



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO INGENIERÍA MECÁNICA



**Aprovechamiento del vertimiento de energía de centrales energéticas
renovables no convencionales con Baterías de Carnot en la
descarbonización de una central térmica a carbón convencional**

POR

Marcelo Alexander Murillo Ramírez

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para
optar al título profesional de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor Guía:
PhD Einara Blanco Machín

Agosto 2024
Concepción (Chile)

© 2024 Marcelo Alexander Murillo Ramírez.

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

Agradecimientos

Personalmente han sido tiempos difíciles y el haber llegado acá no es coincidencia, hay mucho esfuerzo y dedicación que dan como resultado este trabajo. Primeramente, agradecer a Dios por permitirme llegar a este punto de mi carrera, luego agradecer a mi madre por todo el sacrificio que ha hecho estos siete años en la universidad, también agradecer a mi novia y amigos cercanos que siempre estuvieron en los momentos difíciles de alguna u otra forma y agradecer a mi profesora tutora por darme toda su confianza y comodidades para sacar adelante este trabajo.

Esta memoria está dedicada...

A los que ya no están, fueron y seguirán siendo parte importante de mi crecimiento como persona, no los olvidare jamás y esto es por ustedes, un abrazo y beso al cielo.

Resumen

El estudio investiga la viabilidad de reconvertir una central térmica a carbón en un sistema de almacenamiento térmico utilizando Baterías de Carnot, aprovechando los excedentes de energía de fuentes renovables no convencionales (ERNC) como la solar y eólica. Se plantea la sustitución de la caldera a carbón por un sistema de almacenamiento de sales fundidas, evaluando diferentes configuraciones y su desempeño técnico y termodinámico mediante el ciclo Rankine.

Los resultados muestran una eficiencia del 72% para el nuevo ciclo, superando ampliamente a las tecnologías convencionales y reduciendo las emisiones de CO₂ hasta un 89%. Desde un punto de vista económico, el proyecto alcanzaría la rentabilidad en un plazo de 20 años, posicionándose como una alternativa sostenible en un plazo coherente para la descarbonización del sector energético.

Sin embargo, el estudio también identifica ciertos desafíos relacionados con la interconexión de centrales y la capacidad de transmisión, lo cual sugiere un enfoque gradual que combine sistemas híbridos en plantas existentes. En definitiva, la integración de Baterías de Carnot se presenta como una solución factible, económica y ambientalmente ventajosa, permitiendo un mejor aprovechamiento de las ERNC y promoviendo la descarbonización en el contexto energético chileno.

Abstract

The study investigates the feasibility of converting a coal-fired power plant into a thermal storage system using Carnot batteries, taking advantage of surplus energy from non-conventional renewable sources (NCRE) such as solar and wind. The replacement of the coal-fired boiler by a molten salt storage system is proposed, evaluating different configurations and their technical and thermodynamic performance by means of the Rankine cycle.

The results show an efficiency of 72% for the new cycle, far exceeding conventional technologies and reducing CO₂ emissions up to 89%. From an economic point of view, the project would reach profitability within 20 years, positioning itself as a sustainable alternative in a consistent timeframe for the decarbonization of the energy sector.

However, the study also identifies certain challenges related to plant interconnection and transmission capacity, suggesting a phased approach combining hybrid systems in existing plants. In short, the integration of Carnot Batteries is presented as a feasible, economically, and environmentally advantageous solution, allowing a better use of NCRE and promoting decarbonization in the Chilean energy context.

