, con el 30,64 % de las emisiones mundiales. Empresas estatales como China Petroleum

& Chemical Corp (Sinopec) y PetroChina lideran en ingresos entre las compañías energéticas, lo cual se fundamenta dado el papel omnipresente de los productos derivados del petróleo en la vida diaria. Hasta 2021, China también ostentaba la mayor fuerza laboral en la industria del petróleo y gas, con aproximadamente 2,9 millones de empleados. Cabe destacar, que los cinco principales países contaminantes del mundo fueron responsables de aproximadamente el 60 % de las emisiones mundiales de CO_2 en ese año.

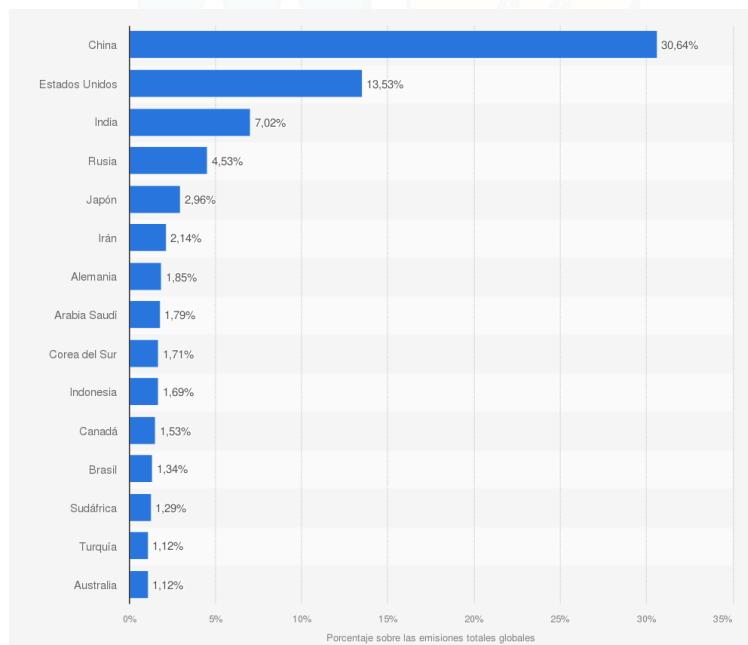


Figura 3.4: Países con mayores emisiones de dióxido de carbono proveniente de combustibles fósiles en el año 2020, según repercusión sobre el total global (Global Carbon Project y Expert(s), 2022).

En los peores escenarios que reflejan los expertos, el aumento de temperatura podría llegar a los 4,8°C para el final del siglo. El cambio climático es un problema global que alcanza una perspectiva ambiental, política, económica y social, donde en las peores previsiones también implica enormes pérdidas económicas.

3.1.2. Situación Nacional

Chile se encuentra particularmente vulnerable al fenómeno del cambio climático debido a que el país cuenta con áreas de borde costero de baja altura, áreas áridas, semiáridas y boscosas, siendo susceptible a desastres naturales, como la sequía y desertificación. Además, la presencia de zonas urbanas con problemas de contaminación atmosférica y ecosistemas montañosos como las cordilleras de la Costa y de los Andes, contribuyen a su delicado estado. A todo lo anteriormente señalado, se agrega la fuerte dependencia que tienen las principales actividades socioeconómicas del país al clima, principalmente de la disponibilidad hídrica.

Según el reporte de Evolución del Clima en Chile se tienen los siguientes antecedentes (DGAC y MeteoChile, [2023](#)):

- El año 2022 fue más frío dentro de la década más cálida donde la temperatura media nacional fue de 13,0°C, 0,32°C más cálida que el promedio entre 1961-1990, ubicándose en el puesto 23 de los más cálidos y 0,1°C respecto al promedio entre 1981-2010. La tendencia positiva de calentamiento es de 0,15°C cada década y abarca el 90 % del territorio nacional.
- Contando el año 2022, se cumplen 12 años consecutivos cálidos, es decir, con temperaturas sobre el promedio.
- El promedio de la cantidad total de precipitación a nivel nacional fue de 567 [mm], siendo el decimotercer año más seco, con un 22 % de déficit.
- La escasez de lluvias durante la primavera y las elevadas temperaturas han provocado que la sequía evolucione de condiciones normales de invierno a niveles de sequía severa en diversas

localidades, abarcando desde las región del Maule hasta Magallanes.

- Los días fríos se incrementaron en un 35 % en la zona norte y centro costa del país. A su vez, hubo récord de días de verano ($T > 25^{\circ}\text{C}$) en Talca, y récord de Olas de Calor en Chillán, Osorno y Cochrane. Se considera ola de calor cuando al menos por tres días seguidos se registran temperaturas máximas por sobre un rango considerado ya alto para la época y estación del año.
- En Rapa Nui el año 2022 se destacó como el más seco desde 1961, experimentando un déficit del 51 % y registrando el menor número de días con precipitación. Por su parte durante el mismo año, las estaciones de Arturo Prat y O'Higgins en la Antártica, registraron el año más cálido, con 1.7°C y 1.4°C sobre el promedio respectivamente.
- Un reciente estudio encargado por el Ministerio del Medio Ambiente ha identificado que el 80 % de las playas analizadas presentan algún grado de erosión, es decir, que han disminuido su tamaño. Estas playas son Hornitos, Algarrobo y Santo Domingo.

Una de las principales consecuencias que se pueden observar a partir de este fenómeno, es la evolución de la temperatura en el país. La figura 3.5 indica la evolución de la temperatura media nacional respecto al período entre 1961 y 1990. Las barras en rojo indican calentamiento, mientras que las azules el enfriamiento.

A partir de la figura se observa que desde el año 2011, ha sido más cálido que lo establecido, sumando 12 años consecutivos. En el año 2022 se registra una temperatura media de 13°C tal más como se menciona anteriormente siendo más cálido que el promedio, pero más bajo que el año anterior. El año más cálido registrado es el 2016 con 13.8°C ($+1.03^{\circ}\text{C}$).

Actualmente Chile se encuentra comprometido con actuar frente a esta situación. En materia

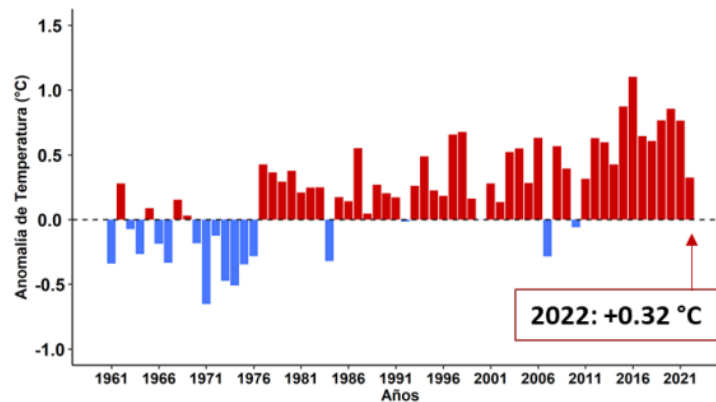


Figura 3.5: Anomalías absolutas de la temperatura media nacional respecto al período 1961- 1990 (DGAC y MeteoChile, 2023)

legislativa, se publica en junio de 2022 la Ley de Cambio Climático (LCC) que establece un marco jurídico para que el país pueda enfrentar el cambio climático con dos aristas fundamentales: adaptación y mitigación. La meta de adaptación tiene la finalidad de reducir la vulnerabilidad y aumentar la resiliencia del país frente a efectos adversos del cambio climático. Con respecto a la meta de mitigación, trata de ser un país carbono neutral a más tardar al año 2050.

Para lograr ambas metas, la ley reconoce una serie de instrumentos que permiten planes de acción climáticos. En este sentido, formaliza la institucionalidad existente y consagra responsabilidades y obligaciones a 13 ministerios y a todas las regiones y comunas del país.

Asimismo, el Ministerio del Medio Ambiente (MMA) ha desarrollado la Estrategia Climática de largo plazo 2050, que se define como un instrumento que define los principales lineamientos que debe seguir el país en un horizonte de 30 años para transitar hacia un desarrollo bajo en emisiones de GEI, hasta alcanzar la carbono neutralidad y fortalecer la capacidad de adaptación frente a los impactos adversos del cambio climático.

Así, una de las metas que se tiene para el año 2025 es el retiro del 65 % de la generación a

carbón de la matriz nacional, donde para el año 2030 se establece que el 80 % de la generación de eléctrica provenga de fuentes renovables. Por último, para el año 2040 se plantea lograr que un 20 % de la matriz de combustible sea en base a Hidrógeno Verde (obtención de energía a partir de agua y energías renovables) y que además, el 100 % del transporte público sea cero emisiones.

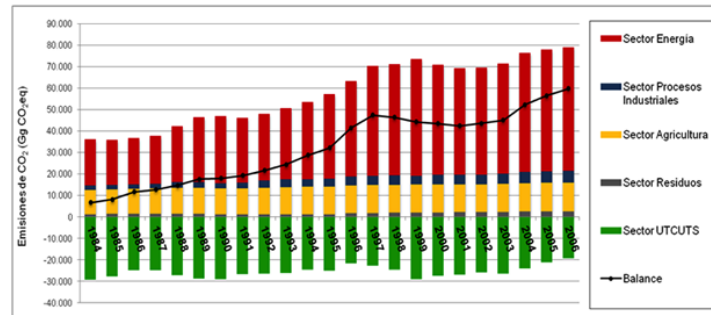


Figura 3.6: Emisiones y capturas de CO_2 equivalentes a nivel nacional, por sector en [Giga gramo] (MMA, 2011)

A partir de la figura 3.6, se observa que el sector de la energía es el principal responsable de las emisiones de CO_2 desde aproximadamente el año 1995. Es por este motivo, que el enfoque de Estrategias del Cambio Climático y la meta de Carbono Neutralidad se centra en la producción y distribución de energía que involucra a las centrales térmicas a carbón. El segundo lugar con más emisiones se encuentra el sector agrícola, donde también las empresas se han dedicado en implementar prácticas más sostenibles en su proceso de producción. Cabe destacar que también se encuentran las capturas de CO_2 , que se especifican en cifras negativas, donde el sector que más retención posee es el cambio en el uso de la tierra y silvicultura (CUTS).

3.2. Industria Energética en el Mundo

La industria energética es responsable de satisfacer muchas de las necesidades básicas de las personas: electricidad y calefacción para los hogares y, combustible para impulsar los automóviles. En general, la industria energética participa en la extracción, producción, refinación y distribución de fuentes de energía tanto para fuentes primarias como petróleo, crudo, gas natural y carbón, y fuentes secundarias como la electricidad. A medida que la población crece y los países de escasos recursos avanzan hacia la urbanización, la demanda de energía aumenta cada vez más, lo que a su vez demuestra un incremento en la generación de electricidad.

Según un artículo del Banco Mundial (Mundial, [2024](#)), en términos económicos, la energía es considerada el núcleo del desarrollo ya que es el catalizador de inversiones, innovaciones y el surgimiento de nuevas industrias que actúan como impulsores fundamentales del empleo, el crecimiento inclusivo y la prosperidad compartida de economías enteras.

Debido a la crisis sanitaria del COVID-19 y la guerra de Ucrania, se ha generado un aumento en la volatilidad de los precios de la energía, agravando la escasez energética y desacelerando aún más los avances hacia el acceso universal a una energía asequible, sostenible y moderna para 2030.

El consumo de energía representa más de tres cuartas partes de las emisiones de GEI ([ibíd.](#)). El financiamiento de este despliegue masivo de energía renovable y eficiencia energética, al mismo tiempo que se implementa el retiro gradual de los combustibles fósiles es fundamental para abordar el fenómeno del cambio climático y proporcionar servicios energéticos sostenibles.

A nivel global, diversos países se han comprometido a alcanzar las cero emisiones netas de carbono a más tardar para el año 2050. A medida que aumenta la conciencia de la sociedad sobre la huella de ambiental, aumenta la demanda de inversión mundial en energía sostenible lo que incluye la energía solar y eólica. Sin embargo, a pesar de la voluntad que tengan los países, reformar la matriz energética manteniendo a su vez la seguridad e integridad energética de los países es una tarea compleja ya que depende del espacio disponible para la instalación de nuevas infraestructuras y la falta de acceso a financiamiento, hacen inasequibles las costosas inversiones en energía renovable.

3.2.1. Combustibles Fósiles

Los combustibles fósiles son una fuente de energía que procede de la descomposición de materia orgánica de animales, plantas y microorganismos, a lo largo de millones de años. Estos restos orgánicos se acumulan y se entierran bajo capas de sedimentos y rocas para luego convertirse en depósitos ricos en carbono que se conocen como combustibles fósiles. Esta fuente de energía no es renovable y posee una gran dependencia, suministrando aproximadamente el 80 % de la energía total a nivel mundial.

Los combustibles fósiles proporcionan electricidad, calor y combustible para el transporte. Además, son esenciales en los procesos de fabricación de una amplia gama de productos, desde el acero hasta los plásticos.

En el momento en que los combustibles fósiles se queman, liberan CO_2 y otros GEI que atrapan el calor en la atmósfera y en consecuencia, lo convierten entre los principales responsables del fenómeno de calentamiento global y cambio climático.

A continuación se presentan los principales tipos de combustible fósiles (Geographic, 2022):

- **Carbón:** Corresponde a trozos negros o marrones de roca sedimentaria y con cantidades de varios elementos tales como hidrógeno, azufre, oxígeno y nitrógeno. El carbón se forma a partir de vegetales que crecen hacen millones de años.
- **Petróleo:** El petróleo crudo es un líquido compuesto principalmente por carbono e hidrógeno que suele ser negro, pero existe una variedad de colores y viscosidades según su composición química. Gran parte del petróleo se ha formado hace millones de años cuando las algas y el plancton se hundieron hasta el fondo del mar.
- **Gas natural:** Es un gas inodoro compuesto principalmente por metano, suele encontrarse en depósitos que también se formaron hace millones de años a partir de materia vegetal y organismos en descomposición.

3.2.2. Energías Renovables

Las energías renovables son aquellas que provienen de fuentes naturales consideradas inagotables ya que llegan a reponerse más rápido de lo que pueden consumirse. Además, se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento no se consumen a una escala que represente una amenaza para la sostenibilidad del medio ambiente o para el bienestar humano. Las principales fuentes de energía renovables son (Unidas, s.f):

- **Energía Solar:** Es la fuente de energía que más abunda donde las tecnologías solares convierten la luz solar en energía eléctrica, ya sea mediante paneles fotovoltaicos o a través de espejos que concentran la radiación solar. Esta tecnología puede producir calor, refrigeración, luz natural,

electricidad y combustible.

- **Energía Eólica:** Esta energía aprovecha la energía cinética del aire en movimiento gracias al uso de enormes turbinas eólicas ubicadas en superficies terrestres, en alta mar o en aguas dulces.
- **Energía Geotérmica:** Esta fuente utiliza la energía térmica disponible del interior de la Tierra. El calor se puede extraer desde depósitos geotérmicos a través de pozos u otros medios. Una vez en la superficie, pueden utilizarse fluidos a diversas temperaturas para generar electricidad.
- **Energía Hidroeléctrica:** Aprovecha la energía que produce el movimiento del agua cuando se eleva o desciende de forma pronunciada y se puede generar a partir de embalses y ríos. Los embalses hidroeléctricos tienen múltiples aplicaciones, como la producción de agua potable, control ante inundaciones y sequías, servicios de navegación y suministro de energía.
- **Energía Oceánica:** Deriva de las tecnologías que utilizan energías térmicas del agua marina, las olas y las corrientes de agua para producir electricidad o calor. Este sistema de energía oceánica se encuentra en una etapa inicial de desarrollo y fase experimental.
- **Bioenergía:** Esta fuente de energía se produce a partir de diversos materiales orgánicos, denominados biomasa, tales como la madera, el carbón y el estiércol. La mayor parte de la biomasa se utiliza en sectores rurales para la cocina, iluminación y calor. La energía creada a partir de la quema de biomasa forma emisiones de GEI, aunque en niveles mucho más bajo que los combustibles fósiles.

En el caso de la energía solar y eólica son consideradas el fuerte para los países en desarrollo debido a su abundancia, rentabilidad y seguridad cuando se combinan con el almacenamiento

de baterías. Con respecto a la energía hidroeléctrica que también es un tipo de energía limpia y renovable, es considerada una de las fuentes de electricidad más barata para los consumidores.

3.2.3. Matrices Energéticas en el mundo

En primer lugar, se debe entender el concepto de matriz energética. Esta se define como una representación sistémica y cuantitativa de todas las fuentes de energía utilizadas en una determinada área geográfica o sector económico, proporcionando información sobre la cantidad de energía que cada fuente contribuye al total del suministro.

La importancia de la matriz energética es que proporciona una visión general de la diversidad y el equilibrio de todas las fuentes de energía utilizadas ya sea renovables o combustibles fósiles, lo que ayuda a comprender la estructura energética de un determinado lugar y su dependencia con respecto a los recursos energéticos.

Esta información es crucial para la formulación de políticas energéticas, la planificación del suministro de energía y la toma de decisiones relacionadas con la sostenibilidad, la seguridad energética y el medio ambiente.

Con respecto a la Unión Europea (UE), producen e importan energía destacando su creciente enfoque hacia el uso de energías renovables. Según datos de European Environment Agency (EEA), la participación total de fuentes de energía renovable fue de 22,5 % respecto del consumo final durante el año 2022. Sin embargo, todavía existe una fuerte dependencia a los combustibles fósiles, donde el suministro de energía representó el 26 % de emisiones de GEI durante el año 2021 (EEA, [2023](#)). Es por este motivo, que actualmente la UE ha establecido objetivos ambiciosos para aumentar

la proporción de energías renovables en su matriz eléctrica y así ahorrar energía mediante medidas de conservación y mejora de eficiencia.

Con respecto a la importación de energía, en el año 2020 alrededor del 60 % del total de energía consumida en la UE fue importada. Rusia es el principal proveedor de combustibles fósiles, siendo sus elementos principales carbón y gas natural (EEA, 2023). Debido a esta dependencia, es que el conflicto de la guerra de Ucrania ha impactado significativamente en las importaciones de combustibles fósiles, generando fluctuaciones en sus precios.

En base a la figura 3.7, se observa la intensidad de emisiones de GEI en el consumo de energía en la UE. Este concepto se refiere a la cantidad de GEI emitidos por unidad de energía consumida, representando una relación entre las emisiones de GEI y la cantidad de energía utilizada. Una menor intensidad indica un menor impacto ambiental asociado al consumo de energía.

De esta manera, se aprecia que la quema de combustible en la industria energética (color celeste) representa la mayor cantidad de emisiones de GEI, con aproximadamente 840.000 kt de CO_2 . Cabe destacar, que esta industria es seguida por la quema de combustible fósiles en el transporte (color verde), generando relevancia en la transición a vehículos eléctricos y cero emisiones como parte integral de la transformación de su matriz energética.

Con respecto a la matriz asiática, el carbón tiene una considerable presencia en la industria. China, es el mayor consumidor mundial de carbón con 3,7 millones de toneladas durante el año 2011, dependiendo un 80 % del carbón. El diseño de su matriz energética genera una gran cantidad de polución que este equivale a un 6 % de su PGB (Producto Geográfico Bruto). Debido a estos, China ha recibido gran presión internacional para disminuir sus emisiones de CO_2 , lo que ha generado que

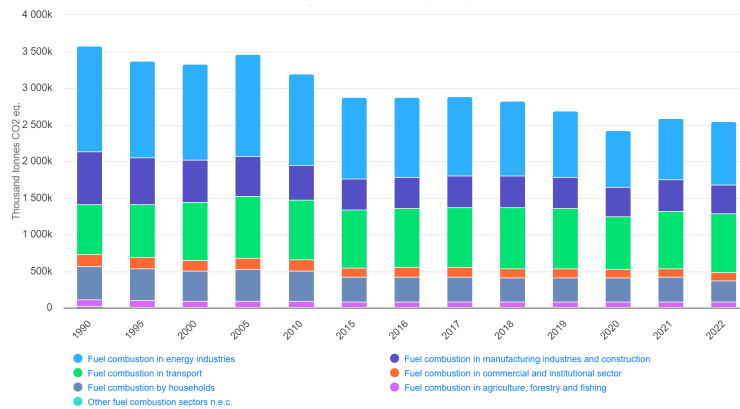


Figura 3.7: Intensidad de emisiones de GEI en consumo de energía en diversas industrias (Eurostat, 2022)

se convierta en un impulsor de energías renovables.

De esta manera, China posee la hidroeléctrica más grande del mundo denominada Presa las Tres Gargantas. Además, cuenta con construcciones de reactores renovables que no liberan gases contaminantes, desarrollando energías como eólica, solar y geotérmica (BCN, 2012).

India con una gran cantidad de población en Asia, su matriz energética depende un 68 % del carbón, siendo un productor y consumidor de este combustible fósil. De igual forma que China, se encuentra desarrollando energías más limpias (ibíd.).

Por último, con respecto a los países de Oceanía, Australia posee una fuerte dependencia al recurso del carbón, específicamente un 53,8 % de su matriz energética proviene del carbón. Mientras que Nueva Zelanda, se caracteriza por ser uno de los países más limpio en su generación de energía, con un participación del carbono de sólo un 11 % (ibíd.).

3.3. Industria Energética en Chile

3.3.1. Conceptos claves

Previo a presentar el análisis de la industria energética del país, es fundamental definir las unidades utilizadas en el sector eléctrico que corresponden a Watts (W) y Watts-hora (Wh).

La física define la Energía como "la capacidad de realizar trabajo" y por su parte, Potencia esta definida como "el trabajo realizado en un tiempo determinado". En otras palabras, un sistema A tiene más potencia que un sistema B, si el sistema A puede hacer más trabajo que el B, en el mismo tiempo.

La energía está representada con la letra E , mientras que Potencia con la letra P , ambos conceptos se relacionan de la siguiente manera:

$$P = \frac{E}{t} \quad [W] \quad (3.1)$$

Y a su vez, se tiene la siguiente expresión:

$$E = P * t \quad [Wh] \quad (3.2)$$

De esta manera, la Energía o trabajo realizado se puede expresar en Watts-hora (Wh). Por su parte, la Potencia se expresa en Watts, siendo el cociente entre la energía que se debe invertir para realizar una tarea y el tiempo necesario para realizarlo (Congreso Nacional de Chile, [2021](#)).

3.3.2. Matriz energética en Chile

En Chile, la matriz energética se encuentra segmentada en la matriz de energía primaria y secundaria.

Tanto la matriz primaria como secundaria, se encuentran representadas en el Balance Nacional de Energía (BNE). Este corresponde a un informe estadístico que se elabora anualmente desde 1960, que busca recopilar todas las transacciones de energía ocurridas en el país dentro de un año calendario con el fin de caracterizar la producción, venta, y consumo energético nacional, esto se cuantifica en Tera calorías (TCal).

Como se observa en la figura 3.8, el BNE se divide en tres partes que representan el proceso. La primera parte que se encuentra a la izquierda corresponde a la obtención de las materias primas energéticas, seguida por el proceso de transformación y, finalmente a la derecha su uso clasificado por sector de actividad económica. Dichas partes corresponden a la matriz primaria, los centros de transformación y los consumos finales respectivamente.