Tabla de contenidos

| | |
|---|----|
| Resumen..... | 5 |
| Abstract..... | 5 |
| CAPÍTULO 1: Introducción | 11 |
| 1.1 Contexto | 11 |
| 1.2 Objetivos..... | 12 |
| 1.3 Hipótesis o Condiciones de Diseño | 13 |
| 1.4 Metodología de trabajo..... | 14 |
| CAPÍTULO 2: Marco teórico | 15 |
| 2.1 Tecnologías actuales de generación eléctrica | 15 |
| 2.2 Tecnologías alternativas de generación de energía con integración de ERNCs..... | 16 |
| 2.2.1 Sistemas de almacenamiento..... | 16 |
| 2.2.2 Sistemas activos..... | 17 |
| 2.2.2.1 Sistemas de dos tanques | 17 |
| 2.2.2.2 Sistema termoclino | 18 |
| 2.2.2.3 Acumuladores de vapor | 19 |
| 2.2.3 Sistemas pasivos | 20 |
| 2.2.3.1 Sistemas con empotramiento o ampliación de estructuras..... | 20 |
| 2.2.3.2 Sistemas de lecho compacto..... | 20 |
| 2.3 Análisis del vertimiento de energía de centrales eólicas y solares fotovoltaicas del SEN..... | 21 |
| 2.4 Tipos de almacenamiento de energía térmica..... | 24 |
| 2.4.1 Almacenamiento de energía térmica sensible | 24 |
| 2.4.2 Almacenamiento de energía térmica latente | 24 |
| 2.5 Batería de Carnot | 25 |
| 2.5.1 Funcionamiento de una Batería de Carnot..... | 25 |

| | |
|--|----|
| 2.6 Rendimiento..... | 26 |
| 2.7 Tipos de ciclos termodinámicos para la Bateria de Carnot | 26 |
| 2.7.1 Ciclo de Brayton..... | 27 |
| 2.7.2 Ciclo de Rankine | 28 |
| 2.7.3 LAES..... | 28 |
| 2.7.4 Proceso Lamm-Honigmann..... | 29 |
| CAPÍTULO 3: Desarrollo | 30 |
| 3.1 Integración del sistema..... | 30 |
| 3.2 Selección del tipo de sistema de almacenamiento | 31 |
| 3.3 Calentador eléctrico | 32 |
| 3.4 Central termoeléctrica | 33 |
| CAPÍTULO 4: Modelación y análisis | 34 |
| 4.1 Sal solar | 36 |
| 4.2 Flujo másico de sales periodo de carga | 36 |
| 4.3 Tanques de almacenamiento..... | 37 |
| 4.4 Generador de vapor | 40 |
| 4.5 Flujo másico de descarga..... | 40 |
| 4.6 Bomba | 41 |
| 4.7 Rendimiento..... | 41 |
| 4.8 Análisis económico | 42 |
| 4.9 Análisis ambiental..... | 44 |
| CAPÍTULO 5: Conclusiones | 46 |
| Bibliografía | 47 |
| Anexo 1: Calculo de parámetros de las sales | 48 |
| Anexo 2: Diagrama de la Termoelectrica Central Andina | 49 |
| Anexo 3: Código en EES sistema en estudio | 51 |

Lista de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Combinación de variables para carga y descarga del ciclo global. | 35 |
| Tabla 2: Propiedades y costo de la sal solar. | 36 |
| Tabla 3: Dimensionamiento tanques de almacenamiento | 39 |
| Tabla 4: Dimensionamiento del generador de vapor..... | 40 |
| Tabla 5: Parámetros para la selección de bomba | 41 |
| Tabla 6: Variables involucradas en el cálculo del nuevo rendimiento con batería de Carnot implementada | 42 |
| Tabla 7: Costos de inversión..... | 42 |
| Tabla 8: Costos de operación..... | 43 |
| Tabla 9: Análisis del VAN a 20 años. | 44 |
| Tabla 10: Factores de emisiones de la Central Termoeléctrica Andina. | 44 |
| Tabla 11: Central Termoeléctrica Andina sin Batería de Carnot..... | 45 |
| Tabla 12: Central Termoeléctrica Andina con Batería de Carnot..... | 45 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1: Clasificación de la generación total de energía por tipo en el mes de Julio [3]. | 16 |
| Figura 2: Tipos de tecnologías de almacenamiento [8]. | 17 |
| Figura 3: Esquema de una planta termosolar con un TES directo de dos tanques con almacenamiento de sales fundidas [8]. | 18 |
| Figura 4: Esquema de una planta termosolar CCP con un TES directo con sales fundidas [8]. | 19 |
| Figura 5: Acumulador de vapor integrado a una planta solar [8]. | 20 |