La matriz primaria hace referencia a todas aquellas energías que se extraen desde la naturaleza, es decir, desde su fuente natural sin procesos de por medio que lo transformen. Por ejemplo se tiene a la energía hidráulica, eólica, solar, gas natural y petróleo. Por lo tanto, una matriz energética primaria muestra la participación que tienen los energéticos capturados directamente de recursos naturales en el consumo total. La participación de cada energético muestra cómo se comporta la demanda por energía en un instante determinado (Deloitte, 2016). Durante el año 2022, la matriz energética primaria en Chile, alcanzó una oferta total de 331.301 [TCal] (Energía, 2022)

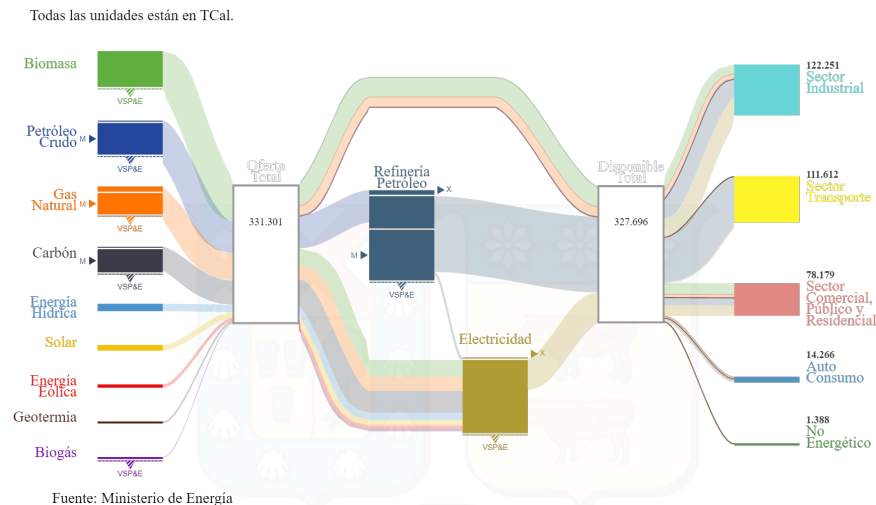


Figura 3.8: Balance Nacional de Energía, año 2022 (Energía, 2022)

En la figura 3.9, se puede observar que en la matriz energética primaria, los combustibles tienen una mayor participación donde la suma del petróleo crudo, carbón y gas natural, representa un 60 %. Cabe destacar, que las energías con menor participación corresponden a la hídrica (5 %), solar (4 %), eólica (2 %) y geotermia (1 %).

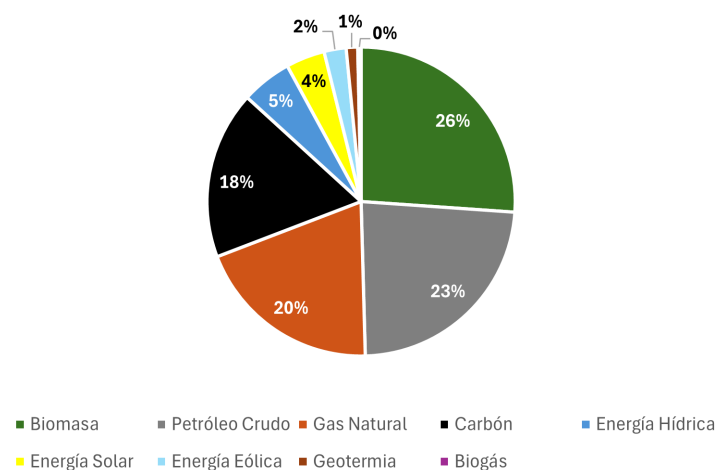


Figura 3.9: Matriz Energética Primaria en Chile, año 2022 (Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía (Energía, 2022).)

Por otro lado, la matriz energética secundaria corresponde a los productos energéticos que

se obtienen mediante la transformación de energía de origen primario como también aquellos que pueden ser objeto de consumo final como es el caso del gas natural y la biomasa. Chile cuenta con una matriz secundaria altamente dependiente de los productos derivados del petróleo, los cuales son responsables de más de la mitad del consumo final de energía (Deloitte, 2016).

El Ministerio de Energía clasifica las fuentes de energía secundaria consideradas para el balance energético según su fuente primaria de origen, siendo las siguientes: electricidad, productos petroleros secundarios, derivados de carbón, derivados de biomasa o bio-combustibles.

El disponible total de energía, que se refiere al consumo final de energía, fue de 327.696 [TCal] durante el año 2022. En esta matriz destaca la electricidad y refinería petróleo concentrando un total de 22 % y 56 % respectivamente.

En la figura 3.10, se observa la distribución del consumo final de energía, según sector de actividad económica donde destaca el sector industrial y transporte con un 37 % y 34 % respectivamente. Es importante mencionar, que el consumo No Energético corresponde a productos petroquímicos (etileno y propileno) y a productos especiales (solventes y bases para asfaltos).

Las matrices energéticas varían en la participación de diferentes tipos de energía, donde en gran parte, dependen del petróleo y sus derivados como se puede observar en la figura 3.8. En las últimas décadas, ha surgido el concepto de matrices energéticas diversificadas, que tienen una distribución más equilibrada entre diferentes fuentes de energía.

Es fundamental contar con una matriz diversificada ya que reduce el riesgo de interrupciones en el suministro de energía, lo que podría causar grandes pérdidas de bienestar. En Chile al igual que en otros países, la estructura de consumo de energía es opuesta al potencial disponible, lo que se

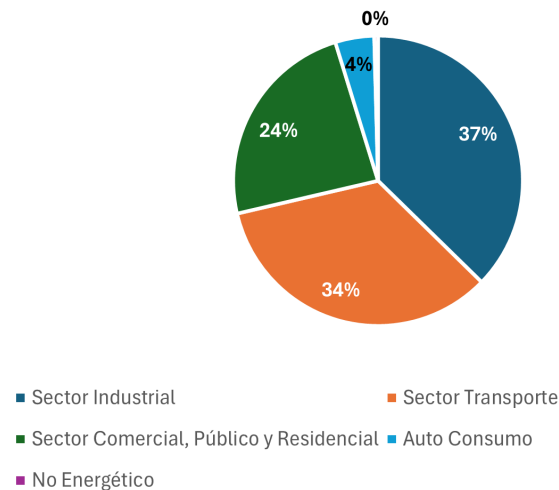


Figura 3.10: Consumo Final de Energía por Sector de Actividad Económica en Chile, año 2022 (Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía (Energía, 2022)).

agrava debido al desaprovechamiento de los recursos renovables (Energía y F. Chile, s.f).

3.3.3. Matriz Eléctrica

Actualmente, los sistemas eléctricos del país se organizan bajo un sistema denominado Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este fue formado en el año 2017, tras la conexión entre el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). Dada la geografía nacional, este sistema es único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 km y abarcando casi la totalidad del territorio chileno, desde Arica hasta la Isla de Chiloé. El nivel de cobertura de la población nacional, alcanza el 98,5 % (Congreso de Chile, 2021).

Es importante destacar que el SEN cuenta con dos sistemas aislados: El Sistema de Aysén (SEA), productor de electricidad para el abastecimiento de la región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo, y el Sistema de Magallanes (SEM), que suministra energía a la Región de Magallanes y Antártica Chilena.

El mercado eléctrico en Chile, desde el rol que ofrece energía, cuenta con tres sectores que permiten la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del mercado:

- **Generación:** Tiene como función la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías tales como hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar y entre otras.
- **Transmisión:** Tiene como función la transmisión en niveles de alto voltaje, de la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.
- **Distribución:** Tiene como función distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende.

Es importante mencionar que estas actividades son desarrolladas por empresas privadas, que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada sector. En el caso de transmisión y distribución, se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados debido al comportamiento de monopolio que tienen ambos. Con respecto al sector de generación, lo hace bajo reglas de libre competencia.

Antes de mencionar la capacidad del Sistema Eléctrico es necesario definir este término. La capacidad eléctrica instalada se refiere a la suma de la potencia máxima de las unidades de generación que conforman el SEN y se encuentra expresada en MegaWatts. Hasta diciembre del año 2022, Chile cuenta con una capacidad instalada de 33.218 [MW] (G. d. Chile, [2023a](#)).

A partir de la figura 3.11, se tiene que el 62,0 % de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (hidráulica, solar, eólica, biomasa y geotérmica) mientras que el 38,0 % corresponde a fuentes térmicas (carbón, gas natural y petróleo).

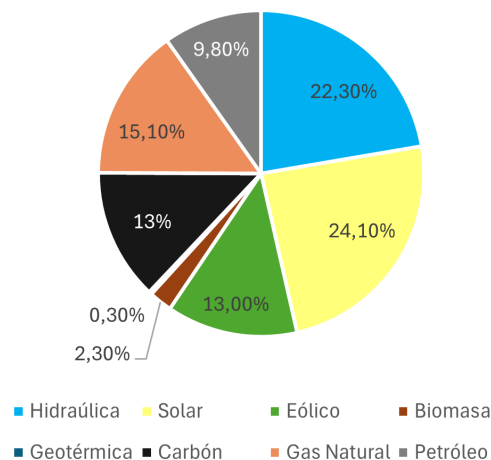


Figura 3.11: Capacidad instalada por fuente de energía, año 2022 (Elaboración propia con datos de Generadoras de Chile (G. d. Chile, 2023a).

3.3.4. Centrales Térmicas a Carbón

Las centrales a carbón son instalaciones que funcionan por medio de la quema del carbón para producir vapor con el fin de generar electricidad, teniendo una gran participación a nivel mundial. Si bien el uso de carbón ha permitido proporcionar acceso a la electricidad a lugares de difícil acceso, mejorando la calidad de vida de las personas, produce una considerable cantidad de contaminantes y GEI.

Con respecto a los contaminantes en el aire producto de la actividad de la quema de carbón, se encuentra el óxido de nitrógeno (NO_x), azufre (SO_x) y material particulado. Con respecto a la emisión de GEI, se encuentra el dióxido de carbono (CO_2) y el metano (CH_4).

Cabe destacar que es fundamental que la ubicación de la central térmica se encuentre en una localidad que tenga acceso a una masa de agua como un río. Esto debido a la gran cantidad de agua que se debe utilizar en el proceso de eliminar las impurezas del carbón, proceso conocido

como lavado de carbón. Este proceso ayuda a reducir la contaminación atmosférica debido a que disminuye alrededor del 50 % del contenido en las cenizas del carbón. Sin embargo, al extraer agua del medio ambiente, este suceso afecta directamente a la fauna acuática (Education, 2024).

En la figura 3.12 se presenta el procedimiento de una central térmica a carbón para generar energía. Se inicia con la descarga del carbón que en general se deposita en un contenedor subterráneo para luego ser pulverizado en un polvo fino a través de un molinillo para garantizar la combustión completa del carbón. Luego, el carbón pulverizado se introduce a una caldera donde ingresa al ciclo de Rankine.

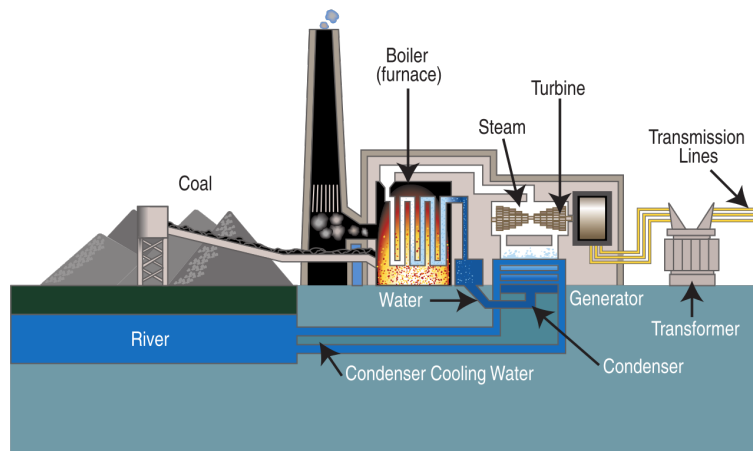


Figura 3.12: Proceso de una Central Térmica a Carbón (Commons, s.f).

El ciclo de Rankine se define como un ciclo termodinámico donde su principal función convertir la energía térmica en trabajo. El ciclo inicia en la caldera (boiler) donde el calor generado por la combustión del carbón se utiliza para generar vapor sobrecalentado. Este vapor se introduce en la turbina y a medida que el vapor se expande, va disminuyendo su presión y a su vez convierte la energía térmica en trabajo mecánico. El trabajo mecánico generado se utiliza para movilizar el generador eléctrico y así producir electricidad. El condensador tiene la función de cambiar a estado

líquido el vapor restante para así ingresar a una bomba que bombea el agua de vuelta a la caldera y así reiniciar el ciclo.

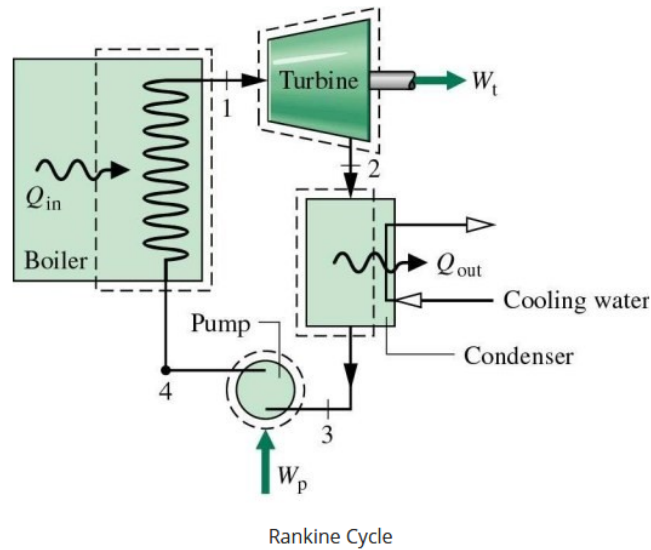


Figura 3.13: Ciclo de Rankine (Medium, 2018)

3.3.5. Participación de Energías Renovables

La clasificación de las energías renovables que utiliza Chile es convencionales y no convencionales, esto depende del grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la predominancia en los mercados energéticos.

Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) son fuentes generadoras de energía renovable que no se basan en los combustibles fósiles ni en procesos contaminantes para producir electricidad, lo que las hace beneficiosas para el medio ambiente, siendo la eólica, solar, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la energía oceánica.

Dentro de las Convencionales, la más relevante es la hidráulica a gran escala, ya que funciona como central hidroeléctrica y se ha utilizado durante mucho más tiempo.

Durante el último tiempo, ha mejorado significativamente las condiciones del mercado para el desarrollo de las ERNC. Este progreso está relacionado con la madurez tecnológica, la cual ha conducido a una reducción en los costos en las tecnologías ERNC. Asimismo, el potencial de recursos que caracterizan a Chile y la continua mejora de la legislación eléctrica chilena, han contribuido en acelerar el avance y la implementación de proyectos de esta índole.

En la actualidad, el escenario de retirar las centrales a carbón, permite una entrada sólida de las energías renovables, reduciendo así las emisiones del sector de la energía, lo que a su vez, habilita otras acciones tales como la electrificación.

Tal como se menciona anteriormente respecto a la figura 3.11, se puede apreciar una mayor participación de las energías renovables en el SEN durante el año 2022, contando con una capacidad aproximadamente de 20.595 [MW], lo que corresponde a un 62 % del total de capacidad instalada (33.218 [MW]).

Por su parte, durante el año 2023, la potencia instalada de generación ascendió a 34.672 [MW], aumentando un 4,4 % con respecto al año 2022. Según las estadísticas de Generadoras de Chile, del total de capacidad instalada, un 62,24 % corresponde a fuentes de energías renovables, siendo un 4,3 % mayor que en el año 2022. En este sentido, específicamente las de origen hidroeléctrico (hidro-embalse e hidro-pasada con un 10 % y 11,6 % respectivamente, solar que considera la fotovoltaica y solar concentrada (26,9 %), eólica (13,3 %) y geotermia (0,3 %). (G. d. Chile, [2023a](#)). Además, en la figura 3.14, se observa una tendencia lineal ascendente caracterizada de color verde, que indica el

desarrollo de energías renovables.

Con respecto a las fuentes de energía de los combustibles fósiles se tiene que su contribución en potencia de la red eléctrica se aprecia prácticamente invariable, donde la energía con mayor desarrollo es la energía solar.

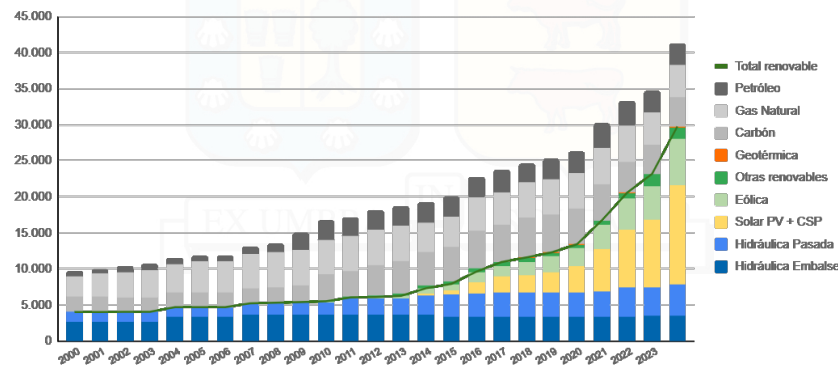


Figura 3.14: Capacidad instalada por fuente de energía [MW] (G. d. Chile, 2023a)

A pesar del escenario optimista sobre la predominante capacidad que tienen las ERNC, tal como se observa en la figura 3.15, la capacidad instalada por fuente de energía no se refleja proporcionalmente en la generación bruta que se encuentra en GigaWatts-horas en el eje secundario. En otras palabras, la cantidad de energía que se extrae de cada fuente disponible, no refleja la capacidad instalada. Se observa en la barra de la energía solar que su capacidad instalada en el año 2022 es de 8.000 [MW], superando al gas natural y al carbón con 5.000 [MW] y 4.000 [MW] respectivamente. A su vez, se tiene en la misma figura, que el volumen de generación bruta para la energía solar es de 14.000 [GWh] de energía siendo cerca del doble de la capacidad instalada, mientras que la de carbón cuatriplica a la capacidad instalada siendo de 19.000 [GWh].

Esta situación se explica debido que la energía que proviene de combustibles fósiles, sufre menos procesos de transducción. Es decir, no tiene involucrado procesos de conversión de una

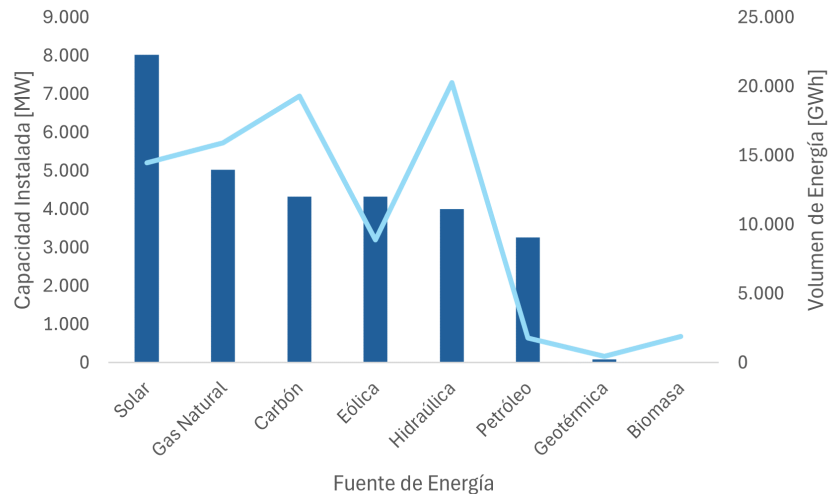


Figura 3.15: Capacidad instalada y volumen generado por fuente de energía en Chile, año 2022. (Elaboración propia con datos de Generadoras de Chile (G. d. Chile, [2023a](#)))

energía a otra. Esto debido a que las centrales térmicas a carbón funcionan en base a un ciclo de Rankine y puede ser activada y utilizada ya sea en el día o en la noche, siendo susceptible a la programación anticipada y en casos de emergencias, pueden ponerse en servicio rápidamente.

Por otro lado, las generadoras de energía de fuentes ERNC tales como la solar y eólica, experimentan variaciones donde están expuestas a las condiciones meteorológicas, que dificultan la planificación y eficiente respuesta frente a imprevistos. Profundizando en este conflicto, la energía solar depende netamente de la irradiación solar que varía constantemente y está presente en ciertos horarios. Por su parte la energía eólica, depende de condiciones geográficas de una región, donde las corrientes de aire atmosféricas son mucho menos susceptibles que la radiación solar (Congreso Nacional de Chile, [2021](#)).

3.4. Retiro de Centrales Térmicas a carbón

Con el objetivo de lograr la meta de carbono neutralidad al año 2050, el retiro de las centrales térmicas a carbón es fundamental para acelerar la transición energética en Chile. A raíz de este compromiso, el Ministerio de Energía ha desarrollado un informe preliminar de la Planificación Estratégica de Largo Plazo 2023-2027 (PELP). En el documento, se plantean los siguientes escenarios energéticos a largo plazo (Energía, 2021):

- **Recuperación Lenta Covid (RPC):** La pandemia de COVID 19 ha generado un significativo impacto económico y social, ralentizando la transición energética. En Chile debido a la baja disponibilidad de recursos, se busca reactivar la economía, mejorar la calidad del aire regulando el uso de leña y cumplir con compromisos internacionales mediante la Ley de Eficiencia Energética y la Estrategia de Electromovilidad..
- **Rumbo a la Carbono Neutralidad:** Las condiciones económicas favorables y la reducción de costos en las energías limpias, han permitido un decrecimiento en las emisiones de GEI. Al reducir el consumo de leña, se diversifica la matriz de calefacción mediante medidas de eficiencia energética. Además, las nuevas tecnologías impulsan la electromovilidad y el desarrollo del hidrógeno verde.
- **Acelerando la Transición Energética:** Chile se avanza hacia la transformación del sistema energético, buscando alternativas de calefacción como la energía distrital y la aislación térmica de las viviendas. El despliegue de energías renovables dentro del sistema eléctrico, junto con soluciones de almacenamiento, promueve la electrificación en sectores de la economía, la

integración de la electromovilidad y el desarrollo de hidrógeno verde y combustibles sintéticos.

El objetivo de estas acciones, es lograr que el sistema eléctrico opere 100 % libre de emisiones para el año 2050.

Con respecto a la trayectoria de retiro de las centrales térmicas a carbón, se tienen tres trayectorias que van relacionadas con el escenario correspondiente. Para el escenario de Recuperación, se considera un retiro total de carbón al año 2040, el escenario de Carbono Neutralidad considera el retiro total al año 2035 y el escenario de Transición Acelerada considera el retiro total al año 2030, como se especifica en la figura 3.16:



Figura 3.16: Trayectoria de retiro de centrales a carbón en los escenarios de la PELP 2023-2027 (Energía, 2021).