| | |
|--|----|
| Figura 6: Vertimiento de energía en GWh en plantas solares y eólicas en el año 2022 [9]. | 21 |
| Figura 7: Vertimiento mensual en GWh de las cinco centrales con mayor vertimiento anual [9]. | 22 |
| Figura 8: Distribución horaria durante el año 2022 de los vertimientos de la planta solar Sol del Desierto (izquierda) y la planta eólica Cerro Tigre (derecha) y promedio de los vertimientos que ocurrieron durante la misma hora [9]. | 23 |
| Figura 9: Promedios de los vertimientos horarios de las cinco centrales con mayor vertimiento anual [9]. | 23 |
| Figura 10: Diagrama de una Batería de Carnot [11]. | 26 |
| Figura 11: Clasificación de diversas configuraciones para una Batería de Carnot [14]. | 27 |
| Figura 12: Batería de Carnot con ciclo termodinámico de Brayton [14]. | 28 |
| Figura 13: Batería de Carnot con ciclo termodinámico de Rankine [14]. | 28 |
| Figura 14: Configuración de un LAES independiente [14]. | 29 |
| Figura 15: Configuración del proceso Lamm-Honigmann [13]. | 30 |
| Figura 16: Integración de Batería de Carnot con almacenamiento de sales fundidas en una central a carbón convencional, utilizando ciclo a vapor Rankine [Elaboración propia]. | 31 |
| Figura 17: Madurez y densidad energética de las modalidades de almacenamiento térmico [8]. | 31 |
| Figura 18: Calentador eléctrico en serie [17]. | 32 |
| Figura 19: Calentador eléctrico de sales [7]. | 33 |
| Figura 20: Ubicación geográfica Central Andina, PFV Sol del desierto y PE Cerro Tigre. | 34 |
| Figura 21: Estanque dimensionado [Elaboración propia]. | 39 |

Glosario

CAES: Compressed air energy storage (Almacenamiento de energía de aire comprimido)

CSP: Concentrated Solar Power (Energía solar concentrada)

8ERNC: Energía renovable no convencional.

EES: Electrical energy storage (Almacenamiento de energía eléctrica)

HTF: Heat transfer fluid (Fluido de transferencia de calor)

HT: Hight temperature (Alta temperatura)

LT: Low temperature (Baja temperatura)

LTES: Latent thermal energy storage (Almacenamiento de energía térmica latente)

LAES: Liquid air energy storage (Almacenamiento de energía de aire líquido)
PCM: Phase change material (Material de cambio de fase)
PHES: Pumped hydro energy storage (Almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo)
PTES: Pumped thermal energy storage (Almacenamiento de energía térmica por bombeo)
RTE: Roundtrip efficiency (Eficiencia de ida y vuelta)
SEN: Sistema eléctrico nacional
STES: Sensible thermal energy storage (Almacenamiento de energía térmica latente)
TCES: Thermochemical energy storage (Almacenamiento de energía termoquímica)
TES: Thermal energy storage (Almacenamiento de energía térmica)

Nomenclatura

D : Diámetro

H : Altura

\dot{m}_{sales} : Flujo másico de sales

m_{sales} : Masa de las sales

η_{Rt} : Eficiencia de ida y vuelta

η_{bba} : Rendimiento de la bomba de sales

ρ_{sales} : Densidad de las sales

P_{bba} : Potencia de las bombas de sales

ΔP : Caída de presión

\dot{Q} : Tasa de transferencia de calor

$\dot{Q}_{Gen\ vapor}$: Calor transferido en el generador de vapor

$\dot{Q}_{caletador}$: Potencia inyectada en el calentador de sales

S : Área a optimizar de tanques de almacenamiento

ΔT_{ln} : Temperatura media logarítmica

U : Coeficiente de transferencia de calor

V : Volumen

\dot{W}_g : Potencia del generador de la turbina

\dot{W}_{m1} : Potencia del motor bomba 1 ciclo convencional

\dot{W}_{m2} : Potencia Motor bomba 2 ciclo convencional

\dot{W}_{mbc} : Potencia Bomba de sal tanque caliente

\dot{W}_{mbf} : Potencia Bomba de sal tanque frío

CAPÍTULO 1: Introducción

1.1 Contexto

Chile es un país demográficamente privilegiado en diversos aspectos, destacando en este caso el potencial energético. Desde la región de Arica y Parinacota, zona que posee unas de las mayores radiaciones solares del planeta con $7,5 \text{ kWh/m}^2$ [1] hasta la región de Magallanes con los vientos más constantes del sur del planeta [2], lo anterior lo convierte en uno de los países con mayor potencial de energías renovables no convencionales (ERNC). Dado este potencial, sería lógico pensar que la demanda energética del país estuviera principalmente cubierta por ERNCs, sin embargo, el escenario actual si bien es favorable para este tipo de energías, aún no es suficiente el protagonismo esperado para estas en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en su lugar, el carbón junto con otros combustibles fósiles aún tiene un rol importante. A julio del 2024 las energías de tipo renovable abarcan el 37,1% de la capacidad instalada del SEN siendo la energía solar con un 17,9% una de las más relevantes, luego están las energías de tipo no renovable que tienen un 62,9% con el carbón siendo un protagonista con 13,7% [3].

Resaltar que los números de las ERNC en el SEN son cada vez más favorables vs. las energías de tipo convencional, la oferta energética que presentan estas últimas sigue siendo importante y una de las razones es la estabilidad energética que brindan. En general, una central se considerará convencional

al emplear tecnologías que ya son estándares en el país, las cuales suelen corresponder a soluciones de tipo técnicas y comercialmente maduras, en el caso de Chile: centrales termoeléctricas a carbón, ciclo combinado, motores diésel, turbinas a gas/petróleo e hidroeléctricas de gran tamaño [4]. Hasta el 2019 las centrales de tipo convencional generaron 35.399.356,1 toneladas de CO₂ que corresponde al 53,22% de total emitido, también 43.773,8 toneladas de NO_x que corresponde al 41,41% del total emitido [5]. Debido a esta magnitud de emisiones y las repercusiones que estas tienen, fue anunciado por parte del Ministerio de Energía el compromiso público-privado de retiro de todas las centrales de generación eléctrica a carbón antes del 2040 [6]. A pesar de este compromiso, la importancia de estas plantas en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es un hecho.

Por otro lado, el acelerado crecimiento de las energías renovables no convencionales (ERNC) plantea un desafío adicional: el vertimiento de energía, un fenómeno que ocurre cuando la infraestructura de transmisión no puede absorber toda la energía generada por las plantas solares y eólicas. Esto junto al protagonismo que poseen aún las centrales de generación de energía convencionales subraya la necesidad urgente de inversiones en tecnologías de almacenamiento, mejoras en el sistema de transmisión, y realizar modificaciones normativas que hoy obstaculizan la masiva inserción de ERNC al mercado eléctrico. Una de las opciones para descarbonizar las actuales centrales térmicas convencionales y dar una aproximación a una solución al vertimiento es implementar una tecnología con más de diez años de trayectoria comercial como lo son las baterías de Carnot, sistema de almacenamiento de energía térmica basado en el funcionamiento de estanques con sales fundidas recargables con energías renovables [7]. Este sistema de almacenamiento de energía no solo permitiría la adaptación de las infraestructuras existentes de las centrales de carbón, sino que también ofrecería una solución efectiva para mitigar en el largo plazo el vertimiento de energía. Al almacenar la energía excedente durante los periodos de baja demanda, se podría reducir significativamente el desperdicio de energía renovable, al tiempo que se avanza en la descarbonización del SEN y se preservan empleos en la industria energética. Este trabajo, por tanto, evaluará integralmente el impacto técnico, económico, social y ambiental de esta solución, considerando tanto su capacidad para reducir emisiones como para optimizar el uso de la energía generada por fuentes renovables en Chile.

1.2 Objetivos

Objetivo General:

Analizar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la descarbonización de una central a carbón convencional mediante la Integración de baterías de Carnot con almacenamiento de sales fundidas utilizando el excedente energético desperdiciado en centrales energéticas renovables.