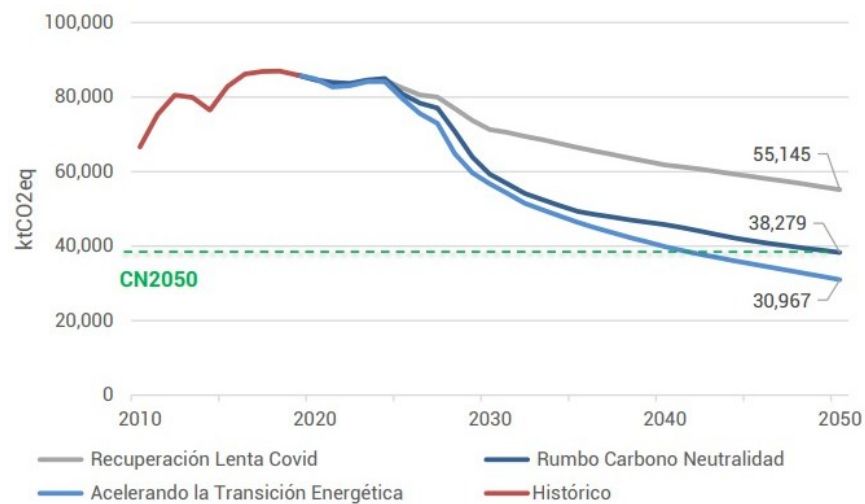
El Plan Estratégico de Largo Plazo, indica que en todos los escenarios energéticos considerados, estará presente una significativa disminución de emisiones de (CO_2) equivalente. En la tabla 3.1, se distingue que la reducción más pronunciada corresponde al Escenario de Acelerando la Transición Energética con un 64 % respecto a las emisiones del año 2018, seguida por el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad que reduce sus emisiones en un 56 % con respecto al año 2018.

Tabla 3.1: Proyecciones de emisiones globales en cada uno de los escenarios de la PELP 2023-2027.

Escenario	Emisiones CO_2eq Energía			Reducción al 2030 c/r a 2018	Reducción al 2050 c/r a 2018
	2030	2040	2050		
Recuperación Lenta Covid	71,247	61,803	55,145	-18 %	-37 %
Rumbo Carbono Neutralidad	59,275	45,751	38,279	-32 %	-56 %
Acelerando la Transición Energética	56,725	39,882	30,967	-35 %	-64 %

(Fuente: (Energía, 2021))

Los tres escenarios alcanzan su punto máximo de emisiones del sector energético alrededor del año 2024, especificado en la figura 3.17. Para alcanzar la meta de carbono neutralidad para el año 2050, se debe emitir un máximo de 38.634 [kt] de CO_2 equivalente, lo que se alcanzaría en el escenario Rumbo Carbono Neutralidad. A su vez, el escenario Acelerando la Transición Energética, lo logra en el año 2042 aproximadamente.

**Figura 3.17:** Proyecciones de las emisiones del sector de energía en los escenarios considerados en la PELP 2023-2027 (Energía, 2021).)

3.5. Sistema de Almacenamiento de Energía

Los sistemas de almacenamiento de energía guardan la energía ya sea en forma de electricidad o en otro medio de energía para utilizarla en el momento que se estime conveniente. En otras palabras, este proceso es precisamente lo que ocurre con una pila recargable, o en la batería de un

auto, que almacenan energía para aprovecharla según sea necesario.

Los sistemas de almacenamiento han cobrado gran relevancia en el sector eléctrico debido a que tiene un gran potencial para ser el complemento de un recurso abundante de Chile: las energías renovables.

Una de las principales características de estas fuentes es que son extremadamente variables y dependiente de condiciones meteorológicas. Es por este motivo, que el almacenamiento de electricidad se considera con un gran potencial para proveer energía de forma continua y segura, sin alterar la planificación de la matriz energética del país.

En la actualidad, existen diversas aplicaciones: en dispositivos de salud, como los marcapasos, aplicaciones de transporte, como los autos y camiones eléctricos, y en sistemas eléctricos, como las baterías de litio de gran escala o como embalses de bombeo.

La forma de clasificar estas diversas energías es en base al proceso de conversión energética que utiliza cada una de estas alternativas. A continuación, se presenta una lista de tipos de almacenamientos utilizados por tecnologías existentes (G. d. Chile, [s.f](#)):

- **Almacenamiento Térmico:** Utiliza la energía disponible para enfriar o calentar algún medio de almacenamiento (aguas calientes, sales fundidas o materiales con cambio de fase), el cual después puede ser aprovechado para generar calor o electricidad. Este procedimiento lo utilizan las centrales de concentración solar de potencia, que almacena el calor del sol utilizando una cámara de sales fundidas para luego generar electricidad.
- **Almacenamiento Eléctrico:** Utiliza energía disponible para cargar capacitores, conductores u otro material, generando así campos electrostáticos o campos magnéticos, que pueden ser

conservados y utilizados más adelante para devolver electricidad al sistema. Este proceso es utilizado por sistemas de almacenamiento de energía magnética por superconducción y los supercapacitores.

- **Almacenamiento Mecánico:** Consiste en convertir la energía disponible en energía mecánica, ya sea a través del movimiento de una masa (método de baterías inerciales), elevación de un cuerpo que en general es agua (método de centrales hidroeléctricas por bombeo) o la compresión de un gas (método de baterías de aire comprimido). Estas formas pueden ser convertidas en electricidad y ser utilizadas en cualquier otro momento.
- **Almacenamiento Químico:** Utiliza la energía disponible para obtener compuestos y/o elementos con alta densidad energética, con potencial para ser utilizados en un tiempo posterior para generar calor mediante un proceso de combustión (por ejemplo el hidrógeno verde que se obtiene con electricidad renovable, y luego se utiliza sin generar emisiones).
- **Almacenamiento Electroquímico:** Consiste en utilizar la energía disponible para generar una diferencia de potencial eléctrico entre un ánodo y cátodo, mediante un proceso de reacciones químicas. Este proceso tiene como objetivo ser reversado para generar electricidad, como es el caso de las baterías de ión-litio y baterías de plomo-ácido.

3.5.1. Almacenamiento Térmico

El método de almacenamiento de energía en el cuál se va a enfocar esta investigación, es el almacenamiento térmico, conocido como Thermal Energy Storage (TES). Este sistema es una de las formas más baratas de almacenamiento de energía a altas temperaturas, que se considera sobre los

200°C. Además, existen varias formas de utilizar el método TES: almacenamiento de calor latente, almacenamiento de calor termoquímico y almacenamiento de calor sensible (Blindu, 2022).

Es importante mencionar que el almacenamiento de energía térmico corrige el desajuste entre el inestable suministro de energía solar y la demanda de electricidad (T. Bauer y Bonk, 2021). Así, este concepto de almacenamiento de energía, permite utilizar el concepto de gestionar la planta, es decir, operar de forma estable y flexible a la hora de generar energía acorde a la demanda eléctrica. El método que se utiliza de almacenamiento es mediante el uso de sales fundidas, almacenando calor sensible.

Este método de almacenamiento tiene el objetivo de transportar sal fundida a alta temperatura que se integra al ciclo de Rankine mediante el intercambio de calor con otro fluido para así generar vapor a alta presión y de esta manera mover la turbina. Cabe destacar que al ser calor sensible, no hay cambio de fase y por lo tanto, la sal se encuentra en estado líquido. Los sistemas TES basados en sales fundidas consisten en un tanque no presurizado frío y caliente.

La operación del sistema de almacenamiento de tanques de sales fundidas es el siguiente (Blindu, 2022):

- **Modo de carga:** Las sales fundidas fluyen a través de tuberías impulsadas por bombas desde el tanque de sales frías hasta el intercambiador de calor para absorber energía térmica procedente de una fuente de energía, la cual puede ser un fluido caloportador (HTF), radiación solar directa o un sistema de resistencias eléctricas. Una vez calentadas las sales hasta la temperatura de operación deseada, estas se dirigen al tanque caliente donde son almacenadas.
- **Modo de descarga:** Las sales del tanque caliente son impulsadas mediante un intercambiador

de calor, donde ceden su energía térmica a un HTF. Si se descarga para generar energía eléctrica, el HTF transportaría la energía térmica hasta un bloque de potencia de ciclo de Rankine. Si el HTF es agua, se generará directamente vapor, mientras que, si es otro HTF, este será empleado a su vez para transportar la energía térmica de las sales hasta un generador de vapor. Finalmente, el vapor generado se utiliza para generar energía eléctrica en una turbina de vapor.

- **Modo de drenaje:** Para evitar la solidificación durante largos períodos de tiempos de reposo de la planta, las sales contenidas en tuberías e intercambiadores de calor, son drenadas a los tanques de sales y tanque de drenaje. Al momento de que el tanque de drenaje alcance cierto nivel de llenado, las sales son bombeadas hacia los tanques fríos.
- **Modo de precalentamiento:** Tiene como objetivo mantener a una alta temperatura las líneas de tuberías a través de las cuales circulan las sales fundidas. En general, esto se utiliza en las líneas que han estado inactivas durante un largo período, para así evitar el congelamiento provocado por entrar en contacto con algún material a baja temperatura.
- **Modo standby:** Corresponde a las situaciones en las cuales la potencia térmica empleada para calentar las sales disminuye. En el caso de que sea temporal, se reduce el caudal a través del calentamiento de sales, manteniendo la temperatura deseada y operando a carga parcial. Si la potencia se reduce bajo el nivel mínimo, se disminuye la temperatura, lo cual provoca un leve enfriamiento en las sales contenidas en el tanque caliente. Por último, si el estado es de mayor duración, se recircula las sales frías hacia el tanque caliente mediante un bypass a caudal mínimo, así se evita el enfriamiento de los tubos sin llegar a interferir en la temperatura del tanque caliente.

Es importante mencionar que esta es una tecnología madura, que ha sido ampliamente empleada en plantas de energía solar concentrada (CSP). Así, el sistema TES permite que las plantas CSP tengan la capacidad de almacenar energía de la radiación solar en las horas de sol y convertirla en electricidad cuando sea necesario, adaptando la fuente de energía a la demanda eléctrica de la red (Blindu, [2022](#)).

3.5.2. Sales fundidas

Este fluido permite la utilización de sistemas de almacenamiento térmico, contando con las siguientes características que la benefician para su uso:

- Estabilidad química a alta temperaturas
- Alta capacidad calorífica
- Alta conductividad térmica
- Baja presión de vapor
- Elevado punto de ebullición
- No son inflamables ni tóxicos

Las sales fundidas pueden operar entre un rango de temperaturas de 260°C hasta 621°C. Sin embargo, en general el rango oscila entre los 290°C y 565°C que marca a la salida del componente encargado de calentar la sal fundida y convertirla en energía térmica para luego dirigirse al generador de vapor.

Los 290°C corresponde a la temperatura que alcanza en el almacenamiento de baja temperatura

en el tanque de sales frías. Uno de los mayores riesgos que tienen las sales fundidas si no se encuentran con alguna fuente de calor, es que son propensas a cristalizarse para posteriormente solidificarse en los depósitos de almacenamiento, intercambiador de calor o tuberías. Para evitar este fenómeno, se recomienda no descender de los 245°C ya que entorno a los 238°C comienza el proceso de cristalización del fluido donde se solidifica completamente a los 221°C (Villanueva, 2020).

El circuito de tuberías en el cual circulan las sales fundidas es el siguiente (Blindu, 2022):

- Circuito que transporta las sales desde el tanque caliente al ciclo de potencia para posteriormente descargarlas en el tanque de sales frío.
- Circuito que conduce las sales fundidas desde el tanque frío al tanque caliente, pasando por el intercambiador de calor, el cual tiene la función de calentar las sales hasta la temperatura de operación del tanque caliente.
- Circuito de tuberías del sistema de drenaje, cuyo objetivo es drenar las sales y transportarlas al tanque de drenaje.

Cabe destacar que este fluido se puede utilizar tanto para la transferencia de calor como para el almacenamiento. Se puede considerar el almacenamiento indirecto, mediante un intercambio extra de calor entre las sales fundidas y el Heat Transfer Fluid (HTF).

Las sales fundidas que más se destacan en su comercialización es la Sal Solar, Hitec y Hitec XI, donde en el análisis técnico se van a dar a conocer sus principales propiedades.

4 | Metodología

Antes de profundizar en el paso a paso del análisis del proyecto de reconvertir una central térmica a carbón a una central de almacenamiento de energía, la figura 4.1 representa las etapas del ciclo de vida de un proyecto.

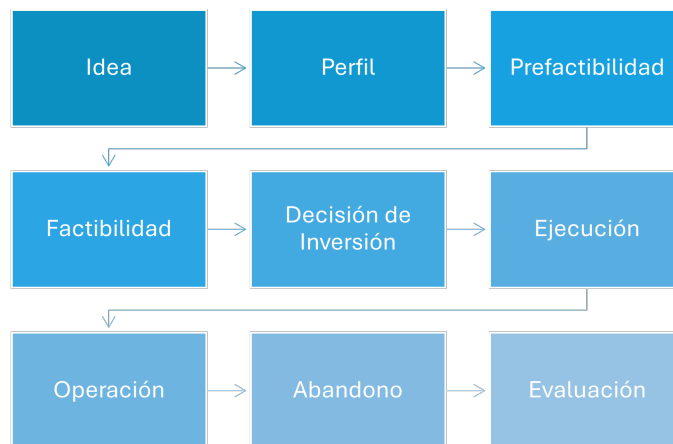


Figura 4.1: Ciclo de vida de un proyecto (Améstica, 2023)

Cabe destacar que la etapa de perfil, prefactibilidad y factibilidad, corresponden a estudios para la formulación del proyecto, donde se inicia con una considerable probabilidad de error y se finaliza en el estudio de factibilidad con más información y menor riesgo, es decir con una menor probabilidad de error.

Asimismo, se debe señalar que en este trabajo de investigación se va a profundizar hasta el

análisis de prefactibilidad. Este se basa en varios estudios que se realizan en las etapas iniciales del proyecto y tienen como objetivo evaluar de manera preliminar la viabilidad técnica, económica, ambiental y social del proyecto.

El estudio de prefactibilidad ayuda a determinar si el proyecto es apto para considerarse de manera más detallada en el estudio de factibilidad. Los estudios considerados en la etapa de prefactibilidad son los siguientes:

- Estudio Técnico
- Estudio de Mercado
- Estudio del Marco Legal
- Estudio Financiero y Económico
- Estudio Social

4.1. Estudio Técnico

El sistema de almacenamiento inicia suministrando calor a las sales para posteriormente almacenarlas en el tanque caliente. Su principal objetivo es almacenar energía térmica para posteriormente inyectarla a la red eléctrica en períodos donde la demanda supera la generación. El ciclo de potencia se encarga de transformar la energía térmica en energía eléctrica, dicho proceso actualmente está incluido en la central térmica a carbón, siendo el ciclo de Rankine. Este procedimiento se observa en la figura 4.2.

Dado que se mantiene parte de la infraestructura y equipos, se debe integrar la sección de

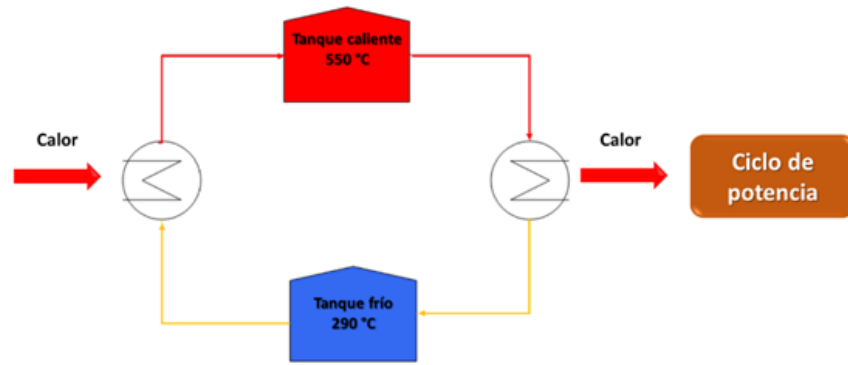


Figura 4.2: Esquema básico del sistema TES-GE (Blindu, 2022)

almacenamiento, por lo que se deben identificar los equipos y encontrar su valor para considerarlo en la inversión inicial. En adición, es importante realizar un análisis de las diversas mezclas de sales, para establecer cuál es la más apropiada para operar como el fluido de almacenamiento y HTF.

4.2. Estudio de mercado

Para el estudio de mercado, es necesario tener en cuenta la capacidad instalada de la central, para la búsqueda del costo marginal en la barra de Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). A partir de estos datos se analiza el historial de sus valores y de esta forma, se identifica el comportamiento de este a lo largo de los períodos, donde se va a considerar el promedio de los costos por hora, para posteriormente calcular el promedio representativo por año.

Cabe destacar, que hay que analizar los precios para las horas donde la central generará e inyectará energía a la matriz, que será en la noche.

4.3. Estudio Financiero y Económico

Se realiza un análisis preliminar de la reconversión de la central mediante la elaboración del flujo de caja teniendo las siguientes consideraciones:

- **Alcance del proyecto:** Es relevante señalar el tiempo de implementación del proyecto, la capacidad instalada de generación de energía, ubicación de la central y aspectos técnicos y de diseño propios de la central de almacenamiento.
- **Diseño del sistema:** Se considera el desarrollo del sistema donde se especifica la tecnología empleada en la central para redefinir la infraestructura de la antigua.
- **Estimación costos de ingeniería y construcción:** Cotizaciones para la instalación de centrales con sistema de almacenamiento. Esto incluye costos de mano de obra, materiales entre otros gastos asociados a la instalación del sistema de almacenamiento.
- **Costos de equipos:** Entre los equipos se considera los tanques donde se almacena las sales fundidas, las sales, generadores de vapor, bombas y calentadores eléctricos.
- **Costos financieros y de permisos:** Obtención de permisos, licencias y seguros para la correcta reconversión.
- **Costos de operación:** Incluye el costo de personal, costos de mantenimiento y repuestos, costos de servicios externos y costos de energía auxiliar.

Luego de tener registrados los costos, ingresos, capital de trabajo, depreciación de equipos y valor de desecho del proyecto, se obtienen los principales indicadores económicos: el VAN, la TIR y

el payback, que permiten analizar la rentabilidad del proyecto. Luego de analizar los indicadores mencionados, se va a sensibilizar el flujo de caja mediante la modificación de algunos costos e ingresos.

Además, se va a realizar una comparación entre el proyecto de reconversión de la central térmica a carbón a una central con almacenamiento de energía y el cierre definitivo de la central, considerando la venta de su equipo e infraestructura, para determinar cuál proyecto es más rentable.

El cierre de una central térmica a carbón implica los siguientes costos:

- **Costo de desmantelamiento:** Se incluye el desmontaje y demolición de las estructuras de la central, lo que incluye la caldera, generadora, sistemas de control y las torres de enfriamiento.
- **Costo de limpieza:** Este considera la limpieza y restauración del sitio para cumplir con los estándares ambientales y de seguridad. Puede incluir restos de carbón, remoción de contaminantes del suelo y del agua y la gestión adecuada de residuos peligrosos.
- **Costo retiro del personal y reasignación laboral:** Este costo incluye compensaciones, jubilaciones anticipadas, programas de reubicación y capacitaciones laborales.
- **Costos de disposición de residuos:** Estos son costos relacionados con la eliminación de materiales y equipos no deseados tales como equipos obsoletos y materiales de construcción.

4.4. Marco Legal

Con respecto al análisis legal, la Cámara de Diputados aprobó el proyecto de ley para prohibir las centrales termoeléctricas con el objetivo de reducir las emisiones de GEI en el sector energético (boletín N° 13196-12). En este sentido, prohíbe la instalación y funcionamiento de plantas de generación termoeléctrica a carbón en todo el territorio nacional. Además, esta ley comenzaría a regir para las plantas de generación térmica a carbón que tengan menos de 30 años de antigüedad, desde el 31 de diciembre de 2025 (C. D. Chile, [2020](#)).

La ley fue aprobada por la Cámara de Diputados y Diputadas sin perjuicio de que actualmente se encuentra estancado en el Senado y por lo tanto, no ha sido publicada en el diario oficial.

Es importante señalar que el cierre y/o reconversión de la central térmica, debe presentar y posteriormente aprobarse la Declaración de Impacto Ambiental en Chile (DIA). Este es un documento que demuestra que un proyecto no genera efectos significativos sobre el medio ambiente, se puede obtener de forma física o electrónica a través del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), instrumento de gestión ambiental de carácter preventivo el cual realiza un estudio para su posterior declaración con respecto a si el impacto ambiental del proyecto se ajusta a las normas vigentes.

El estudio contempla los siguientes efectos y circunstancias:

- Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones y residuos.
- Efectos adversos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluido el

agua, suelo y aire.

- Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de los grupos humanos.
- Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.
- Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.
- Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general los pertenecientes al patrimonio cultural.

Asimismo, los antecedentes mínimos que exige la normativa en Chile para la implementación de un proyecto son los siguientes:

- Antecedentes generales del proyecto.
- Descripción del proyecto.
- Antecedentes que acrediten que no requiere de la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental.
- Documentación y antecedentes que acrediten el cumplimiento de la normativa ambiental aplicable.
- Documentación y antecedentes que acrediten el cumplimiento de los Permisos Ambientales Sectoriales.

- Descripción de la relación del proyecto con políticas, planes y programas de desarrollo regional y comunal.
- Compromisos ambientales voluntarios en caso de considerarlos.

4.5. Estudio Social y Ambiental

Con respecto al análisis social, se va a enfocar en las localidades en las cuales se encuentran actualmente las centrales térmicas a carbón y que además tienen el cierre programado debido a las estrategias y compromisos tanto del país como de las empresas que operan.

El análisis va a profundizar en el impacto que tiene en las comunidades ya sea a nivel laboral, económico y de salud, junto con enfatizar en una efectiva planificación de desconexión de las unidades, integrando en este proceso a los colaboradores, comunidad en general y otras entidades gubernamentales. También, se mencionarán las opciones de reinserción y reubicación de trabajo que ofrecen las empresas, junto con el traslado a otra localidad de otra central de generación de energía renovable.

Por último, con respecto al análisis medioambiental, el proyecto tiene como objetivo dar a conocer un nuevo método de generación de electricidad mediante el almacenamiento de energía donde una de las principales características es que reduce totalmente las emisiones de CO_2 , SO_2 y material particulado, convirtiéndola en una planta cero emisiones. Debido a esta reducción de emisiones, es posible participar de los bonos de carbono, donde la reducción de emisiones se puede comercializar y por lo tanto se elabora un flujo de caja considerando este ingreso.

Sin embargo, en el caso del cierre de la central, es posible que esté asociado un impacto

ambiental debido al uso del carbón en la caldera, lo que altera el suelo, aire y espacio del lugar donde se ubica la central, por lo que se debe analizar el procedimiento para gestionar los pasivos ambientales que deja el cese de operación de la central térmica a carbón. .



5 | Análisis Técnico

El funcionamiento más común y que ya se ha puesto en práctica con el uso de sales fundidas, es la central con tecnología Concentrated Solar Power (CSP). Esta funciona en el día para adquirir energía solar que se concentra en un torre solar y de esta forma se puede calentar las sales fundidas, que luego son bombeadas hacia un generador de vapor para intercambiar calor con agua y así generar vapor que active la turbina para la generación de electricidad.

La central de almacenamiento de energía con sales fundidas, radica principalmente en que en lugar de emplear una torre solar con heliostatos para calentar las sales, el enfoque se basa en el uso de calentadores eléctricos provenientes de energía renovable.

5.1. Diseño del Sistema de Almacenamiento

La tecnología con sales fundidas, corresponde a un sistema de almacenamiento de energía que funciona mediante 2 ciclos: el primero consiste en calentar las sales durante el día, almacenarlas en el tanque caliente para que luego pase al segundo ciclo. En esta etapa las sales fundidas son bombeadas hacia el generador de vapor para poder intercambiar calor con el agua, y así producir vapor a alta presión que se dirige a la turbina para poder iniciar el proceso de generación de energía.

Posteriormente, luego de participar en el ciclo de potencia, las sales fundidas se descargan al tanque frío donde finaliza el ciclo y para volver a iniciar, se deben volver a calentar desde este mismo tanque, para luego volver a ser almacenadas en el tanque caliente. Cabe destacar que este diseño de reconversión es la primera de su tipo a nivel mundial.

Es importante mencionar que esta nueva metodología de almacenamiento de energía, puede ser implementado a cualquier central térmica a carbón ya que utiliza gran parte de la infraestructura existente, integrando otras secciones correspondientes al sistema de almacenamiento que lo componen:

- Tanque de sales
- Sales fundidas como medio de almacenamiento de energía
- Sistema de tuberías donde circulan las sales fundidas
- Bombas verticales para las sales fundidas
- Aislamiento
- Instrumentación y control
- Calentadores eléctricos
- Traceado de calentadores eléctricos
- Intercambiadores de calor
- Sistema de nitrógeno o aire seco como gas de cobertura
- Sistema de precalentamiento de los tanques y calentamiento de las sales

■ Sistema de drenaje

Con respecto a los equipos que se reutilizan se tiene la turbina, mientras que la caldera, el sistema de control del carbón y el sistema de control de emisiones ya no se necesitan para esta nueva operación.

En la figura 5.1 se presenta el método de utilización de almacenamiento de sales fundidas integrado con tres subsistemas. El primero que se encuentra a la izquierda, corresponde a la unidad de potencia para la carga, donde se utiliza un calentador eléctrico para calentar las sales fundidas y posteriormente almacenarlas en uno de los tanques calientes.

El segundo subsistema corresponde a la unidad de capacidad para el almacenamiento de la energía térmica que cargan las sales fundidas. El almacenamiento se lleva a cabo a través del tanque frío que opera a una temperatura de 310°C (no a 170°C como se especifica en la figura), para asegurar que la sal no se solidifique. Por otro lado, el tanque caliente que opera a 560°C , deriva las sales al último subsistema que se encuentra a la derecha. La unidad de potencia con ciclo de vapor o conocido como ciclo de Rankine, permite la generación de energía eléctrica. En este subsistema se encuentra el generador de vapor, la turbina y el condensador.

Un aspecto relevante a destacar es que los sistemas de almacenamiento de sales fundidas con un tanque frío y otro caliente, proporcionan niveles constantes de potencia y temperatura durante todo el proceso de carga (calentar las sales) y descarga (funcionamiento de la turbina), mientras que otras tecnologías suelen mostrar una caída de la temperatura, la potencia o el nivel de presión durante la descarga (T. Bauer y Bonk, [2021](#)).

La caída de temperatura puede tener un efecto negativo en el rendimiento del sistema posterior

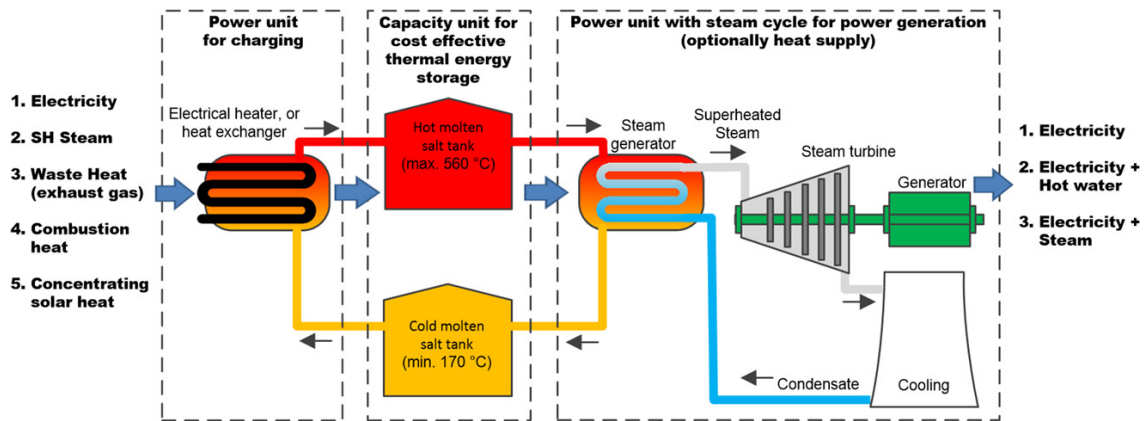


Figura 5.1: Opciones para la utilización de la tecnología de almacenamiento en sales fundidas con tres subsistemas: unidad de potencia para la carga, unidad de capacidad para almacenamiento y unidad de generación de energía para descarga. (T. Bauer y Bonk, 2021)

(por ejemplo, ciclo de potencia). Para el almacenamiento en sales fundidas, los componentes de capacidad (tanques) y potencia (intercambiador de calor) están completamente separados como se observa en la figura 5.1 y esta configuración permite niveles constantes de potencia y temperatura.

5.2. Modelo de Negocio

La figura 5.2 representa el modelo de negocio de la central de almacenamiento de energía. El modelo de negocio es una herramienta que permite dar a conocer cómo genera valor y es rentable el proyecto de reconversión de una central térmica a carbón, esto se realiza a través de una propuesta de valor segmentada en 9 apartados. De esta forma, responde las preguntas de a quién va dirigido, cómo se va a vender y cómo se van a conseguir los ingresos. El tipo de modelo de negocio desarrollado se denomina Modelo Canvas.

Es importante mencionar que en las fuentes de ingreso, los bonos de carbono se encuentra destacado, debido a que se realizará un análisis por separado en el flujo de caja considerando este ingreso, desarrollado en el análisis ambiental.



Figura 5.2: Modelo de negocios central de almacenamiento de energía. (Elaboración propia)

5.3. Características de la reconversión

El proyecto de reconversión se caracteriza por ser un gran sistema de almacenamiento de energía renovable, permitiendo optimizar su uso, al inyectar energía en los momentos de mayor consumo tales como las horas de la noche. A continuación se presenta las principales características de operación:

- Eficiencia del sistema: 42,8 %.
- Generación anual: 1024 [GWh].
- Capacidad de generación diaria: 530 [MW] x 6 [hrs].

La estrategia de operación se basa en la cantidad de turbinas que se encuentran en uso, en el

primer caso, es una turbina trabajando durante 12 horas con una capacidad de 279 [MW], mientras que el segundo caso son dos turbinas trabajando 6 horas con una capacidad total de 558 [MW].

- 1 unidad de 12 horas x 279 [MW].
- 2 unidades de 6 horas x 558 [MW].

5.4. Tanques

El componente principal del sistema de almacenamiento de energía son los tanques donde se almacenan las sales fundidas. Es importante mencionar, que actualmente no existe una normativa estándar sobre el diseño de estos tanques de almacenamiento, por lo tanto se emplean todas las existentes. Entre las principales normativas para estos proyectos de generación de energía, se encuentra la API 650 y las normativas de la ASME (American Society of Mechanical Engineers) (Blindu, 2022).

Sin embargo, las dimensiones del tanque dependen principalmente de la capacidad de almacenamiento del tanque y la temperatura a la cual se almacenan las sales. Para este proyecto, se adquieren tanques fríos y calientes de la misma dimensión especificados a continuación:

- Diámetro de 45 [m] x 15 [m] de alto.
- Tiempo de calentamiento de sales: 10 [hrs].
- Energía almacenada: 7.500 [MWh th].
- Cantidad de tanques calientes: 4 a 560°C cada uno.
- Cantidad de tanques fríos: 2 a 310°C cada uno.

Es importante mencionar que las unidades [$MWh\ th$], se refiere a Megavatios-hora térmicos, unidad que cuantifica el calor almacenado.



Figura 5.3: Tanques de Central Termosolar Kaxu Solar One ubicada en Sudáfrica. (Abengoa, [2021](#))

A partir de la figura 5.3, se observa que la estructura del tanque tiene forma cilíndrica, por lo tanto el volumen para el tanque frío y caliente se obtiene con la fórmula de volumen de un cilindro. Esta estimación permite obtener el costo de adquisición por m^3 .

5.5. Calentador eléctrico

Este dispositivo está diseñado para calentar y mantener la temperatura de las sales en estado líquido. Funciona con una resistencia eléctrica para generar calor donde esta energía eléctrica proviene de energías renovables, como la energía solar. A continuación se presentan las especificaciones:

- Capacidad: 4 calentadores eléctricos de 170 [MW] cada uno.

- Voltaje de 12 [kV].
- Temperatura a la que trabaja varía entre 310°C y 560°C.

5.6. Intercambiador de Calor

Este equipo también conocido como generador de vapor, funciona mediante las bombas que impulsan el agua hacia dicho equipo que intercambia calor con las sales fundidas y de esta forma se genere vapor a alta presión que alimenta a la turbina. Luego de este intercambio, las sales retornan en dirección al tanque frío.

Este equipo reemplaza la caldera en las centrales térmicas a carbón convencionales. El tipo de intercambiador que se utiliza es de tubo y carcasa, donde el agua circula por los tubos y las sales por la carcasa, generando un cambio de fase líquido a vapor del agua. Considerando la alta temperatura a la cual circulan las sales, la carcasa se debe calentar mediante traseadores eléctricos.

Es fundamental indicar que se debe sobrecalentar el vapor mediante otro intercambiador de calor, donde el vapor va por los tubos y las sales por la carcasa. En otras palabras, los tubos se calientan por el vapor y la carcasa por el traseado eléctrico.

Si bien el intercambiador de calor se encuentra atemperado a 260°C, no se pueden introducir las sales a 560°C, lo que se debe hacer es atemperar con sales frías. En este sentido, debe existir una línea fría desde el tanque frío que se dirija a la entrada del generador de vapor. A continuación se indican las especificaciones técnicas del equipo:

- Capacidad: 2 unidades de 660 [MWh th] cada uno.

5.7. Propiedades de las sales fundidas

Las sales fundidas son el principal fluido de almacenamiento en los sistemas TES para implementar en las centrales. Por este motivo, se presentan los tres tipos de sales más comercializadas: Sal Solar, Hitec y Hitec XL. Es importante mencionar que en todas las fórmulas de las propiedades, la temperatura se encuentra en grados Celcius ($^{\circ}\text{C}$).

5.7.1. Sal Solar

La sal solar se compone un 60 % de nitrato de sodio (NaNO_3) y un 40 % de nitrato de potasio (KNO_3). Actualmente, la Sal Solar es el material TES más popular en centrales CSP y se ha comercializado a gran escala desde 1980. A continuación, se presentan las principales características de la Sal Solar (Blindu, 2022):

- **Temperatura de Solidificación:** La sal forma sus primeros cristales a los 238°C y se solidifica por completo a los 221°C . Se puede considerar como punto de solidificación en el valor promedio de ambas temperaturas que resulta $229,5^{\circ}\text{C}$.
- **Estabilidad Térmica:** Diversos estudios indican que la operación de las sal solar entre 560°C y 565°C a presión atmosférica se considera segura y sin riesgo de degradación para las sales.
- **Densidad:** El último estudio, fue hecho por Han Yan en el año 2019 que presenta una ecuación para determinar la densidad de la Sal Solar en base a los resultados experimentales obtenidos empleando el principio de Arquímedes:

$$\rho(T) = 2,137 - 7,598 * 10^{-4} * T \quad \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right] \quad (5.1)$$

- Viscosidad: Al igual que la densidad, la viscosidad ha sido investigada por varios autores, siendo el estudio más reciente de Han Yan en el año 2019 planteando la siguiente ecuación:

$$\nu(T) = 0,28149 * e^{\frac{719,1739}{T}} \quad [mPa * s] \quad (5.2)$$

- Conductividad Térmica: A través de un estudio realizado por Han Yan en el 2019, donde mide la difusividad térmica de la sal solar con un medidor de conductividad térmica láser, logró calcular la conductividad térmica, planteando la siguiente ecuación:

$$\lambda(T) = 2,91531 - 0,01659 * T + 3,818 * 10^{-5} * T^2 - 2,939 * 10^{-8} * T^3 \quad \left[\frac{W}{m * K} \right] \quad (5.3)$$

- Calor específico: En el mismo año que los demás estudios, Han Yan mide el calor específico de la sal solar mediante un analizador térmico simultáneo obteniendo lo siguiente:

$$C_p = 1,83896 + 0,0028 * T - 1,668 * 10^{-5} * T^2 + 1,686 * 10^{-8} * T^3 \quad \left[\frac{J}{K * g} \right] \quad (5.4)$$

5.7.2. Hitec

La sal fundida de Hitec es una mezcla compuesta por 7 % de nitrato de sodio ($NaNO_3$), 53 % de nitrato de potasio (KNO_3) y 40 % de nitrito de sodio ($NaNO_2$). Es importante indicar que esta mezcla de sales ha sido patentada por Coastal Chemical Company. A continuación, se presentan las principales características de la Sal Hitec (Blindu, 2022):

- Temperatura de Solidificación: Esta mezcla de sal tiene una temperatura de solidificación de $142^\circ C$, lo cual es bastante baja en comparación con la Sal Solar, lo que permite que las sales se

encuentren menos propensa a sufrir congelamientos.

- **Estabilidad Térmica:** Esta propiedad se encuentra en la ficha técnica elaborada por el fabricante Coasta Chemical. En el documento se especifica que esta sal puede operar en condiciones óptimas a temperaturas de hasta 454°C.
- **Densidad:** Existen varios estudios para determinar una expresión que explique la densidad según la temperatura. Sin embargo, se presenta el más reciente por Yan en el año 2019.

$$\rho(T) = 2,0677 - 7,027 * 10^{-4} * T \left[\frac{g}{cm^3} \right] \quad (5.5)$$

- **Viscosidad:** Del mismo modo que la densidad, la viscosidad ha sido estudiada a través de diversos experimentos, donde en el año 2019 el científico Yan propuso la siguiente ecuación a raíz de la medición de la viscosidad empleando el método de rotación.

$$\nu(T) = 0,5264 * e^{\frac{560,80548}{T}} \quad [mPa * s] \quad (5.6)$$

- **Conductividad Térmica:** Existen diversos experimentos que explican la conductividad térmica, donde el más reciente es realizado por Yan en el año 2019 y del mismo modo que lo obtuvo para la sal solar, mide la difusividad térmica a través de un medidor láser.

$$\lambda(T) = 0,8097 - 0,00138 * T + 4,753 * 10^{-6} * T^2 - 6,034 * 10^{-9} * T^3 \left[\frac{W}{m * K} \right] \quad (5.7)$$

- **Calor específico:** El último estudio fue realizado por Yan en el año 2019, y al igual que para la

sal solar, lo realizó utilizando un analizador térmico.

$$C_p = -0,93206 + 0,02127 * T - 5,193 * 10^{-5} * T^2 + 3,469 * 10^{-8} * T^3 \quad \left[\frac{J}{K * g} \right] \quad (5.8)$$

5.7.3. Hitec XL

Esta mezcla de sal fundida es una de las más investigadas compuesta por un 15 % de nitrato de sodio ($NaNO_3$), 43 % de nitrato de potasio (KNO_3) y 42 % de nitrato de calcio $Ca(NO_3)_2$. A continuación, se presentan las principales características de la Sal Hitec XL (Blindu, [2022](#)):

- **Temperatura de Solidificación:** Los estudios más recientes para obtener la temperatura se realizaron en el año 2017 por Chen que llevó a cabo una serie de experimentos con este compuesto de sales donde la temperatura más baja de solidificación que descubre es de 129,1°C. Cabe destacar que esta temperatura se logra con la composición de 17 % de $NaNO_3$, 42 % de KNO_3 y 41 % de $Ca(NO_3)_2$.
- **Estabilidad Térmica:** Para obtener la estabilidad térmica, se han realizado una serie de estudios donde destaca la realizada por Bradshaw debido a que la composición de estudio es 15 % de $NaNO_3$, 43 % de KNO_3 y 42 % de $Ca(NO_3)_2$, donde se logra una temperatura límite de estabilidad térmica de 460°C. Asimismo, un estudio elaborado por Gomez con la siguiente mezcla de 7 % de $NaNO_3$, 45 % de KNO_3 y 48 % de $Ca(NO_3)_2$, en una atmósfera de nitrógeno y otra atmósfera de aire, se obtiene que la temperatura es de 598°C y 609°C respectivamente. Ambos estudios difieren significativamente en la temperatura para lograr la estabilidad térmica, por lo que su uso conlleva incertidumbre en el comportamiento de las sales.

- **Densidad:** Al igual que para los tipos de sales anteriores, el estudio de Yan, empleando el principio de Arquímedes, mide la densidad para la mezcla de 7 % de $NaNO_3$, 45 % de KNO_3 y 48 % de $Ca(NO_3)_2$

$$\rho(T) = 2,172 - 6,282 * 10^{-4} * T \left[\frac{g}{cm^3} \right] \quad (5.9)$$

- **Viscosidad:** El último estudio realizado por Yan mide la viscosidad para la mezcla de 7 % de $NaNO_3$, 45 % de KNO_3 y 48 % de $Ca(NO_3)_2$ mediante el método de rotación.

$$\nu(T) = 0,51866 * e^{\frac{774,6623}{T}} \quad [mPa * s] \quad (5.10)$$

- **Conductividad Térmica:** Han midió la conductividad térmica con la misma proporción de sales que la viscosidad con ayuda del medidor láser mencionado en la Sal Hitec.

$$\lambda(T) = 2,50015 - 0,01972 * T + 5,811 * 10^{-5} * T^2 - 5,411 * 10^{-8} * T^3 \left[\frac{W}{m * K} \right] \quad (5.11)$$

- **Calor específico:** El último estudio fue realizado por Han Yan en el año 2019 con la mezcla 7 % de $NaNO_3$, 45 % de KNO_3 y 48 % de $Ca(NO_3)_2$, obteniendo la siguiente relación:

$$C_p = 0,18981 + 0,01219 * T - 3,306 * 10^{-5} * T^2 + 2,346 * 10^{-8} * T^3 \left[\frac{J}{K * g} \right] \quad (5.12)$$

Tabla 5.1: Temperaturas de fusión y estabilidad térmica para tres mezclas de sales.

Mezcla de sales	Temperatura de solidificación [°C]	Temperatura de estabilidad térmica [°C]
Sal Solar	230	565
Hitec	142	454
Hitec XL	129	598

(Fuente: Elaboración propia con datos de (Blindu, 2022))

Mediante un análisis comparativo representado en la tabla 5.1, se establece que la Sal Solar es el tipo de mezcla más adecuada para utilizar debido a que cuenta con una mayor estabilidad térmica, de alrededor de 565°C. Sin embargo, su temperatura de solidificación es mucho mayor en comparación con la sal Hitec y Hitec XL, lo que conlleva a un riesgo de falla en las tuberías y tanques. En ese sentido, al utilizar Sal Solar, la central de almacenamiento debe asegurar que el fluido no cambie de fase a sólido.

La mezcla de Sal Solar cuenta con las siguientes ventajas además de las mencionadas en la sección 3.5.2 (SQM, [s.f](#)):

- Sales de nitrato 100 % naturales.
- Altamente refinado, bajo contenido de impurezas.
- Libre de mantenimiento.
- Producido con emisiones de CO_2 mucho más bajas junto con un impacto ambiental menor en comparación con las sales producidas sintéticamente que aumentan las emisiones de GEI un 52 % en comparación con la Sal Solar.

Un aspecto relevante a destacar es que SQM, produce la Sal Solar a través de dos recursos naturales que se encuentran en Chile: nitrato de sodio y potasio a partir de caliche y salmueras solares que se encuentran en la región de Atacama.

Por último, para el procedimiento de primera carga de sales, se deben llenar los estanques con 75.000 toneladas de sales, donde se debe cargar 1.000 toneladas por día mediante el arriendo de un horno que se encarga de fundir las sales.

Considerando que las sales calientes alcanzan una temperatura de alrededor de 565°C , no se pueden introducir en los equipos cuando están fríos. Es necesario precalentar el equipo a 260°C mediante una caldera auxiliar o preheaters. Además, las sales que se encuentran en el sobrecalentador deben esperar un tiempo para enfriarse y así no dañar el evaporador por sobretemperatura.

Un aspecto importante a considerar es que cuando se detienen los equipos, las sales deben ser drenadas, por lo que se debe considerar un sistema de drenaje dentro del ciclo.

Si bien este trabajo no profundiza en los aspectos técnicos de la reconversión de la central térmica, es necesario indicar ciertas características como la capacidad, temperatura de funcionamiento y cantidad de equipos para su consideración en la cotización que se realiza en la evaluación económica y la estimación de ingresos y costos de la energía.

6 | Evaluación Económica

Para el análisis económico, se evaluará la rentabilidad de reconvertir una central térmica a carbón y a su vez, se compara respecto al posible cierre de esta. Para lograr este objetivo, se realiza un flujo de caja con todos los ingresos y egresos asociados a cada alternativa.

6.1. Estimación de Costos

6.1.1. CAPEX

El CAPEX (Capital Expenditure), es el gasto de capital asociado a la adquisición de bienes físicos e intangibles para llevar a cabo el proyecto. Estos activos entregan beneficios a largo plazo y son relevantes para la operación. Dado su impacto en la situación financiera y rentabilidad, el CAPEX se planifica y evalúa detalladamente.

Para este proyecto se realiza una estimación del CAPEX en base al informe de reconversión de centrales a carbón en centrales de almacenamiento térmico renovable (GIZ y (DLR), [2020](#)). En primera instancia, se estima el rendimiento energético anual de la planta, creando los escenarios V1-01, V1-02, V1-03, V1-010, V1-011 y V1-012 que dependen de las variables: factor y duración

de carga, duración de descarga, capacidad de almacenamiento térmico, y capacidad de carga del calentador eléctrico.

En la figura 6.1, se observan los rangos de carga y descarga de energía netas resultantes junto con las correspondientes eficiencias de estas mismas.