Objetivos específicos

- Evaluar el estado actual de las principales tecnologías de generación eléctrica del país que ocupen energía de fuente primaria y secundaria.
- Evaluar las contribuciones de nuevas configuraciones, específicamente sistemas de almacenamiento, que incorporen sistemas de energías renovables, en la mitigación del cambio climático.
- Evaluar el estado actual de generación de excedente de energía en las centrales fotovoltaicas y eólicas en Chile, principalmente PE. Cerro tigre, PFV. Sol del desierto, PFV. Campos del sol, PE. Renaico y PFV. Rio escondido.
- Modelar un sistema de generación de energía con la integración de batería de Carnot y almacenamiento de sales fundidas que permita evaluar su factibilidad técnica, económica y ambiental.

1.3 Hipótesis o Condiciones de Diseño

En el marco de la neutralidad de carbono, el cese de la operación de plantas de carbón convencionales no implica el cierre de centrales convencionales, sino que se busca una reconversión conveniente. Existen diversas opciones en las que su infraestructura puede ser reutilizada, lo que les brinda una nueva vida útil. La reconversión de estas centrales podría implicar una reducción o incluso una eliminación total de las emisiones de gases contaminantes junto con dar uso a las instalaciones de centrales que cerraron o están en proceso de cierre.

En ese contexto se establece la siguiente hipótesis de investigación:

En el contexto de la neutralidad de carbono, la reconversión de plantas térmicas a carbón mediante la implementación de Baterías de Carnot que aprovechen los excedentes energéticos generados por parques de energía renovable resulta una estrategia viable desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental. Esta conversión no solo permitirá prolongar la vida útil de la infraestructura existente, sino que también contribuirá significativamente a la reducción o eliminación de las emisiones de gases contaminantes, aprovechando las instalaciones de plantas que han cesado o están en proceso de cese de operaciones.

1.4 Metodología de trabajo

La metodología se realizó siguiendo los siguientes pasos:

1. Recopilacion de informacion

- Se recopila información fiable de todos los tópicos relacionados con el tema de estudio para establecer una base sólida de conocimiento.

2. Analisis tecnico

- Se realiza un análisis exhaustivo del estado actual de las tecnologías de generación de energía eléctrica.
- Se evalúan las contribuciones de nuevas configuraciones que incorporan sistemas de energías renovables en la mitigación del cambio climático.

3. Evaluacion del excedente energetico

- Se estudia el estado actual de las centrales fotovoltaicas y eólicas, prestando atención al excedente de energía que presentan.

4. Modelado del Sistema de Generación con Batería de Carnot y Sales Fundidas

- Se diseña un sistema de generación de energía que integra la batería de Carnot y el almacenamiento de sales fundidas, utilizando el excedente energético de parques fotovoltaicos y eólicos.
- Este sistema tiene como objetivo reemplazar la caldera en el sistema convencional.

5. Estudio de Factibilidad Económica

- Se analiza la viabilidad económica de la tecnología propuesta, comparándola en términos monetarios con la tecnología convencional.

6. Análisis Ambiental

- Se examinan los beneficios en términos de emisiones y contribución al medio ambiente.
- Se evalúan los impactos de cambiar una central contaminante por una de emisión cero en las áreas circundantes.

CAPÍTULO 2: Marco teórico

En este capítulo se establecen las bases teóricas y definiciones que son importantes para la comprensión del proyecto.

2.1 Tecnologías actuales de generación eléctrica

En el país actualmente las fuentes de energía se clasifican en fuente primaria y secundaria. Dada esta configuración aparecen distintos tipos de tecnología que van de la mano ya sea de la fuente primaria como secundaria. En esta clasificación, las tecnologías que aparecen al hablar de fuente primaria son todo tipo tecnología que utiliza la energía de manera directa desde la naturaleza sin realizarle algún proceso previo, estas son de tipo solar, eólica, biomasa, Hídrica, Carbón, Gas natural, Petróleo Crudo, Biogás y Geotérmica. Luego las tecnologías que aparecen al hablar de fuente secundaria son las que utilizan algún derivado de fuentes primarias u algún otro tipo de fuente secundaria. Al mes de julio del 2024 la generación bruta de energía en el SEN fue de 7.340,3 GWh siendo la producción de la energía renovable no convencional de 2.721,8 GWh lo que corresponde a un 37,1% de la participación de generación en el mes [3]. En la figura 1 se aprecia la información de generación energética clasificada por tipo al mes de julio del 2024.