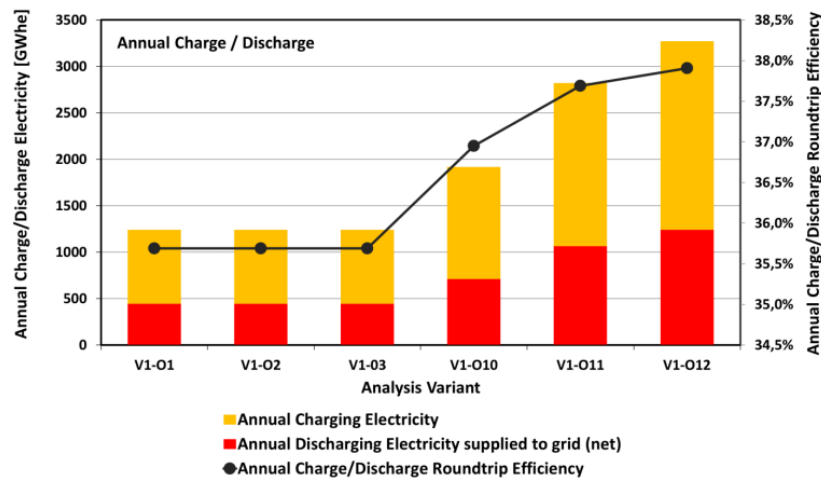


Figura 6.1: Eficiencia de carga y descarga anual para reconversión (GIZ y DLR, 2020).

Se desprende que la mayor eficiencia se obtiene con la duración de descarga de 14 horas y carga de 10 horas (Variante de análisis V1-O12) con un 38,2 %. Este valor es levemente menor al presentado en el análisis técnico del capítulo anterior (42,8 %.), por lo tanto, para efectos del CAPEX y OPEX, será el escenario referente.

En adición, debido a que posee una duración de descarga de 14 horas y carga de 10 horas, ambos valores son los que más se asemejan con los datos técnicos presentados en el capítulo 5; donde el tiempo de calentamiento de sales es de 10 horas (carga) y la estrategia de operación (descarga) tiene las siguientes opciones:

- 1 unidad, 12 horas x 279 MW.

- 2 unidades, 6 horas x 558 MW

Cabe destacar que las unidades corresponden a la cantidad de turbinas en funcionamiento, esto es muy importante a considerar ya que varias centrales a carbón poseen 2 unidades para su operación.

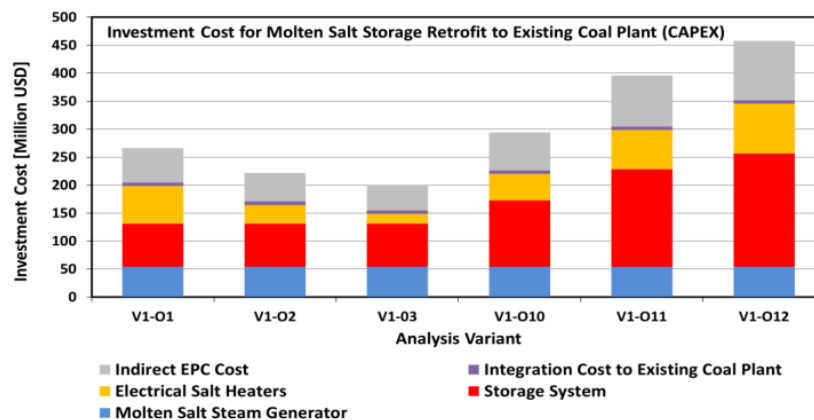


Figura 6.2: CAPEX estimado para cada escenario (GIZ y (DLR), 2020).

A partir de la figura 6.2, se observa el CAPEX para cada escenario y se puede establecer que el CAPEX estimado para el proyecto en el escenario V1-012, es de alrededor de 450 [MMUSD]. Para corroborar esta cifra, se procede a cotizar los activos necesarios para la central de almacenamiento. De esta forma, la tabla 6.1 detalla la cotización de los activos junto con su cantidad y precio total.

El valor del CAPEX obtenido en la tabla 6.1, se considera en el flujo de caja en la inversión, verificando la estimación dada en la figura 6.2. Los recargos de ingeniería se asocian a los costos del diseño e instalación del sistema de almacenamiento de energía. El costo por riesgo se refiere a la mitigación de riesgos, como seguros para la instalación. Por su parte, la gestión abarca los costos de diligencia del proyecto, como certificados y contrataciones externas.

Tabla 6.1: Activos y servicios considerados para el cálculo del CAPEX.

Inversión Específica	Cantidad	Precio Unitario [MMUSD]	Precio [MMUSD]
Calentador eléctrico	4	18,00	72,00
Generador eléctrico	2	25,20	50,40
Transformadores de potencia	4	2,50	10,00
Transformadores de potencia subestación	2	4,00	8,00
Aislamiento de tanque	6	1,92	11,54
Tanque frío	2	11,64	23,29
Tanque caliente	4	11,64	46,57
Bomba de sales	6	1,16	6,94
Equipos mecánicos	1	6,37	6,37
Equipos eléctricos	1	0,39	0,39
Sistema de rastreo de calor	1	1,80	1,80
Costo de integración a la planta base existente	-	-	31,80
Total recargos (ingeniería, riesgo, gestión)	-	-	98,01
Arriendo Horno eléctrico	1	0,61	0,61
Sal Solar	75.000 [ton]	806,20 [USD/ton]	87,15
Total CAPEX			454,86

(Fuente: Elaboración propia)

6.1.2. OPEX

El OPEX (Operational Expenditure) es el gasto operativo relacionado con las operaciones y servicios que permiten ejecutar las principales funciones de la empresa. Estos gastos se registran en el estado de resultados y afectan directamente el beneficio de la empresa en el período contable.

La principal diferencia entre el CAPEX y el OPEX es que el primero corresponde al gasto en la inversión a largo plazo en activos de la empresa, mientras que el OPEX corresponde al gasto en las operaciones diarias de la empresa.

La figura 6.3 representa el OPEX estimado a partir del costo de operación y mantenimiento (O&M), que para el escenario V1-012 es de aproximadamente 105 [MMUSD], que se incluye en los egresos del flujo de caja. Se observa que el costo de energía de carga aumenta en el total anual de O&M, del 50 % con 5 horas de descarga del escenario V1-01, al 60 % con 12-14 horas de

descarga.

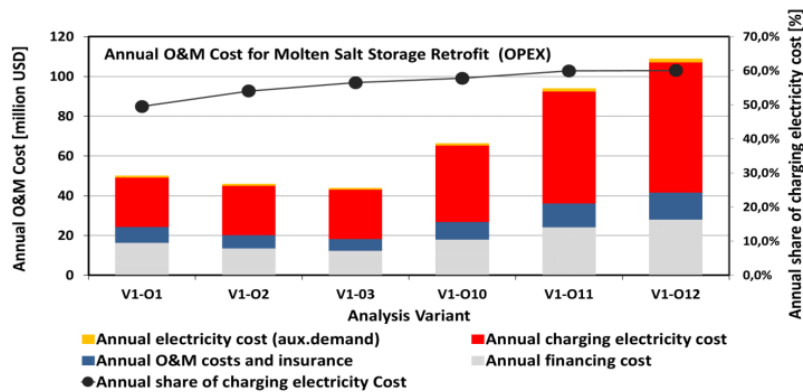


Figura 6.3: OPEX estimado para cada escenario (GIZ y (DLR), 2020).

6.2. Ingresos Central de Almacenamiento

El ingreso de la central de almacenamiento proviene de su venta de energía que es definido por la Comisión Nacional de Energía (CNE). La ausencia de economías de escala en el segmento de generación, permite fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes: el precio básico de la energía y el precio básico de la potencia de punta.

6.2.1. Venta de energía

El precio básico de la energía se define como el promedio de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado durante el período de estudio. El costo marginal de energía representa el costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producción de energía. De forma paralela, dado un nivel de energía, es el ahorro al dejar de producir dicha última unidad de energía.

El costo marginal de la energía varía por hora, lo cual dificulta su proyección a largo plazo.

Durante el día, la energía es más barata ya que se encuentra disponible la energía solar y eólica. Además en verano, cuando el atardecer es más tarde, los precios bajos se mantienen durante más horas en comparación con la temporada de invierno.

Para estimar el ingreso por la venta de energía, se recopilan datos de los costos marginales desde el año 2019 hasta el 2023, disponibles en la página del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN, [2024](#)). El análisis se basa en los precios de la barra, que se encuentra en el norte y que al tener una tensión de 220 [KV], es adecuada para la conexión de una central con capacidad instalada de 558 [MW].

Un dato importante a considerar es que la generación diaria de la central es de aproximadamente 6 horas, que se consideran en la noche. Por lo tanto, se obtiene el promedio del costo marginal de cada hora de forma mensual, para posteriormente evaluar el comportamiento anual. A partir de dicho análisis, se observa que los precios fluctúan significativamente a lo largo de los meses. Por ello, se ha hecho una clasificación para agrupar estas tarifas.

- Período 1: Considera los meses de septiembre, octubre, noviembre, diciembre, enero y febrero. Esta corresponde a la temporada de verano.
- Período 2: Considera los meses de marzo, abril, mayo, junio, julio y agosto. Esta corresponde a la temporada de invierno.

En la tabla 6.2 y 6.3, se observa el tramo de horas en donde la central se encuentra generando energía junto con el promedio del costo marginal para el período 1 y 2 respectivamente. Los valores se encuentran en [USD/MWh].

A partir de las tablas, se tiene que los valores del período 2 (invierno) son levemente más

Tabla 6.2: Promedio costo marginal de energía por hora período 1.

Año\Horas	21	22	23	24	1	2
2023	132,90	136,33	130,27	122,94	121,34	117,02
2022	167,21	172,50	161,21	144,10	140,65	136,42
2021	96,98	99,35	93,57	87,45	83,47	81,68
2020	50,56	53,51	51,48	47,76	42,81	39,80
2019	48,79	50,59	49,95	57,92	45,53	44,20

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, 2024))

Tabla 6.3: Promedio costo marginal de energía por hora período 2.

Año\Horas	21	22	23	24	1	2
2023	142,49	138,18	134,28	128,32	122,97	118,80
2022	186,62	182,20	175,36	166,59	150,34	137,51
2021	128,98	126,43	119,03	110,03	100,34	90,82
2020	59,56	56,66	52,74	48,96	45,64	42,48
2019	56,84	56,85	55,34	54,45	53,33	51,41

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, 2024))

altos que los del período 1. Además, los precios de 2019 y 2020 fueron significativamente más bajos con respecto a los años posteriores, lo que afectaría el promedio del costo marginal y los ingresos principales. Por ello, se utiliza el promedio de los costos marginales del año 2023, 2022 y 2021.

Para calcular el ingreso anual por venta de energía, se utilizan los datos de la tabla 6.4. El promedio del costo marginal se calcula a partir de las 6 horas de generación de energía en los tres últimos períodos. La energía generada diariamente viene dada por la multiplicación de la capacidad de generación diaria de la central que es 530 [MW] y las 6 horas de operación. Esta cifra se utiliza en lugar de la capacidad instalada de 558 [MW], para tener en cuenta las posibles pérdidas de la planta y reflejar la generación real y no la capacidad máxima.

Debido al sistema de almacenamiento de energía, es necesario cargar energéticamente las sales a 560°C mediante calentadores eléctricos para posteriormente almacenarse en los tanques

Tabla 6.4: Datos para estimar el ingreso anual por venta de energía.

Ítem	Período 1	Período 2	Unidades
Promedio Costo Marginal	123,63	136,63	[USD/MWh]
Cantidad de días	182	183	[días]
Energía Generada	3.180	3.180	[MWh/día]
Ingreso	71,55	79,51	[MMUSD]
Ingreso Total	151,06		[USD/año]

(Fuente: Elaboración propia)

calientes. Por este motivo, se debe adquirir energía renovable para suministrar los calentadores. Por lo tanto, los ingresos de la central se determinan mediante la diferencia entre la venta y compra de energía.

Para determinar el precio de compra de energía se realiza el mismo procedimiento anterior, que difiere en utilizar los datos de otra barra que se conecta a una central fotovoltaica ubicada en el norte del país. La información disponible es del año 2022 y 2023 y además, es importante recordar que el tiempo de calentamiento de sales es de 10 horas, que se realiza en el tramo donde es más barata la energía.

Con respecto a los costos marginales para la compra de energía, se puede observar una considerable diferencia entre los precios del período 1 y período 2 (Tabla A.1 y A.2 en anexos), siendo este último más alto debido al horario de invierno. En la tabla 6.5, se presenta la información para estimar la compra de energía.

Una vez calculada la venta y compra de energía anual, se determina la diferencia entre ambos para calcular el ingreso real de la central de almacenamiento. Esta diferencia se incluye en el flujo de caja en el ítem de ingresos operacionales.

Tabla 6.5: Datos para estimar el costo anual por compra de energía.

Ítem	Período 1	Período 2	Unidades
Promedio Costo Marginal	9,33	41,28	[USD/MWh]
Cantidad de días	182	183	[días]
Energía Requerida	700	700	[MWh/día]
Costo Compra Energía	1,19	5,29	[MMUSD]
Costo Total	6,48		[MMUSD/año]

(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 6.6: Ingresos central de almacenamiento.

Ítem	Cantidad [MMUSD]
Ingresos por venta de energía	151.06
Compra de energía	6,48
ΔIngresos	144,59

(Fuente: Elaboración propia)

6.2.2. Pago por potencia

El pago por potencia se asocia a la capacidad instalada en el sistema. Esta cantidad se paga de manera mensual por cada Watt de potencia reconocida.

Para calcular este ingreso, se usa el precio básico de la potencia de punta, que representa el costo marginal anual de aumentar la capacidad del sistema eléctrico usando las unidades generadoras más económicas. Estas unidades se seleccionan para proporcionar potencia adicional durante las horas de máxima demanda del sistema, incrementado en un porcentaje equivalente al margen de reserva de potencia teórico definido por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Para obtener este ingreso se utiliza el precio básico de la potencia de punta que representa el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico usando las unidades generadoras más económicas. Estas son determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda del sistema, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva

de potencia teórico del sistema eléctrico (CNE, 2024).

Para determinar este ingreso, se debe obtener la potencia firme de la central mediante la siguiente ecuación:

$$P_{\text{firme}} = P_n * F_{pr} * F_D \quad (6.1)$$

Donde:

- P_n : Potencia nominal de la central.
- F_{pr} : Factor de planta real, que mide la eficiencia en términos de su capacidad de generación en un tiempo determinado.

$$\frac{\text{Energía real generada}}{\text{Capacidad Instalada} * \text{Tiempo}} \quad (6.2)$$

- F_D : Factor de demanda del sistema.

$$\frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Capacidad Instalada}} \quad (6.3)$$

La potencia firme se entiende como la potencia efectiva que la planta de almacenamiento puede garantizar en un momento específico de operación.

La tabla 6.7, presenta los principales datos técnicos a considerar en los cálculos de la potencia firme.

Para estimar el precio básico de potencia, se descargan los informes de fijación de precios de nudo semestrales a través de la página de la Comisión Nacional de Energía (CNE). De esta manera, se registran los precios desde el segundo semestre del año 2018 hasta el primer semestre del año

Tabla 6.7: Datos técnicos para obtener la potencia firme.

Ítem	Cantidad	Unidades
Capacidad Instalada	558	[MW]
Energía real generada anual	1.024	[GWh]
Tiempo	2.190	[hrs/año]
Demanda máxima	570	[MW]
Factor de planta	0,84	
Factor de demanda	0,95	
Potencia firme	478	[MW]

(Fuente: Elaboración propia)

2024 para el subsistema centro norte presentados en la tabla 6.8.

Tabla 6.8: Precio básico de la potencia de Punta - Subsistema Centro Norte

Año	Período	Precio básico de la potencia [USD/kW/mes]
2024	Primer Semestre	8,7903
2023	Segundo Semestre	8,9035
2023	Primer Semestre	8,4950
2022	Segundo Semestre	8,2111
2022	Primer Semestre	8,0376
2021	Segundo Semestre	7,5902
2021	Primer Semestre	7,9781
2020	Segundo Semestre	7,6701
2020	Primer Semestre	7,7674
2019	Segundo Semestre	7,9890
2019	Primer Semestre	7,8752
2018	Segundo Semestre	8,2290

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CNE, 2024))

Para obtener los ingresos por potencia anual, se considera el promedio del precio básico de la potencia de todos los períodos de la tabla 6.8 y la potencia firme en unidades de kilowatt:

Tabla 6.9: Resultados para ingreso por potencia

Ítem	Cantidad	Unidades
Promedio Precio básico potencia	8,1280	[USD/kW/mes]
Potencia firme	478.000	[kW]
Ingreso por potencia	46,59	[MMUSD/año]

(Fuente: Elaboración propia)

El ingreso por potencia se encuentra clasificado como ingreso no operacional dentro del flujo de caja.

6.3. Flujo de caja

Para la elaboración del flujo de caja, los períodos se consideran de forma anual y se realizan los siguientes supuestos:

- Períodos de evaluación del proyecto: 30 años
- Tasa de descuento: 10 %
- Tasa impositiva: 27 %
- Inicio período 0: 2025
- Ingreso y compra de energía constante a lo largo de los períodos.

Considerando que la evaluación del proyecto se encuentra en etapa de prefactibilidad, el flujo de caja se presenta en estado puro, sin considerar efectos de financiamiento externo. Este flujo de caja se usa para evaluar la rentabilidad y viabilidad del proyecto en su estado más básico, enfocándose en su capacidad para generar ingresos a través de su operación.

6.3.1. Depreciación

La depreciación es un concepto contable donde los activos que adquiere una empresa pierden valor a lo largo del tiempo, representando un costo. Debido a que corresponde a un gasto no monetario, la depreciación no corresponde a egresos ni ingresos donde tampoco afecta el flujo de

efectivo. Sin embargo, si influye en la utilidad e impuestos, que conlleva a un efecto tributario.

Todos los bienes que sean afectos a un desgaste se consideran depreciables. En la tabla 6.10, se presentan los activos con su respectiva depreciación:

Tabla 6.10: Depreciación de los activos de la central

Activo	Cantidad	Vida útil [años]	Depreciación unitaria [MMUSD]
Tanque frío	2	30	0,39
Tanque caliente	4	30	0,39
Generador de vapor	2	30	0,840
Calentador eléctrico	4	30	0,60
Bombas de sales	6	20	0,06
Equipos mecánicos	1	20	0,32
Equipos eléctricos	1	10	0,04
Transformadores de potencia	4	30	0,08
Transformadores de potencia subestación	2	30	0,13
Aislamiento de tanques	6	20	0,10

(Fuente: Elaboración propia)

6.3.2. Capital de trabajo

El capital de trabajo se define como los recursos financieros que requiere la empresa para poder cubrir sus gastos operativos durante la fase de ejecución del proyecto. En la etapa de prefactibilidad, su determinación es de precisión media, no afectando la rentabilidad. Sin embargo, en la etapa de operación la precisión es estricta, afectando la liquidez y operación.

El método que se va a utilizar es el de desfase de 3 meses donde se considera el costo de operación y mantenimiento, operación variable y fija y, recursos humanos.

En base a los cálculos realizados se obtiene un capital de trabajo negativo de 7,00 [MMUSD] en el período 0. Con el transcurso de los períodos, se vuelve positivo pero en menor cantidad, aunque en algunos períodos sigue siendo levemente negativo.

6.3.3. Valor de desecho

El valor de desecho de un proyecto, también conocido como valor residual o de salvamento, se define como el valor estimado que el proyecto tendrá finalizado el período de evaluación.

El método que se utiliza corresponde al método económico, a través de la reinversiones de los activos mediante el método CAUE. En la tabla 6.11, se presentan los datos para el cálculo del valor de desecho:

Tabla 6.11: Datos para obtener valor de desecho del proyecto.

ítem	Valor [MMUSD]
Flujo representativo del proyecto	60,32
Suma CAUE	-9,78
Valor de desecho	505,40

(Fuente: Elaboración propia)

Su cálculo viene dado por la siguiente ecuación:

$$Valordedesecho = \frac{Flujo_{representativo} + CAUE}{Tasa_{descuento}} \quad (6.4)$$

6.3.4. Indicadores Económicos

Para el flujo de caja puro, se obtienen los siguientes indicadores económicos:

Tabla 6.12: Indicadores económicos flujo de caja puro

VAN [MMUSD]	143,06
TIR	13,30 %
Payback	Período 8

(Fuente: Elaboración propia)

A partir de los resultados obtenidos, se puede apreciar un VAN (Valor Actual Neto) positivo,

lo que indica la rentabilidad del proyecto. Asimismo, la TIR (Tasa Interna de Retorno) que se define como la tasa que entrega un proyecto dado sus flujos netos, resulta superior a la tasa de descuento (10 %), lo cual refuerza la rentabilidad del proyecto. Además, el payback que se define como el período en el que la suma de los flujos netos es mayor o igual a 0, recuperando la inversión, ocurre en el octavo período lo cual considerando que el horizonte de evaluación del proyecto es 30 años, es un período razonable y beneficioso para la reconversión.

6.4. Sensibilización Flujo de Caja

Para la sensibilización del flujo de caja se realizan tres escenarios que difieren en el precio de venta de energía:

- Escenario optimista: Ingresos obtenidos con el promedio de las máximas tarifas en el horario correspondiente de operación.
- Escenario pesimista: Ingresos obtenidos con el promedio de las mínimas tarifas en el horario correspondiente de operación.
- Escenario Probable: Ingresos obtenidos con el promedio de las tarifas en el horario correspondiente de operación.

Iniciando con el promedio para los máximos costos marginales que se encuentran registrados con su correspondiente período en las tablas A.3 y A.4 de anexos, se puede apreciar un significativo aumento de sus valores. A partir de la tabla 6.13, se muestra el ingreso anual calculado para el escenario optimista.

Con respecto al cálculo para los mínimos costos marginales que se encuentran registrados en

Tabla 6.13: Datos para estimar costo el ingreso anual por venta de energía, escenario optimista.

Ítem	Período 1	Período 2	Unidades
Promedio Costo Marginal	269,54	257,52	[USD/MWh]
Cantidad de días	182	183	[días]
Ingreso	137,62	134,91	[MMUSD]
Ingreso Total	272,53		[MMUSD/año]

(Fuente: Elaboración propia)

las tablas A.5 y A.6 en Anexos, se tiene una considerable disminución de los valores. En la tabla 6.14 se puede observar el ingreso total del escenario pesimista.

Tabla 6.14: Datos para estimar costo el ingreso anual por venta de energía, escenario pesimista.

Ítem	Período 1	Período 2	Unidades
Promedio Costo Marginal	71,61	79,36	[USD/MWh]
Cantidad de días	182	183	[días]
Ingreso	41,44	46,18	[MMUSD]
Ingreso Total	87,63		[MMUSD/año]

(Fuente: Elaboración propia)

Una vez que se obtienen los ingresos para cada período, y considerando que la compra de energía se mantiene constante, se elabora el flujo de caja para cada escenario.

Tabla 6.15: Indicadores económicos para cada escenario.