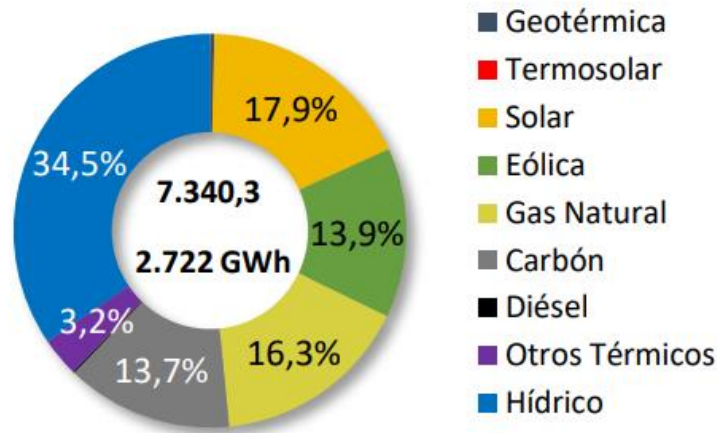


Figura 1: Clasificación de la generación total de energía por tipo en el mes de Julio [3].

2.2 Tecnologías alternativas de generación de energía con integración de ERNCs

Las nuevas configuraciones de generación energética basadas en ERNC están transformando la forma en que los países abordan la producción y distribución de energía. Chile con su gran potencial energético está teniendo un gran crecimiento en centrales solares y eólicas, pero este crecimiento al no ser acompañado por una mejora en el sistema de transmisión e integración de sistemas de almacenamiento hace que la intermitencia de las ERNC siga siendo un inconveniente que se debe abordar con soluciones que avancen al mismo tiempo que el crecimiento de centrales renovables no convencionales. En el siguiente apartado se describen algunas de las tecnologías que pueden acompañar el proceso de transición energética.

2.2.1 Sistemas de almacenamiento

Cuando se habla de tecnologías de almacenamiento hablamos de manera inmediata de la TES (*Thermal Energy Storage*). Existen diversas configuraciones de almacenamiento de energía térmica que se pueden clasificar en sistemas activos y pasivos. Un sistema es activo cuando el fluido de almacenamiento circula a través de un intercambiador de calor, entendiéndose este último no solo como un intercambiador de calor propiamente dicho sino también como receptor de la energía que se le inyecta al sistema proveniente de fuentes renovables [8]. Un sistema de almacenamiento térmico activo indirecto es un método de almacenamiento de energía térmica en el que la energía se transfiere y a través de un medio intermedio llamado HTF (*Heat Transfer Fluid*). En este tipo de sistema, un fluido de trabajo, como un aceite térmico se calienta utilizando una fuente de calor como energía solar y luego transfiere ese calor a un material de almacenamiento, como lo puede ser una mezcla binaria de sales. La energía térmica almacenada puede luego recuperarse y utilizarse para generar electricidad

o para calefacción cuando se necesita. Por otro lado, un sistema de almacenamiento térmico activo es directo cuando la energía térmica se almacena directamente en el material de almacenamiento sin la necesidad de un medio intermedio. Por último, un sistema es pasivo cuando el medio de almacenamiento es estacionario.