Indicador	Escenario Optimista	Escenario Probable	Escenario Pesimista
VAN [MMUSD]	1.029,30	143,06	-321,34
TIR	32,58 %	13,30 %	-0,34 %
Payback	Período 4	Período 8	-

(Fuente: Elaboración propia)

A partir de los resultados presentados en la tabla 6.15, en el escenario optimista se puede observar un VAN considerablemente mayor, siendo aproximadamente 7 veces el VAN del escenario probable. Con respecto a la TIR, en el período optimista se ve un incremento con respecto al escenario probable. Sin embargo, hay que considerar que un porcentaje muy alto puede sugerir que

se está sobrestimando el proyecto. Con respecto al escenario pesimista, se tiene que tanto el VAN y la TIR es negativo, lo que indica que no es rentable el proyecto ya que existen riesgos asociados al vender la energía a la tarifa indicada en la tabla 6.14

En el escenario optimista, la inversión se recupera en el tercer período, lo cual es atractivo para un horizonte de evaluación de 30 años. En contraste, en el escenario pesimista, la inversión no se recupera dentro del período de evaluación.

Es importante destacar, que el análisis de esta investigación no profundiza en el cálculo ni proyección de los ingresos por la venta de energía ya que se debe realizar un efectivo estudio de las tarifas eléctricas. Por lo tanto, a partir de los resultados se observa que el costo marginal no puede bajar de un rango de valor para que tenga retornos positivos.

La tabla 6.16 muestra la diferencia entre la venta y compra de energía, que corresponde al real ingreso de la central. Destaca una considerable diferencia entre el escenario optimista y pesimista de alrededor de 184 [MMUSD], lo que explica el resultado de los principales indicadores económicos. Por su parte la diferencia entre el escenario probable y optimista es de aproximadamente 121 [MMUSD] y con el pesimista es de 63 [MMUSD].

Tabla 6.16: Ingresos central de almacenamiento para cada escenario.

Escenario	Escenario Optimista	Escenario Probable	Escenario Pesimista	Unidades
Ingresos por venta de energía	272,53	151,06	87.63	[MMUSD]
Compra de energía	6,48	6,48	6,48	[MMUSD]
ΔIngresos	266,06	144,59	81,15	[MMUSD]

(Fuente: Elaboración propia)

6.4.1. Precio de la energía

Otra de las variables relevantes del flujo de caja, es encontrar el mínimo precio de la energía, es decir el costo marginal para que el VAN sea 0. En este sentido, al encontrar la tarifa del costo marginal por período, se tiene un indicio del valor límite del precio de la energía indicado en la barra correspondiente.

En la siguiente tabla se observan los valores de los precios mínimos de la energía para que el VAN sea aproximadamente 0.

Tabla 6.17: Costo marginal de la energía e indicadores económicos para que el VAN sea igual a cero.

Ítem	Período 1	Período 2	Unidades
Costo Marginal	107,1519030	119,3430508	[USD/MWh]
Ingresos por venta de energía	62,02	69,45	[MMUSD]
ΔIngresos	124,99		[MMUSD]
VAN	0		[MMUSD]
TIR	10 %		
Payback	Período 10		

(Fuente: Elaboración propia)

Al obtener una TIR equivalente a la tasa de descuento, es indiferente la ejecución del proyecto. Sin embargo debido al riesgo asociado no es recomendable su implementación.

Con respecto al costo marginal de cada período, es necesario realizar una supervisión constante del comportamiento de estos precios, ya que un decrecimiento por debajo del valor indicado, implicaría que no se están generando beneficios. Es relevante recordar que las tarifas utilizadas para el ingreso del flujo de caja del escenario probable son 123,63 [USD/MWh] y 136,63 [USD/MWh] para el período 1 y 2 respectivamente, lo cual deja un margen de diferencia para que el precio de venta de la energía disminuya sin influir la rentabilidad.

Por último, se ha analizado las tarifas marginales hasta julio del 2024, especificadas en las tablas A.8 y A.9 en Anexos. Los promedios son alrededor de 90 [USD/MWh], lo cual se encuentra por debajo del nivel de la tabla 6.17, lo cual indica que se pueden generar flujos negativos. Es importante mencionar que para el período 1 se han considerado dos meses, mientras que para el período 2, los cinco meses restantes y por lo tanto, es muy probable que estas cifras cambien al final del presente año.

6.4.2. Compra de Energía como Cliente libre

El cliente libre se define como aquel usuario que tiene la facultad de negociar directamente su tarifa de electricidad, sin estar sujeto a los precios establecidos por su respectivo proveedor.

Según el artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos, los clientes conectados a la red con una potencia inferior a 5.000 [kW] son considerados clientes regulados debido a características de monopolio natural, lo que establece que están afectos a regulación de precios. Por otro lado, aquellos con potencias superiores a 5.000 [kW], como la central en estudio con 558 [MW], son clasificados como clientes libres. En el caso de clientes con potencias entre 500 [kW] y 5.000 [kW] pueden optar por ser regulados o libres.

La principal diferencia entre un cliente regulado y uno libre es el tipo de consumidor: los regulados son residenciales o pequeños comercios, mientras que los libres son grandes empresas o entidades que pueden proveerse energía mediante autogeneración o suministro directo. El principal beneficio de ser cliente libre es acceder a energía a menor precio, con descuentos del 20 % al 30 %.

Debido a que la central de almacenamiento posee una potencia de 558 [MW] (558.000 [kW]), tiene la posibilidad de negociar su tarifa eléctrica que necesita para los calentadores eléctricos con una generadora de energía renovable, por lo que se procede a evaluar este descuento tarifario.

Bajo el supuesto que a partir del 2030, la matriz eléctrica contará con una mayor participación de energías renovables en comparación con las centrales a carbón en cierre, y considerando la posibilidad de establecer un contrato por cliente libre, se analizan tres escenarios en los que la energía solar comprada disminuye en un 10 %, 20 % y 30 %. La tabla 6.18, presenta los indicadores económicos y la diferencia entre la compra y venta de energía según el descuento.

Tabla 6.18: Indicadores Económicos y diferencia de ingresos, con descuento de precio de compra de energía.

Descuento	ΔIngresos	VAN [MMUSD]	TIR	Payback
10 %	145,23	146,26	13,37 %	Período 8
20 %	145,88	149,45	13,43 %	Período 8
30 %	146,53	152,64	13,49 %	Período 8

(Fuente: Elaboración propia)

A partir de la tabla 6.18, se tiene que a medida que sea más barato el precio de compra de la energía renovable, mayor es el VAN y la TIR. Recordando que la diferencia del ingreso del flujo de caja inicial es de 144,57 [MMUSD], y asumiendo que luego del período 5 el descuento se mantiene constante, se tiene un aumento de los ingresos alcanzando un valor de 146,53 [MMUSD].

Con respecto a los costos operacionales de la central, se tiene en primera instancia que se mantienen constante a lo largo del tiempo. Debido a mejoras en el sistema de almacenamiento y eficientes gestiones en los mantenimientos de equipos, es posible acotar los costos, bajo el supuesto que en el período 5 se reducen en un 2 % y considerando de igual forma los descuentos de compra de energía.

Tabla 6.19: Indicadores Económicos, con descuento de precio de compra de energía y egresos en un 2 %.

Descuento	VAN [MMUSD]	TIR	Payaback
10 %	157,05	13,58 %	Período 8
20 %	160,25	13,64 %	Período 8
30 %	163,44	13,71 %	Período 8

(Fuente: Elaboración propia)

En base a la tabla 6.19, se observa que la TIR alcanza un máximo de 13,71 %, mientras que el VAN aumentó alrededor de 14 [MMUSD] a 20 [MMUSD] con respecto al VAN de la tabla 6.12. La última variación en el flujo de caja considera una reducción del 5 % en los egresos a partir del período 5.

Tabla 6.20: Indicadores Económicos, con descuento de precio de compra de energía y egresos en un 5 %.

Descuento	VAN [MMUSD]	TIR	Payaback
10 %	173,25	13,90 %	Período 8
20 %	176,44	13,96 %	Período 8
30 %	179,63	14,02 %	Período 8

(Fuente: Elaboración propia)

A partir de la tabla 6.20, se observa un mayor aumento del VAN llegando a 179,63 [MMUSD] con el mayor descuento. En el mismo caso, se tiene que la TIR alcanza un 14 % lo que refuerza la rentabilidad del proyecto. Sin embargo, en todos los casos de análisis, el payback se mantiene en el octavo período, por lo que estas variantes de descuento no influyen en este indicador.

Es crucial que la central de almacenamiento mantenga sus costos de operación acotados y a su vez el precio de compra de energía bajo, para así realizar una predicción económica más certera. Si bien el enfoque de esta investigación no es pronosticar tanto el precio de venta como de compra de energía, ya que es incierto el comportamiento de las tarifas marginales entregadas por la barra, se puede establecer la importancia de que la central establezca contratos de cliente libre, debido a la

gran capacidad que se requiere de energía diariamente de 700 [MW].

6.5. Venta de Central Térmica a Carbón

En el Sistema Eléctrico Nacional, existen 28 centrales termoeléctricas que funcionan en base al carbón, de las cuales hasta junio del 2020, se han cerrado 3 (Energía, 2020).

El proceso de desconexión de una unidad de la central térmica a carbón considera los siguientes hitos. (G. d. Chile, 2023b):

- Trámite de autorización para la desconexión ante el CNE (Comisión Nacional de Energía).
- Desconexión del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) de la unidad de carbón.
- Puesta en seguridad del sitio e instalaciones tales como:
 - Limpieza general del sitio
 - Retiro de materiales y sustancias desde bodegas y estanques.
 - Retiro de combustibles.
 - Desenergización de instalaciones en desuso.
 - Retiro de elementos que sean una fuente de peligro o riesgo significativo para las personas.
- Mantenimientos, monitoreos y reportes.
- Estudios de riesgos.

El cierre de una central térmica a carbón implica diversos costos pero también genera ingresos bajo el supuesto de la venta de la turbina, caldera y demás equipos e infraestructura. Por lo tanto,

este proceso puede ser considerado como un proyecto. A continuación, se presentan los principales supuestos para este proyecto de cierre:

- Período de evaluación: 3 períodos, donde en el período 0, se realiza la planificación previa donde se considera la inversión inicial.
- Año de operación de la central a carbón inicia el 2010, esto sirve para considerar el precio de venta de los activos, según valor libro indicado en la tabla de depreciación.
- Tasa impositiva: 27 %
- Tasa de descuento: 10 %
- El precio de desmantelamiento de cada activo corresponde al 10 % de su precio de compra.
- La inversión inicial del proyecto que incluye estudios, evaluaciones, diseño del proceso de cierre, asesorías y permisos se supone de 100 [MMUSD].

Los activos que se consideran para el cierre de la central se encuentran en la tabla A.7 de Anexos. Para la turbina y la caldera, el valor libro se obtiene a partir de la tabla de depreciación. Por otro lado, para los activos restantes el valor libro corresponde al 5 % de su precio inicial dado a que se venden como “chatarra”.

En la elaboración del flujo de caja se obtiene los siguientes indicadores económicos:

Tabla 6.21: Indicadores económicos del cierre de una central.

VAN [MMUSD]	252,69
TIR	129,85 %
Payback	Período 1

(Fuente: Elaboración propia)

A partir de la tabla 6.21, se puede observar un VAN mayor que el correspondiente al flujo

de caja de la reconversión de la central. Cabe destacar que ambos proyectos son mutuamente excluyentes, es decir, la realización de uno de ellos no permite llevar a cabo el otro.

Sin embargo, hay que considerar los períodos de evaluación de ambos proyectos, el cierre de la central cuenta con 3 períodos, mientras que la reconversión con 30 períodos. Por lo tanto, no es viable la comparación entre ambos. En adición, en el caso de cierre de la central hay que considerar que si bien el VAN es positivo y la TIR es muy elevada, existe un impacto social que no se incluye en el flujo de caja, que incluye consecuencias en la salud, economía y empleo. Además, el cierre de la central posee una menor inversión comparado con los ingresos por la venta de la turbina y la caldera, por lo que la TIR no es un indicador adecuado para la implementación de este proyecto.

Para comparar ambos proyectos, se utiliza el Valor Anual Equivalente (VAE). Este es un método que calcula el rendimiento anual uniforme en un período de tiempo definido. En otras palabras, el VAE transforma el VAN de cada proyecto en un valor anual uniforme, permitiendo comparar proyectos con diferentes horizontes temporales. La fórmula que permite obtener el VAE es la siguiente:

$$VAE = VAN * \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (6.5)$$

Tabla 6.22: VAE para proyecto de reconversión de la central a carbón.

Reconversión central a carbón	
Tasa de descuento (r)	10 %
Períodos (n)	30
VAN [MMUSD]	143,06
VAE [MMUSD]	15,18

(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 6.23: VAE para el cierre de una central a carbón.

Cierre central a carbón	
Tasa de descuento (r)	10 %
Períodos (n)	3
VAN [MMUSD]	252,69
VAE [MMUSD]	101,61

(Fuente: Elaboración propia)

Con respecto al proyecto de cierre de la central, se genera un mayor VAE de 145,60 [MMUSD] anualmente pero en un período acotado de 3 años. Por otro lado, en la reconversión de la central se obtiene un menor VAE de 15,18 [MMUSD], durante un período más extenso de 30 años. Por lo tanto, si la central busca beneficios en el corto plazo, el proyecto de cierre es más atractivo. Por otro lado, si prioriza generar ingresos a largo plazo, el proyecto de reconversión es preferido.

7 | **Análisis social**

En Chile, las principales comunas donde se ubican las centrales térmicas a carbón son Iquique, Mejillones, Tocopilla, Huasco, Puchuncaví y Coronel. La descarbonización de la matriz eléctrica en estas localidades implica de una previa evaluación de los impactos industriales, laborales, económicos, ambientales, tecnológicos, seguridad y salud, .

El cierre y/o la reconversión de una central requiere una planificación detallada, siendo esencial el tiempo de ejecución. La experiencia en Chile demuestra que a medida que más centrales anuncian su cierre, estos procesos tienden a acelerarse con el tiempo, cambiando su programación y adelantando los plazos acordados en un inicio.

Antes de iniciar el análisis social enfocado en las comunas de Chile donde se ubican la mayoría de las centrales térmicas a carbón, se presenta un resumen de las recomendaciones que indican diversas organizaciones internacionales sobre el cese de operación de estas instalaciones.

7.1. Estándar Internacional

A partir del Informe de Cierre de Centrales Térmicas a Carbón: “Recomendaciones y buenas prácticas para el involucramiento de actores”, se presentan las principales recomendaciones de

instituciones nacionales (G. S. Chile, 2022):

- **Principios Rectores de Naciones Unidas (2011):** Corresponde a elementos fundacionales y operacionales para el respeto y protección a los derechos humanos, enfocados en los deberes del Estado, responsabilidad de las empresas y el acceso a mecanismos de reparación, destacando este último en el cierre de centrales.
- **Guía de la OCDE (2018):** Esta guía detalla la debida diligencia de una empresa en seis áreas principales:
 - Incorporar la conducta empresarial responsable a las políticas y sistemas de gestión.
 - Identificar y evaluar los impactos negativos en las operaciones, cadena de suministro y relaciones comerciales.
 - Detener, prevenir o mitigar los impactos negativos.
 - Hacer un seguimiento de la implementación y los resultados.
 - Informar cómo se abordan los impactos.
 - Reparar o colaborar en la reparación de impacto cuando corresponda.

Este último punto es relevante para los procesos de cierre de centrales en Chile ya que sugiere que las empresas deben reparar y compensar los impactos negativos causados.

- **Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (IFC) (2012):** Durante todo el ciclo de inversión de un proyecto se deben respetar las normas en donde destacan dos. La primera establece la evaluación y gestión de riesgos medioambientales y sociales mediante el Sistema de Gestión Ambiental (SGAS). La segunda se enfoca en la salud y seguridad de

la comunidad, abordando conflictos socioambientales previos y el riesgo de que el proyecto pueda agravar situaciones sensibles y presionar los recursos básicos locales.

- **Marco Ambiental y Social del Banco Mundial (2017):** Establece su compromiso con los proyectos sostenibles, incluyendo ocho estándares para reducir la pobreza y fomentar la prosperidad. Además, se añaden dos estándares: “Intermediarios Financieros” y “Participación de las partes interesadas y divulgación de la información”. Este último enfatiza la comunicación abierta y transparente con las partes interesadas para incrementar la aceptación del proyecto.
- **Consulta Significativa con las Partes Interesadas (BID 2017):** Describe los principios a considerar para que un proceso se considere “significativo” de un proyecto en un determinado territorio. Es relevante profundizar en la consulta continua de las partes interesadas durante la implementación, debido a que señala que el proceso debe ser monitoreado atentamente durante la implementación, siendo un diálogo permanente con las partes interesadas.
- **Norma Chilena Oficial ISO 26.000:** La norma plantea los siguientes principios de responsabilidad social que deben guiar los procesos de las organizaciones:
 - Rendición de cuentas.
 - Transparencia.
 - Comportamiento ético.
 - Respeto a los intereses de las partes interesadas.
 - Respeto al principio de legalidad.
 - Respeto a la normativa internacional de comportamiento.

- Respeto a los derechos humanos.

Los principios, abordan materias fundamentales de responsabilidad social empresarial: políticas y prácticas laborales, enfoque integrado para reducir impactos ambientales y participación comunitaria para respetar la cultura y valorar el trabajo colaborativo.

- **Global Reporting Initiative (GRI):** Establece principios para informar públicamente los impactos económicos, ambientales y sociales de una organización, divididos en estándares universales. Un estándar temático clave, se denomina GRI 413 “Comunidades locales”, que describe las operaciones que involucran a la comunidad, donde se incluye el porcentaje de operaciones con programas de las comunidades locales, evaluaciones de impacto y/o programas de desarrollo.

En adición, es importante señalar que para el cierre de centrales a carbón, se tomarán en cuenta documentos específicos adicionales (G. S. Chile, [2022](#)):

- **Informe Coal plant redevelopment roadmap: a guide for communities in transition (2018), Delta Institute:** Es una organización sin fines de lucro que colabora con comunidades locales para abordar desafíos ambientales. Con respecto con la reconversión de centrales, ofrece los siguientes módulos:
 - Crear un equipo de liderazgo para el proceso de reconversión, para la planificación urbana, desarrollo y representatividad de la comunidad.
 - Evaluar y cuantificar los impactos asociados al potencial cierre e identificar los activos tanto locales como regionales que permitirán apoyar a los trabajadores desplazados.
 - Determinar desafíos y oportunidades del territorio, considerando historia del sitio, proxi-

midad a residencias, potenciales usos y viabilidad económica.

- Planificar una estrategia de compromiso consensuada por los miembros del equipo de liderazgo, generando una transición inclusiva con todos los actores del territorio.
 - Desarrolla ideas de reutilización desde una visión comunitaria, presentando los planes existentes para una evaluación por parte de la comunidad a través de estrategias de participación.
- **Informe “Phasing out coal- a just transition approach” (2019), European Trade Union Institute (ETUI):** Es un instituto de investigación de macroeconomía, políticas sociales y laborales en Europa. En el informe se destaca la importancia de incluir el diálogo social, el involucramiento de actores y la participación de gobiernos para la gestión de los impactos en el empleo y la economía durante la transición justa. Se sugiere crear una agencia estatal para asegurar la sostenibilidad de las políticas de transición. Además, los sindicatos deben participar en todas las mesas de trabajo del proceso de cierre, no solo en temas laborales.

7.2. Casos Internacionales de Reconversión

A continuación, se presentan tres casos internacionales de reconversión de una central térmica a carbón (Energía, 2018):

- **Central de Salem Harbor, Estados Unidos:** Es una planta de 748 [MW] con 3 calderas de carbón y 1 de petróleo que se encuentra ubicada cerca de Boston. El gobierno local creó un grupo de trabajo para evaluar alternativas de redesarrollo, donde finalmente Footprint Power reutilizó el sitio para implementar un ciclo combinado con gas natural de 674 [MW]. La

empresa realizó un proceso de “visioning” para comprender las prioridades de la zona local y crear una visión compartida del futuro.

- **Central Pietro Vannucci (“Bastardo”), Italia:** Posee 2 unidades de 75 [MW] de carbón pulverizado con aerocondensadores, se ubica en Italia en una provincia rural. Se encuentra en proceso de reconversión participativo, recibiendo propuestas de redesarrollo (Programa Future-e).
- **Central de Hazelwood, Australia:** Tiene 8 unidades de 200 [MW] de carbón pulverizado, anunció su cierre en noviembre de 2016, comenzando el proceso en marzo de 2017, donde se indicó que la rehabilitación duraría 6 años. Es la primera central convertida en una gran batería iniciando su operación en el año 2023.

Es importante destacar, que las tres centrales iniciaron un proceso de reconversión en lugar de su cierre. Además, adoptaron una perspectiva inclusiva con la comunidad para entender sus necesidades y así evitar un cambio radical. Con respecto a la central de Australia, se distingue por realizar un anuncio anticipado de cierre, permitiendo un tiempo considerable para implementar la reconversión.

7.3. Etapas de Cierre de Centrales

En Chile, el cierre de centrales a carbón viene dado por la Política Energética 2050, la cual ha permitido acuerdos voluntarios entre las empresas y el Estado, coordinados por el Ministerio de Energía. Los acuerdos programan el cierre en etapas de las centrales que participan en la Estrategia de Transición Justa en Energía, propuesta por el Ministerio de Energía en colaboración con el

Ministerio del Trabajo, Seguridad y Social y, del Medio Ambiente.

Se sugieren varias etapas y acciones para el cierre de centrales a carbón, permitiendo trabajar en el marco de los estándares internacionales mencionados anteriormente. Las etapas definidas para el cierre de las centrales son: “Planificación Previa”, “Anuncio de Cierre”, “Diseño del Plan de Cierre” e “Implementación del Plan de Cierre.”

La figura 7.1, representa los tiempos propuestos y objetivos por etapa para el cierre de centrales a carbón desde una perspectiva social:



Figura 7.1: Tiempos y objetivos sugeridos por etapa para el cierre de centrales a carbón (G. S. Chile, 2022)

A partir de la figura 7.1, se estima un tiempo del proceso de cierre de 3 años. Las principales empresas energéticas que se encuentran planificando el cierre sus plantas, han utilizado un concepto más integral: transición energética justa. La transición energética se refiere a la transformación para alcanzar una matriz energética 100 % renovable, reemplazando los combustibles fósiles y cualquier otro tipo de fuente contaminante.

Una transición energética justa implica el efectivo cumplimiento de los acuerdos realizados

entre la empresa y la comunidad, una notificación avanzada, inclusión de los trabajadores y miembros de las comunidades en el cierre de plantas; la rendición de cuentas a los trabajadores por parte de la empresa, asistencia en la transición por parte de distintas entidades gubernamentales y la generación de empleos en la industria de energía.

7.4. Impacto en la Salud de la Población

La alta emisión de contaminantes hacia la atmósfera, no sólo está relacionada con los gases de efecto invernadero (GEI), sino que también genera efectos nocivos en la salud de las personas. Algunas de las comunas mencionadas anteriormente, superan las normas de calidad del aire establecidas y en consecuencia, han sido declaradas zonas saturadas de contaminantes y se les ha sometido a planes de descarbonización.