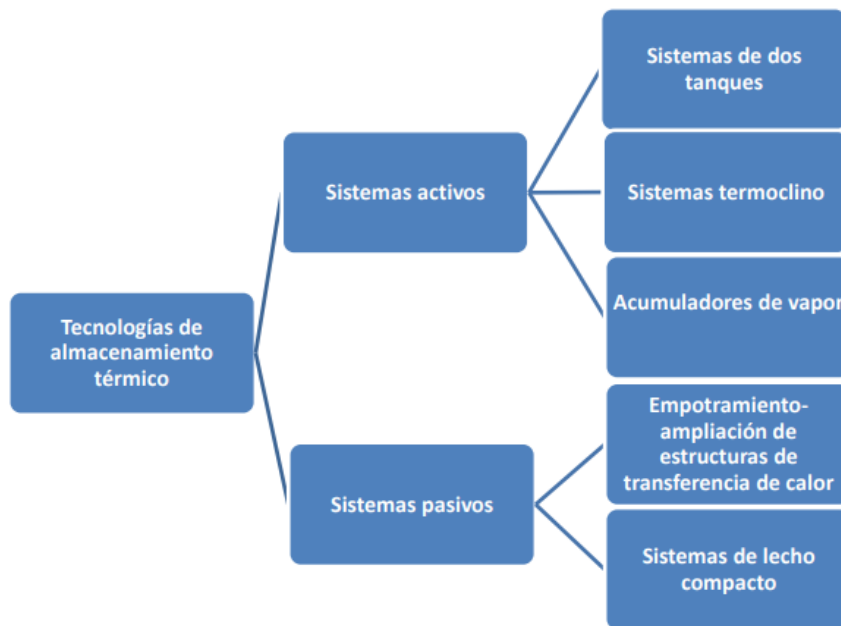


Figura 2: Tipos de tecnologías de almacenamiento [8].

2.2.2 Sistemas activos

Dentro de los sistemas activos se puede encontrar diversos sistemas de almacenamiento siendo los más importantes los sistemas activos de dos tanques, sistema termoclino y acumuladores de vapor.

2.2.2.1 Sistemas de dos tanques

En estos sistemas se utilizan dos depósitos donde se almacena el fluido de trabajo. Uno de dichos depósitos almacena el fluido a alta temperatura y en el otro se almacena a baja temperatura. En el periodo de carga del sistema el fluido viaja desde el tanque de baja temperatura al tanque de alta temperatura pasando por un intercambiador de calor donde si el sistema es directo se transfiere energía

del campo renovable de manera directa y si es indirecto se transfiere energía desde el HTF al flujo de almacenamiento. En la descarga del sistema se produce el proceso contrario, ahora es el fluido de almacenamiento que entrega energía ya sea de manera directa para generar vapor o de manera indirecta transfiriendo energía al HTF para luego este ceder el calor al agua y con ello generar vapor.

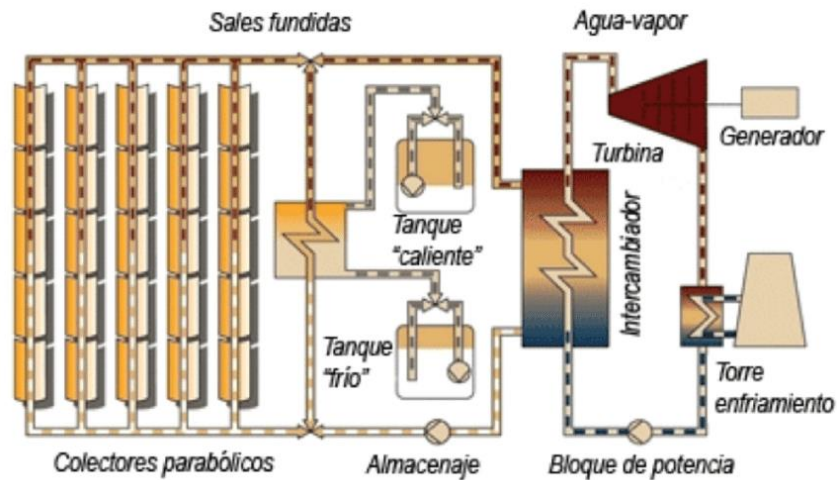


Figura 3: Esquema de una planta termosolar con un TES directo de dos tanques con almacenamiento de sales fundidas [8].