Profundizando en este tema, un estudio realizado por la Universidad Católica y la organización Chile Sustentable, analiza la situación en tres comunas donde se concentran 19 de las 28 centrales térmicas a carbón; Tocopilla, Huasco y Mejillones. Este estudio tiene el objetivo de medir los daños en la salud de sus habitantes, considerando enfermedades respiratorias, cardiovasculares y tumores malignos, vinculadas a la combustión del carbón (Sustentable., [2019](#)).

Los resultados son alarmantes, ya que el riesgo de muerte y desarrollar diversas enfermedades es significativamente mayor comparado con el promedio nacional. En Huasco, el riesgo de morir por una enfermedad cerebrovascular es un 281 % mayor que el promedio nacional y las probabilidades de desarrollar enfermedades respiratorias es un 139 % más alta, donde además la presencia de pacientes que tienen asma es cuatro veces mayor en comparación con el resto del país.

Por otro lado, en Tocopilla el riesgo de fallecer debido a tumores malignos en tráquea, bronquios y pulmón, es un 172 % mayor. A su vez, las atenciones médicas de pacientes con patologías respiratorias crónicas y con enfermedades isquémicas del corazón, duplican a las del promedio nacional. Cabe destacar, que en la comuna de Mejillones, el estudio no obtuvo diferencias significativas en comparación con el resto del país.

Es importante indicar que en este estudio, Sara Larraín directora ejecutiva del Programa Chile Sustentable señala lo siguiente: “estos resultados estadísticos no sorprenden a la población, ya que son conscientes de que los fallecimientos y enfermedades que se generan es debido a las termoeléctricas”. Por lo tanto, es fundamental analizar la percepción de la población frente al cierre o reconversión de las centrales.

En este sentido, otro estudio realizado por la Sociedad Chilena de Pediatría enfocada en las consecuencias de la salud infantil, concluyen lo siguiente (C. D. Chile, 2020):

- Con respecto a las alteraciones perinatales, se indica que la exposición a emisiones de centrales a carbón durante el embarazo se asocia con bajo peso y menor longitud al nacer, gestación más corta y menor diámetro de la circunferencia craneal. No obstante, el diámetro aumentó en los infantes nacidos tras el cierre de una central térmica.
- Con respecto al desarrollo cognitivo se señala una disminución del coeficiente de desarrollo y del coeficiente intelectual en niños y niñas expuestos a emisiones de las centrales, en comparación con los no expuestos. Además, se observó un aumento del coeficiente de desarrollo en un grupo que crecieron después del cierre de la planta.
- Los estudios demuestran que los niños y niñas en zonas expuestas a la combustión del carbón

tienen menor desarrollo pulmonar a largo plazo, más síntomas respiratorios (tos y sibilancias), mayor prevalencia de sarampión, neumonía y más casos de asma, en comparación con los sin exposición. Con respecto al estudio en el corto plazo, se reportaron disminuciones en la función pulmonar y un aumento de síntomas respiratorios.

- Se reportan efectos negativos de las emisiones de una central térmica a carbón sobre la audición de los niños y niñas para sonidos de determinadas frecuencias.

Los estudios presentados demuestran lo perjudicial que es para la salud de las personas la exposición constante a emisiones provocadas por las centrales térmicas a carbón. Es importante recalcar el daño en la salud infantil, afectando directamente las etapas de desarrollo cognitivo y físico. Debido a esto, las agencias tanto nacionales como internacionales recomiendan cumplir con los límites de emisión o reconvertir las centrales.

En el caso del retiro y reconversión de las centrales, tiene consecuencias directas sobre la población reduciendo las consultas médicas, disminuyendo el consumo de medicamentos para los pacientes asmáticos y bajando el número de hospitalizaciones debido a causas respiratorias y cardiovasculares.

En Estados Unidos, se han retirado 270 centrales a carbón, dejando pendiente el cierre de 260. Una de las implicancias a destacar es el ahorro de 3.000 [MMUSD] en costos de salud y 550 millones de toneladas de CO_2 evitadas (Energía, 2020). En este contexto, es fundamental volver a recalcar el concepto de transición justa que implica inclusión de los trabajadores en el cierre, rendición de cuentas, asistencia en la transición y responsabilidad frente a los impactos causados.

7.5. Impacto Laboral

En un conversatorio con representantes del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Organización Internacional del trabajo (OIT) y consultorías, se mencionó que el retiro o reconversión de centrales puede generar más empleos en energías renovables. No obstante, es importante recalcar que en Chile se mantienen alrededor de 4.000 empleos directos de las unidades de carbón y 9.000 bajo la modalidad de subcontratistas representando un 63 % del total de colaboradores. Esto tiene un impacto significativo para los trabajadores de las zonas implicadas, donde es crucial la efectiva generación de empleos dentro del rubro energético (Energía, [2020](#)).

En adición, existen actividades económicas informales asociadas a la operación de la central que también se ven afectadas. Entre estas actividades destacan el “chinchorroneo”, o recolección informal de carbón en el litoral (G. S. Chile, [2022](#)).

Asimismo, las comunas de Mejillones, Tocopilla y Huasco, son las zonas que más impacto tienen en términos de proveer empleo, representando un 4 %, 4 % y 7 % del empleo comunal respectivamente. Además, la mayoría de los trabajadores son hombres representando un 91 % y se considera que el personal es joven, dado que un 63 % de las personas tiene menos de 45 años, donde el promedio es de alrededor de 40 años (Energía, [2020](#)).

Además, existen otras actividades económicas que, a pesar de no depender de la central, incrementan sus ingresos a raíz de su presencia en la localidad. Por ejemplo, los restaurantes o puestos de comida que se benefician de la presencia de los trabajadores de la central.

La realidad socioeconómica de cada comuna es distinta, por lo que las estrategias deben

adecuarse a las necesidades de la comunidad. Por ejemplo, para ciertas comunas con una única unidad de carbón, puede ser suficiente implementar programas de asistencia directa a los trabajadores. En cambio, en localidades donde existen más centrales, es necesario complementar dichos programas con otros de desarrollo comunal para poder generar nuevas fuentes de empleo.

Un ejemplo práctico ocurrido en el año 2022 es el caso de la desconexión de la central Bocamina II ubicada en Coronel, históricamente reconocido a la industria del carbón, que logró anticipar su cierre debido a una eficiente planificación. La empresa contempló un plan con 2 años de anticipación para su cierre, cumpliendo con los acuerdos acordados con las comunidades: ofreciendo nuevas oportunidades laborales, brindar capacitaciones a los contratistas de la planta y desarrollar un proceso “Phase Out” luego de la desconexión, alineando estos con el desarrollo sostenible de la empresa (Enel, [2022](#)).

De esta manera, los trabajadores de la central perciben este cambio como una oportunidad para crecer y desarrollarse profesionalmente a través de una reinserción laboral en la industria renovable ya que Enel se comprometió a gestionar la reubicación de trabajadores que deseen permanecer en la compañía.

7.6. Impacto Económico en Localidades

La Ley 20.928 de Equidad Tarifaria reduce los precios de la energía para usuarios finales en las comunas donde se encuentran situadas las centrales debido al mecanismo de reconocimiento de generación local, tomando en cuenta el impacto de esta planta. Con el cierre de las centrales, este beneficio será suprimido, lo cual afectará a los clientes regulados como residentes de estas comunas.

Durante el año 2018, las unidades de carbón ofrecieron descuentos del 2 % al 11 % por la generación local en cada comuna (G. S. Chile, 2022).

La tabla 7.1, indica un resumen de los descuentos promedios de las centrales a carbón por reconocimiento de la generación local:

Tabla 7.1: Descuento total por reconocimiento a la generación local.

Comuna	Unidades	Descuento total por reconocimiento a la generación local (%)
Iquique	CTTAR	4,38
Tocopilla	U12, U13, U14, U15, NT01, NT02	32,5
Mejillones	CTM1, CTM2, CTA, CTH, ANG1, ANG2, CCR1, CCR2, IEM1	60
Huasco	GUACOLDA 1, 2, 3, 4 y 5	32,5
Puchuncaví	VENTANAS 1 y 2, NUEVAS VENTANAS, CAMPICHE	23,75
Coronel	BOCAMINA 1 y 2, SANTA MARÍA	23,75

(Fuente: (G. S. Chile, 2022))

Otro impacto económico relevante es la reducción de inversiones sociales por parte de las empresas en las localidades. A través de políticas de responsabilidad social empresarial, relaciones comunitarias y compromisos ambientales, las empresas establecen acuerdos de inversión social con organizaciones e instituciones de los territorios en que operan. Por lo tanto, el cierre de las centrales provoca una disminución de los aportes de esta índole lo que afecta a las organizaciones, instituciones beneficiarias o a la comunidad en general.

Además, las comunidades podrían percibir que el cierre de la central afecte el cumplimiento de acuerdos establecidos con respecto a la adopción de medidas de reparación por impactos socioambientales. Por consiguiente, es crucial asegurar que estos compromisos se cumplan plenamente.

Con respecto a los municipios, pueden perder el ingreso por pago de patentes locales que se

generan a partir de la operación de la central a carbón. Esto también afecta a la comunidad ya que sus gobiernos locales cuentan con menos recursos. En el año 2017, el pago de impuestos en las comunas por parte de empresas operadoras, variaba entre un 0,8 % y 17,5 % de los presupuestos municipales, con un promedio del 6 % (G. S. Chile, [2022](#)).

El cierre de la central podría tener un impacto cultural e identitario en las comunidades, debido a la antigüedad y contribución al desarrollo local. En este sentido, se debe considerar la revalorización cultural de terrenos y sitios. También, se debe considerar el impacto cultural de desplazamiento de familias a raíz de la reconversión o la disponibilidad de nuevos empleos en otras regiones del país. Por este motivo, las empresas deben recalcar que dichos proyectos son de mejora ambiental, para que los colaboradores lo perciban como hitos históricos que contribuyen a la transición energética del país.

7.7. Oportunidades

En las secciones anteriores se han mencionados los efectos en diversos ámbitos debido al cierre o reconversión de la central. Sin embargo, también se generan oportunidades para impulsar la descarbonización:

- **Alteración significativa de impactos socioambientales:** El cierre de las centrales permite una mejora en la calidad de vida y salud de las personas que habitan ese territorio poniendo fin a las emisiones de CO_2 y otros contaminantes. No obstante, el alcance de esta alteración depende de otras industrias que siguen operando, ya que de esta forma los beneficios podrían ser acotados.

- **Reutilización de la infraestructura:** La reutilización de la central, aporta en la satisfacción de otras necesidades locales tales como, la desalación para procesos industriales y el manejo o procesamiento de residuos.
- **Reestructuración económica:** Si bien el cierre conlleva a una considerable pérdida de fuentes de empleo, esto representa una oportunidad para generar empleos a partir de proyectos de generación de energías renovables, industrias basadas en la eficiencia energética y la “ecologización” tanto de las empresas como de los nuevos emprendimientos.
- **Nuevos propósitos para el sitio:** Existe la posibilidad de darle un nuevo propósito al sitio de la central, en la medida que responda a las necesidades de la localidad, expectativas e intereses de los actores presentes.
- **Nueva vocación para el territorio:** El cierre de la central implica una posible redefinición de su vocación productiva. Es muy importante señalar que esto se debe pensar desde el reconocimiento de cómo las centrales a carbón han impactado en la historia, cultura y economía de los territorios, hacia una nueva vocación social y productiva basada en actividades económicas nuevas, sostenibles e inclusivas, entregando un nuevo sentido a los habitantes del lugar.
- **Desarrollo tecnológico:** Convertir la localidad donde se encuentra ubicada la central en un hub de innovación tecnológico y desarrollo energético sostenible.

8 | Análisis Ambiental

8.1. Bonos de Carbono

Los Bonos de Carbono se refieren a la unidad de intercambio en los mercados de carbono y es igual a una tonelada métrica de CO_2 equivalente reducida mediante un proyecto de reducción o captura de emisiones, que ha sido certificada según al estándar correspondiente. En el mercado regulado, estos bonos forman parte de los instrumentos financieros definidos en el Protocolo de Kioto de 1997, cuyo objetivo es reducir las emisiones de GEI.

Los bonos de carbono incentivan a las empresas a reducir sus emisiones al asignar un valor económico a cada tonelada de CO_2 evitada hacia la atmósfera. Actualmente, muchas empresas se dedican a generar estos bonos. Por ejemplo, si una empresa reduce sus emisiones de 12 a 10 toneladas, puede transar la diferencia de 2 toneladas como bonos de carbono (Network, [2024](#)).

Existen tres certificaciones que corresponden a un estándar diferente:

- Dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio, un bono de carbono equivale a un Certificado de Reducción de Emisiones (CER).
- Dentro del Verified Carbon Standard, un bono de carbono equivale a una Unidad de Carbono

Voluntaria (VCU).

- Dentro del Gold Standard, un bono de carbono equivale a una Reducción de Emisiones Voluntaria (VER).

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) corresponde a un acuerdo del artículo 12 del protocolo de Kioto que indica que los países desarrollados deben cumplir con el compromiso de reducción de emisiones de GEI, mientras que los países en vías de desarrollo se benefician de los proyectos que generan certificados de carbono.

Chile al ser un país en vías de desarrollo, le corresponde el beneficio de los bonos de carbono. Dado el proyecto de reconvertir una central a carbón a central de almacenamiento de energía, es posible su participación para certificar en este caso, el ahorro de emisiones.

Sin embargo, es fundamental mencionar que en Chile el mercado regulado de bonos de carbono no se encuentra operativo ya que está en proceso de desarrollo. En cambio, se tiene el mercado voluntario de carbono que permite a empresas y organizaciones comercializar bonos de carbono, sin que exista una obligación legal para hacerlo. Debido a que no se cuenta con una entidad a cargo de entregar estos bonos, no es un ingreso de flujo de efectivo.

El país ha implementado algunas políticas para promover la reducción de emisiones y fomentar un mercado robusto de carbono:

- **Ley de Cambio Climático.**
- **Impuestos Verdes.**
- **Sistema de Compensación de Emisiones.**

8.1.1. Flujo de Caja

El precio Social del Carbono representa el costo o beneficio social asociado al aumento o disminución de contaminantes como el CO_2 . De esta manera, los proyectos que emiten emisiones van a disminuir su rentabilidad ya que serán más costosos, mientras que los proyectos que contribuyan a la descarbonización, van a aumentar su rentabilidad.

La evolución del precio del carbono inicia el año 2013, el cual alcanzó la cifra de 4,05 [USD] por tonelada de CO_2 . En la actualización del año 2015 llegó a los 8,44 [USD] por tonelada. Posteriormente en el año 2016, se revisó la metodología para estudiar este valor, calculando el costo de mitigación. De esta manera, en el año 2017, el precio se incrementó a 32,5 [USD] por tonelada de CO_2 equivalente. Por último, con el nuevo reajuste del 2024, el precio aumentó un 95 % respecto al año 2017, siendo de 63,4 [USD] por tonelada (Desarrollo Social y Familia, 2024).

El cálculo para estimar el ingreso anual por bonos de carbono, se realiza a través de la obtención de toneladas de CO_2 que emite una central térmica a carbón al año, de una capacidad instalada de aproximadamente 558 [MW]. La cantidad de toneladas obtenidas indican el ahorro que genera la central de almacenamiento, dado que es cero emisiones, representado en la tabla 8.1.

Tabla 8.1: Datos para obtener ingresos por bonos de carbono.

Ítem	Cantidad	Unidades
Factor de emisiones CO_2	1104	[ton CO_2 /GWh]
Capacidad instalada	558	[MW]
Generación anual	4.404	[GWh]
Emisiones anuales de CO_2	4.861.709	[ton CO_2 /año]
Precio Social Carbón	63,4	[USD/ton]
Ingreso Anual Bonos de Carbono	308,23	[MMUSD]

(Elaboración propia)

Tabla 8.2: Indicadores económicos flujo de caja con bonos de carbono.

VAN [MMUSD]	2.393,16
TIR	62,10 %
Payback	Período 2

(Elaboración propia)

El factor de emisión se obtiene desde un informe que provee datos de las centrales térmicas a carbón como su capacidad, energía anual generada, factor de emisiones y antigüedad. Se selecciona la central que tenga la capacidad instalada más cercana a la central evaluada (Sustentable, 2017).

A partir de la tabla 8.2, se puede observar un incremento significativo en los indicadores económicos, donde tanto el VAN como la TIR son superiores a la presentada en la tabla 6.12 y el payback se lleva a cabo en el segundo período, lo que señala que la inversión inicial se recupera en un período cercano, siendo aún más beneficioso.

Sin embargo, es necesario considerar la probabilidad de que exista una sobrevalorización del proyecto debido a que los ingresos por los bonos de carbono son 308,23 [MMUSD], relativamente el doble de los ingresos operacionales de la central. Además, tal como se ha mencionado anteriormente, Chile no cuenta con un mercado de bonos de carbono desarrollado y por ende, no existe un procedimiento regulado para que el proyecto obtenga dichos ingresos.

Por último, aunque Chile desempeña un rol secundario en relación a las emisiones globales de GEI, es altamente vulnerable a estos efectos, por lo que es crucial que revise y fortalezca sus compromisos de mitigación a través de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC). Esta presentación es esencial dado que Chile es propenso a ejercer un liderazgo global en el desarrollo bajo en carbono, aprovechando sus recursos renovables, y realizar una descarbonización temprana podría ser más económico que enfrentar los costos futuros de mitigación (Energía, 2020).

8.2. Cumplimiento Medioambiental del Proyecto

El Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) es un instrumento de gestión ambiental de carácter preventivo donde se determina si se cumple antes de la ejecución un proyecto con la legislación ambiental vigente y se hace cargo de los potenciales impactos ambientales. Este procedimiento lo debe realizar todo proyecto susceptible a causar un impacto ambiental en cualquiera de sus fases.

Tanto el cierre como la reconversión de la central a carbón, implica abordar los pasivos medioambientales. En este sentido, no solo considera las instalaciones, sino también los depósitos de ceniza, ductos de enfriamiento, canchas de carbón y la contaminación local que en consecuencia, convierten a la localidad en una “zona de sacrificio”.

En el SEIA, el desmantelamiento total de la planta, es decir, el retiro total de los equipos, especifica las actividades y acciones para desmantelar y así asegurar la estabilidad de la infraestructura utilizada así como la restauración de cualquier componente ambiental que haya sido afectado. También es fundamental indicar cómo prevenir las consecuencias del ecosistema, donde se incluye la mantención, conservación y supervisión del aire, suelo y agua (Energía, 2020).

Con respecto a la gestión de cenizas, el informe de Estrategia de Descarbonización recomienda utilizar como referencia la normativa internacional de la Agencia de Protección Ambiental y la regulación 40 del Código de Reglamento Federales de Estados Unidos, sobre el manejo de desechos de combustión del carbón. Además, la Electric Power Research Institute (EPRI) ha proporcionado otras consideraciones adicionales para el desmantelamiento de equipos y estructuras

(Inodú, 2018):

- Levantamiento de requerimientos asociados a la regulación ambiental a la cual se encuentra sujeto el sitio.
- Investigación ambiental del sitio con normas de referencia ASTM E1527-13, ASTM E1903-11.
- Suscripción de contratos y solicitud de permisos.
- Apagado de planta.
- Preparación del sitio.
- Remediación y restauración del sitio, esto incluye limpieza canchas de carbón y cierre depósitos de cenizas, limpieza de terreno bajo estanques y líneas de combustión.
- Desmantelamiento, es decir reciclar y revender los equipos que sean posibles.

En la reconversión de la central térmica a una central de almacenamiento de energía, se debe demostrar que el proyecto no genera efectos ambientales significativos considerando su operación e instalación. Es importante mencionar que en la reconversión se considera de igual forma que para el cierre la gestión de cenizas y canchas de carbón. Este impacto es relativo ya que se vincula al estado en el que se encuentra el sitio y las medidas de remediación definidas. En el caso de las canchas de carbón, se debe considerar el residuo de carbón mezclado con el suelo, y para los vertederos de cenizas todos los desechos sólidos de la combustión del carbón.

Una vez finalizado el proceso de evaluación ambiental, se procede a gestionar la Resolución de Calificación Ambiental (RCA). Este documento administrativo es emitido por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) y tiene como objetivo aprobar si el proyecto o actividad cumple con

los requisitos de viabilidad ambiental necesaria.

Al ser una autorización se debe establecer lo siguiente:

- Medidas voluntarias, tales como partes, obras y etapas que según lo aprobado, no generan impacto ambiental.
- Condiciones y exigencias que el responsable del proyecto debe cumplir para mitigar y compensar el posible efecto en el medio ambiente.

Entre los principales proyectos que requieren someterse de forma obligatoria a la certificación ambiental son los terminales de buses, puertos, centrales generadoras de más de 3 [MW], instalaciones metalúrgicas y desarrollos en la industria minera.

En Tocopilla, el cierre de las centrales térmicas que implica la quema de 94.000 toneladas de carbón, representa un alto riesgo ambiental para los habitantes. Este hecho, ha generado alerta en las autoridades y controversia pública, surgiendo dudas sobre el cumplimiento de la RCA y si la reconversión o desconexión exime a las empresas de la remediación de impactos socioambientales (BioBioChile, [2024b](#)).

Es importante mencionar que de las 28 unidades de carbón existentes en Chile, 7 de ellas no tienen Resolución de Calificación Ambiental del proyecto original, 6 se les exige en su RCA presentar un plan de cierre, entre 6 meses a 1 año previo de iniciar el abandono y las 15 centrales restantes tienen una alta probabilidad de que sus unidades se reacondicionen o reconviertan a otra tecnología de generación.

9 | Conclusiones

Para finalizar, en esta investigación se ha realizado un análisis técnico, económico, social y ambiental de la reconversión de una central térmica a carbón a una de almacenamiento de energía con sales fundidas, cumpliendo con los objetivos planteados y demostrando la factibilidad del proyecto.

Es importante destacar que en la central se mantiene la mayor parte de la infraestructura, manteniendo la turbina y agregando el sistema de almacenamiento. El tipo de sal que se utiliza se denomina Sal Solar que posee una alta capacidad de estabilidad térmica de 560°C. La operación de la central se basa en 10 horas de calentamiento de sales y 6 horas de generación de energía, estando disponible en el horario de mayor demanda.

Mediante la cotización de los principales equipos y considerando los costos intangibles, se ha logrado estimar el CAPEX del proyecto alcanzando un valor de 454,86 [MMUSD], corroborando el valor sugerido.

Los ingresos operacionales de la central, definidos como la diferencia entre la venta y compra de energía corresponden a 144,57 [MMUSD]. En este sentido, hay dos variables a analizar: la tarifa de venta y compra de energía.

Luego de la elaboración del flujo de caja, se obtiene un VAN de 143,06 [MMUSD], una TIR del 13,30 % y un payback en el octavo periodo, siendo una alternativa atractiva dada su rentabilidad en un período de 30 años y su capacidad de recuperar la inversión.

En la sensibilización del flujo de caja, se realiza un análisis preliminar bajo tres escenarios dada la complejidad de predecir el costo marginal. En el escenario pesimista, no es rentable dadas las condiciones del proyecto. Con respecto al optimista, tiene el nivel de precio más elevado pero poco probable de alcanzar debido a las tarifas observadas hasta julio de 2024. En este sentido, es importante tener en cuenta el nivel de precios que debe evitarse y prestar especial atención a las cifras del presente año.

Otra variable relevante para la sensibilización, es el precio de compra de energía renovable para fundir las sales. Debido al alto consumo energético de la central de 700 [MW], la empresa tiene la capacidad de negociar la tarifa como cliente libre. Es fundamental que la central logre optar a una buena licitación o un adecuado contrato a largo plazo para poder mantener su negocio.

Debido a que el cierre de las centrales a carbón se encuentra programado, la decisión de cerrar o reconvertir la central depende de las necesidades de la empresa. Por un lado si se prefiere mayores beneficios en el corto plazo, el cierre es la opción adecuada. Por otro lado, si se enfoca en obtener ganancias en un período más largo, la reconversión es más atractiva.

En la reconversión, se destaca el aumento de empleos en energías renovables. No obstante, la emisión de gases contaminantes ha agravado el impacto en la salud de las personas siendo un daño irreversible, con un costo monetario asociado. En el proceso de reconversión es fundamental garantizar una comunicación transparente y participativa para poder comprender las necesidades de

la comunidad, asegurar una “transición justa” y remediar los impactos socioambientales.

En vista de que la central de almacenamiento es cero emisiones, se elabora un flujo de caja considerando los bonos de carbono. Los indicadores aumentan considerablemente debido a que los ingresos son mayores en comparación con la venta de energía. Sin embargo, el mercado de bonos de carbono no se encuentra desarrollado en Chile, por lo tanto, no hay una entidad encargada de gestionar dichos bonos.

Si bien los componentes del almacenamiento térmico es una tecnología madura, la integración con los calentadores eléctricos es reciente. Por lo tanto, se recomienda seguir realizando estudios y análisis que garanticen el óptimo uso del fluido a alta temperatura, con el objetivo de minimizar las pérdidas de calor y los daños en infraestructura y equipos.

Puesto que el enfoque de esta investigación no es el análisis de las tarifas eléctricas, se recomienda realizar un análisis más elaborado para poder pronosticar con mayor seguridad, considerando su variabilidad horaria. Por su parte, es esencial que el negocio de la central mantenga los costos de operación acotados y el precio de compra de energía lo más bajo posible, para que de esta forma no exista un impacto significativo frente a la incertidumbre del costo marginal para la venta.

Por último, la reconversión de la central puede ser considerado como un proyecto estratégico, garantizando seguridad en el suministro de la matriz energética dada la inestabilidad de las energías renovables. Además, considerando la capacidad de generación diaria que es alta, lo hace aún más interesante para asegurar energía en períodos de alta demanda, impulsando el sistema de almacenamiento en Chile. El apoyo de instituciones gubernamentales es crucial para lograr una transición efectiva, cumpliendo con los compromisos medioambientales y sociales.

10 | Limitaciones

En este capítulo, se describen las principales limitaciones que puede enfrentar una central de almacenamiento con sales fundidas. Aunque se cuenta con las propiedades de las sales fundidas, no se dispone información del material de los equipos e infraestructura, tales como las tuberías y tanques. Por lo tanto, no se profundiza en el análisis de estos posibles inconvenientes.

10.1. Detención de Equipos

Debido a que el funcionamiento de la central de almacenamiento se basa en que durante el día se calientan las sales para almacenarlas en los tanques, y posteriormente utilizarse en la noche para la generación de energía eléctrica, implica que los equipos funcionan de forma intermitente. En ese sentido, los equipos se deben encender o apagar con frecuencia, lo que genera un desgaste, reduciendo la vida útil de las válvulas, intercambiadores de calor y bombas. En adición, encender y apagar los equipos conlleva a un enfriamiento de estos, por lo que es necesario realizar un precalentamiento antes de utilizarse.

10.2. Precalentamiento de Equipos

Una de las observaciones más relevantes en este sistema de almacenamiento es que no se pueden introducir las sales calientes a 560°C , cuando el equipo está frío, es por este motivo que se deben precalentar a 260°C mediante una caldera auxiliar o preheaters. En adición, el precalentamiento de dichos equipos, se realiza después de los overhaul, es decir, después de una revisión o mantenimiento mayor de los equipos. Si al precalentar los equipos no se logra una temperatura suficiente, existe el riesgo de solidificación de sales.

10.3. Solidificación Sales

Mantener las sales en el tanque caliente a 560°C implica un riesgo de pérdidas térmicas debido a un problema de transferencia de calor de alta dificultad. La temperatura interna del tanque depende de varios factores, entre ellos, la temperatura de alimentación de las sales a la entrada del tanque, la atmósfera de gas dentro de este, el aislamiento, la cimentación, el sistema de refrigeración y condiciones ambientales de la ubicación de la central. (Blindu, [2022](#)).

Las pérdidas térmicas de los tanques se dividen en tres grupos: pérdidas por el techo, paredes y fondo del tanque.

- Pérdidas por techo del tanque: Se producen cuando las sales fundidas ceden calor por convección al gas interno del tanque que, a su vez este cede calor al techo del tanque.
- Pérdidas por las paredes del tanque: Son provocadas por la convección entre el gas interno del tanque y las paredes, radiación entre las sales y paredes y, convección entre las sales y las

paredes. Estas pérdidas son fundamentales en períodos de carga y descarga ya que influye en el nivel de sales. Dado que el coeficiente convectivo de sales es mayor al del gas, las pérdidas aumentan con la superficie de contacto, siendo máximas cuando esté lleno.

- Pérdidas por el fondo del tanque: Ocurre cuando se transfiere calor por convección entre las sales y el fondo, donde el flujo convectivo atraviesa el material del tanque y aislante por conducción. Al llegar la capa de hormigón, parte del calor se disipa por convección por el sistema de refrigeración, mientras que el calor remanente cede a la tierra a través del hormigón.

En Chile la central de almacenamiento termosolar Cerro Dominador, ha presentado fallas en el sistema de almacenamiento, específicamente en el tanque de sales caliente debido a la falta de resistencia al calor, que viene dado por el diseño e instalación del sistema de almacenamiento. El encargado de calidad indicó: “Uno de los sistemas más complicados y delicados es el de sales, sobre todo por los materiales que se usan para tuberías o tanques de sal porque son metodológicamente complicados, requieren procedimientos de soldadura bien estrictos y mucho más análisis que otros procedimientos”. A pesar de los inconvenientes, siguen confiando en la tecnología como solución a una transición sostenible (BioBioChile, [2024a](#)).

10.4. Corrosión

Las sales fundidas a altas temperaturas son altamente corrosivas, capaces de dañar la infraestructura de la central, como tuberías, tanques y equipos. La selección de materiales depende de la temperatura de almacenamiento. Las formas más relevantes de corrosión en los tanques son:

- **Corrosión en caliente:** Existen dos tipos, la primera se refiere a la corrosión a temperaturas superiores a la de fusión de la sal y, la corrosión a temperaturas inferiores. En los tanques el tipo de corrosión que afecta es el de altas temperaturas.
- **Corrosión localizada:** Se manifiesta como hendiduras, conocidas como corrosión por grietas, que pueden aparecer inmediatamente o después de semanas o años. La ausencia de hendiduras en períodos cortos de tiempo, no implica que el metal sea resistente y no ocurra en el largo plazo. Una alternativa para detener este fenómeno es mediante la obstrucción de la fosa con productos de corrosión insolubles.
- **Corrosión bajo tensión:** Surge debido a la combinación de tensión mecánica y reacciones de corrosión, provocando la propagación de grietas. Es fundamental considerar esta corrosión para la elección del material del tanque, debido a que algunos son resistentes a la corrosión, pero no soportan esfuerzos mecánicos.
- **Corrosión dinámica:** Depende de la velocidad del fluido en contacto con el metal. A menor velocidad se evita el agotamiento de los reactivos, facilitando la eliminación de productos de corrosión solubles. En cambio, a velocidades más altas, puede ocurrir erosión de los depósitos protectores y a velocidades aún mayores, erosión en el material base.

La mayoría de los estudios de corrosión se realizan en condiciones estáticas, no obstante, el sistema de almacenamiento de sales opera en condiciones dinámicas debido a las tuberías de transporte de sales. Un estudio demuestra que el aumento en la velocidad del flujo es proporcional a la velocidad de corrosión, por lo que es relevante considerar la corrosión en el diseño y selección de materiales en contacto con el flujo de sales (Blindu, [2022](#)).

10.5. Choque Térmico

Las aleaciones que forman la estructura de los tanques y la cimentación, es decir, el fondo del tanque, pueden experimentar gradientes térmicos que generan tensión en el material. Si estos gradientes son muy altos, pueden provocar rupturas irreversibles en el material del tanque. Los gradientes de temperatura se pueden dividir en dos categorías (Blindu, [2022](#)):

- Gradientes térmicos temporales: Ocurren durante la carga, debido a las diferencias de temperatura entre las sales fundidas calientes que ingresan al tanque y las sales que ya están almacenadas. Si la diferencia de temperatura es mayor a 50°C , las sales se deben enfriar antes de entrar y se debe realizar un precalentamiento del tanque.
- Gradientes térmicos espaciales: Corresponde a la diferencia de temperatura entre un punto y otro dentro del tanque de sales, causada por las pérdidas térmicas en áreas con aislamiento deteriorado. Esto genera puntos fríos locales y provoca un gradiente térmico en el tanque. Para solucionar este problema, es esencial un correcto diseño, instalación y mantenimiento del tanque, así como la implementación de anillos de circulación que homogenizan las temperaturas.

Bibliografía

- Abengoa (2021). <https://www.citizen.co.za/business/competition-tribunal-approves-acquisition-solar-power-sector/>. URL: <https://www.citizen.co.za/business/competition-tribunal-approves-acquisition-solar-power-sector/>.
- Améstica, G. (2023). *Evaluación de Proyectos*. Universidad Técnica Federico Santa María.
- BCN (2012). *La imponente presencia del carbón en la matriz energética de Asia Pacífico*. URL: <https://www.bcn.cl/observatorio/asiapacifico/noticias/carbon-asia-pacifico-chile>.
- BioBioChile (2024a). *Cerro Dominador, la 1ª planta termosolar de A. Latina que está en Chile y no opera porque se averió*. URL: <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>.
- (2024b). *Cierre anticipado de termoeléctricas en Tocopilla: quemarán 94 mil toneladas de carbón*. URL: <https://www.biobiochile.cl/noticias/nacional/region-de-antofagasta/2024/03/20/colmed-avisa-que-hay-riesgo-de-alerta-ambiental-en-tocopilla-por-cierre-anticipado-de-termoelectricas.shtml>.
- Blindu, Adrián (2022). “Diseño y Modelado de Tanques de Sales Fundidas”. Tesis de mtría. Universidad de Sevilla.
- CEN (2024). *Mercados*. URL: <https://www.coordinador.cl/costos-marginales/>.
- Chile, Cámara Diputados (2020). *Proyecto de Ley para Prohibir las Centrales Termoeléctricas con el Objeto de Reducir las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero*. Boletín 13196-12. URL: <https://www.camara.cl/verDOC.aspx?prmID=52775&prmTipo=FICHAPARLAMENTARIA&prmFICHATIPO=DIP&prmLOCAL=0#:~:text=ART%C3%8DCULO%20%C3%9ANICO%3A%20Prolubase%20la%20instalaci%C3%B3n,31%20de%20diciembre%20de%202025..>
- Chile, Generadoras de (2023a). *Generación Eléctrica en Chile*. URL: <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>.
- (2023b). *Reconversión de Centrales Termoeléctricas a Carbón*. URL: <https://sea.gob.cl/sites/default/files/adjuntos/noticias/6.%20Reconversi%C3%B3n%20de%20centrales%20termoel%C3%A9ctricas%20a%20carb%C3%B3n.pdf>.
- (s.f). *Sistemas de Almacenamiento de Energía*. URL: <https://generadoras.cl/tipos-energia/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>.
- Chile, Gestión Social (2022). *Cierre de Centrales Térmicas a Carbón: Recomendaciones y Buenas Prácticas para el involucramiento de actores*. URL: <https://4echile.cl/publicaciones/>

guia - cierre - de - centrales - termicas - a - carbon - recomendaciones - buenas - practicas-involucramiento-actores/.

CNE (2024). *Tarifificación Eléctrica*. URL: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>.

Commons, Wikimedia (s.f). *Proceso de una central térmica a carbón para convertir el carbón en electricidad*. URL: http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/4/4a/Coal_fired_power_plant_diagram.svg/1280px-Coal_fired_power_plant_diagram.svg.png.

Congreso de Chile, Biblioteca Nacional del (2021). *Matriz Energética y Eléctrica en Chile*. URL: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32492/1/BCN_Matriz_energetica_electrica_en_Chile.pdf.

Congreso Nacional de Chile, Biblioteca del (2021). *Matriz Energética Eléctrica del País*. URL: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32745/1/Matriz_electrica_del_pais._Consideraciones_sobre_su_suficiencia.pdf.

— (2022). *Ley 21505 Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad*. URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1184572>.

Deloitte (2016). *Sector energía I:Marco regulatorio y matriz energética Chile*. URL: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte1.pdf>.

Desarrollo Social y Familia, Ministerio de (2024). *Nueva actualización del Precio Social del Carbono busca incentivar proyectos públicos que reduzcan las emisiones de CO₂*. URL: <https://www.desarrollosocialyfamilia.gob.cl/noticias/nueva-actualizacion-del-precio-social-del-carbono-busca-incentivar-proyectos-publicos-que-reduzcan-l>.

DGAC y MeteoChile (2023). *Reporte anual de la evolución del clima en Chile*. URL: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2023/05/reporteEvolucionClima2022.pdf>.

Education, Energy (2024). *Central eléctrica de carbón*. URL: https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/Central_el%C3%A9ctrica_de_carb%C3%B3n.

EEA (2023). *Energy*. URL: <https://www.eea.europa.eu/en/topics/in-depth/energy?activeTab=fa515f0c-9ab0-493c-b4cd-58a32dfaae0a&activeAccordion=>.

Enel (2022). *Cómo se gestó el cierre de todas nuestras plantas a carbón*. URL: <https://www.enel.cl/es/historias/a202209-como-se-gesto-el-cierre-de-todas-nuestras-plantas-a-carbon.html>.

Energía, Ministerio de (2018). *Estudio de variables ambientales y sociales que deben abordarse para el cierre o reconversión programada y gradual de generación eléctrica a carbón*. URL: https://energia.gob.cl/sites/default/files/20181023_presentacion_inodu-_sesion_6.pdf.

— (2020). *Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón*. URL: https://energia.gob.cl/sites/default/files/plan_de_retiro_y_o_reconversion_centrales_carbon.pdf.

— (2021). *Planificación Energética de Largo Plazo*. URL: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preliminar.pdf.

— (2022). *Balance Nacional de Energía*. URL: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>.

- Energía, Ministerio de y Fundación Chile (s.f). *¿Qué es una Matriz Energética?* URL: <https://www.aprendeconenergia.cl/matriz-energetica/que-es-una-matriz-energetica>.
- Eurostat (2022). *Greenhouse gas emissions intensity of energy consumption*. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_dashboard/endash.html?geo=EU27_2020&year=2022&language=EN&detail=1&nrg_bal=&unit=MTOE&chart=chart_one,chart_two,chart_tree,chart_four,chart_five,chart_eight&modal=0.
- Geographic, National (2022). *Explicación de qué son los combustibles fósiles*. URL: <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/explicacion-que-son-combustibles-fosiles>.
- GIZ y Centro Aeroespacial Alemán (DLR) (2020). *Reconversión de centrales a carbón en centrales de almacenamiento térmico renovable y su integración a la matriz energética chilena*. URL: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2024/01/Estudio-reconversion-centrales-a-carbon-a-baterias-carnot_esp.pdf.
- Global Carbon Project BP, CDIAC y Expert(s) (2022). *Países con mayores emisiones de dióxido de carbono (CO₂) proveniente de combustibles fósiles en 2020, según su repercusión sobre el total global*. URL: <https://es.statista.com/estadisticas/600677/porcentaje-de-las-emisiones-globales-de-co2-por-paises/>.
- Greenpeace (s.f). *Cambio Climático*. URL: <https://es.greenpeace.org/es/trabajamos-en/cambio-climatico/>.
- Inodú (2018). *Estudio de Alternativas Tecnológicas al Retiro y/o Reconversión de las Unidades a Carbón en Chile*. URL: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/Reporte_Final.pdf.
- Lee, H. y J. Romero (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. URL: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf.
- Medium (2018). *How to Calculate Thermal Efficiency of Rankine Cycle*. URL: <https://medium.com/@ashwinpalo/how-to-calculate-thermal-efficiency-of-rankine-cycle-37a7dbcadc12>.
- MMA (2011). *Reporte anual de la evolución del clima en Chile*. URL: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/11/SegundoComunicadoCC.pdf>.
- Mundial, Banco (2024). *Energía*. URL: <https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview#1>.
- NASA (2023). *El análisis de la NASA confirma que 2023 fue el año más cálido registrado*. URL: <https://www.nasa.gov/news-release/el-analisis-de-la-nasa-confirma-que-2023-fue-el-ano-mas-calido-registrado/>.
- Network, Green (2024). *Bonos de carbono: ¿Cómo funciona el sistema en Chile?* URL: <https://greennetwork.cl/medioambiente/bonos-de-carbono-como-funciona-el-sistema-en-chile/>.
- Oceanic, National, Atmospheric Administration y ESRL (2024). *Nivel promedio de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera entre 1959 y 2023*. URL: <https://es.statista.com/estadisticas/1269928/concentracion-atmosferica-global-de-dioxido-de-carbono/>.

- Project, Global Carbon y Carbon Brief (2023). *Emisiones mundiales de CO2 de 1995 a 2023*. URL: <https://es.statista.com/estadisticas/635894/emisiones-mundiales-de-dioxido-de-carbono/>.
- Protección Ambiental de Estados Unidos, Agencia de (2024). *Descripción general de los gases de efecto invernadero*. URL: <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/descripcion-general-de-los-gases-de-efecto-invernadero>.
- Reyes, J. et al. (2022). *Anuario Estadístico de Energía*. URL: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>.
- SQM (s.f). *Thermo-Solar Salts*.
- Sustentable, Chile (2017). *Matriz Eléctrica y Generación a Carbón en Chile: Propuestas para Acelerar la Transición Energética*. URL: <https://www.chilesustentable.net/wp-content/uploads/2017/11/Cartilla-Termoelectricas-a-Carbon-Propuestas-Para-Acelerar-La-Transicion-Energetica-2017.pdf>.
- Sustentable., Fundación Chile (2019). *Estudio UC: habitantes de zonas con termoeléctricas se enferman 4 veces más*. URL: <https://chilesustentable.net/2019/08/estudio-uc-habitantes-de-zonas-con-termoelectricas-se-enferman-4-veces-mas/>.
- T. Bauer, C. Odenthal y A. Bonk (2021). “Molten Salt Storage for Power Generation”. En: *Chemie Ingenieur Technik*.
- Unidas, Naciones (s.f). *¿Qué son las energías renovables?* URL: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy>.
- Villanueva, Álvaro Pastor (2020). “Optimización de Operación de Receptores Solares de Sales Fundidas”. Tesis de mtría. Universidad Carlos III de Madrid.

A | Anexos

Tabla A.1: Promedio costo marginal para compra de energía por hora período 1.

Año\Horas	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	23,76	7,78	7,46	5,86	3,99	0,93	0,00	0,12	1,06	1,57
2022	32,68	20,90	18,91	15,97	11,39	6,46	6,01	5,59	5,71	10,48

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, 2024))

Tabla A.2: Promedio costo marginal para compra de energía por hora período 2.

Año\Horas	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	45,41	22,36	29,30	31,01	25,07	12,77	6,18	4,03	20,46	73,73
2022	63,81	47,56	51,37	51,54	46,58	38,54	30,75	31,00	64,13	130,08

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, 2024))

Tabla A.3: Promedio costo marginal de energía por hora período 1, escenario optimista.

Año\Horas	21	22	23	24	1	2
2023	267,75	278,59	254,46	224,14	250,08	234,82
2022	275,60	298,63	285,61	283,42	290,47	290,93
2021	184,62	187,41	182,31	167,98	166,46	156,93
2020	106,08	106,19	102,64	106,77	91,97	83,58
2019	83,52	91,17	88,34	70,83	83,52	91,17

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, 2024))

Tabla A.4: Promedio costo marginal de energía por hora período 2, escenario optimista.

Año\Horas	21	22	23	24	1	2
2023	224,58	202,15	192,44	184,59	180,75	165,94
2022	361,13	359,99	339,66	313,32	290,90	274,75
2021	197,90	193,25	184,41	176,77	171,01	159,44
2020	112,88	109,77	97,22	90,81	84,45	88,71
2019	97,53	97,65	81,62	78,52	73,93	71,83

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, 2024))

Tabla A.5: Promedio costo marginal de energía por hora período 1, escenario pesimista.

Año\Horas	21	22	23	24	1	2
2023	69,92	84,81	89,17	79,78	60,56	86,03
2022	88,52	98,60	94,00	88,04	72,73	85,93
2021	51,34	52,17	51,03	48,30	45,42	42,59
2020	32,88	32,43	32,61	31,18	24,06	28,61
2019	38,02	38,14	37,61	37,52	30,72	36,88

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, 2024))

Tabla A.6: Promedio costo marginal de energía por hora período 2, escenario pesimista.

Año\Horas	21	22	23	24	1	2
2023	95,81	96,06	93,90	91,11	91,43	81,01
2022	98,30	99,59	98,92	93,11	75,29	72,53
2021	62,74	61,31	61,94	59,78	50,14	45,58
2020	31,41	31,62	31,10	30,58	30,25	29,30
2019	44,77	44,87	44,03	42,24	41,41	39,56

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, 2024))

Tabla A.7: Principales activos que se consideran en el cierre de la central térmica a carbón.

Activo	Precio [MMUSD]	Vida Útil [años]	Valor Libro [MMUSD]	Desmantelamiento [MMUSD]
Turbina	837,00	30	446,40	83,70
Caldera	558,00	30	297,60	55,80
Condensador	10,00	30	0,50	0,10
Generador	15,00	25	0,75	0,15
Chimeneas	3,00	30	0,15	0,30
Torres de refrigeración	14,00	20	0,70	1,40
Transformador	4,00	25	0,20	0,40
Serpentines	1,00	20	0,05	0,10

(Fuente: Elaboración propia)

Tabla A.8: Promedio costo marginal de energía por hora período 1.

Año\Horas	21	22	23	24	1	2
2024	100,51	99,71	92,78	88,18	89,60	86,70
Promedio	92,91					

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, [2024](#)))

Tabla A.9: Promedio costo marginal de energía por hora período 2.

Año\Horas	21	22	23	24	1	2
2024	97,84	96,81	95,93	92,02	83,68	78,46
Promedio	90,79					

(Fuente: Elaboración propia con datos de (CEN, [2024](#)))