2.2.2.2 Sistema termoclino

La gran diferencia entre sistemas de almacenamiento de dos tanques y el sistema termoclino es que este último utiliza solo un tanque para el almacenamiento. En este sistema la separación del fluido caliente del frío se consigue con el gradiente térmico vertical que se produce dentro del depósito por efecto de la diferencia de densidades. Por consiguiente, el fluido caliente permanece arriba del tanque y el frío en el fondo. El principal problema de este sistema es la separación precisamente entre el fluido caliente y el frío [8].

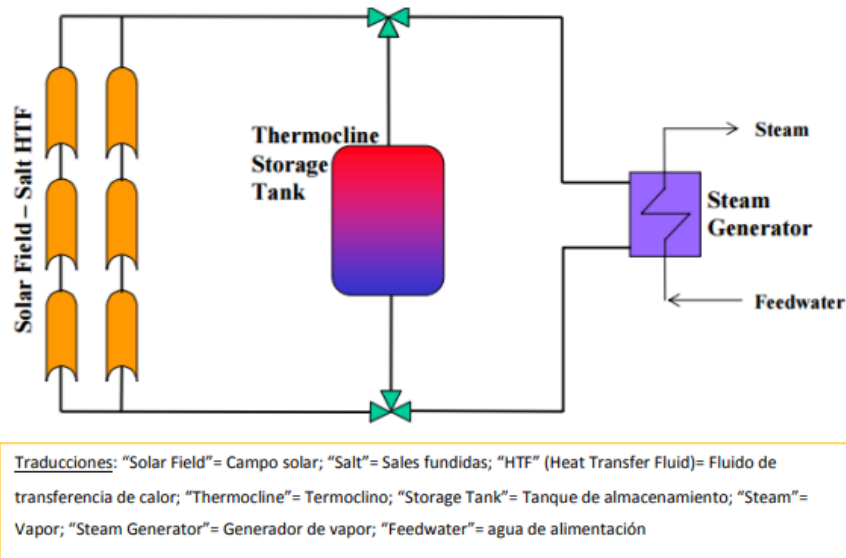


Figura 4: Esquema de una planta termosolar CCP con un TES directo con sales fundidas [8].

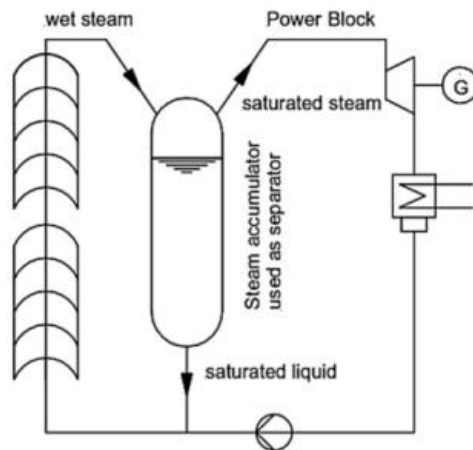
2.2.2.3 Acumuladores de vapor

Un acumulador de vapor es un dispositivo utilizado para almacenar energía térmica en forma de vapor de agua a alta presión. Este sistema permite la acumulación de energía en periodos de baja demanda y su liberación durante periodos de alta demanda, proporcionando una fuente de vapor constante y confiable [8].

El funcionamiento de un acumulador de vapor típicamente incluye los siguientes pasos:

- **Carga (almacenamiento):** Durante periodos de baja demanda de vapor, el vapor de alta presión producido por la caldera o un generador de vapor se introduce en el acumulador. El vapor calienta el agua en el acumulador, incrementando su temperatura y presión. Este proceso permite la acumulación de energía en forma de agua caliente y vapor a alta presión.
- **Descarga (liberación):** Durante periodos de alta demanda de vapor, el acumulador libera el vapor almacenado para satisfacer las necesidades del proceso industrial o de calefacción. El vapor de alta presión se libera del acumulador y se utiliza directamente, o se expande a una presión más baja según se requiera.

Los acumuladores de vapor se usan en industrias donde la demanda varía significativamente con el tiempo, como en plantas de procesamiento de alimentos, fábricas de papel, plantas de generación de energía y otros procesos industriales que requieren un suministro continuo y fiable de vapor.



Traducciones: "wet steam"= vapor húmedo; "Power Block": Bloque de potencia; "saturated steam"= vapor saturado; "saturated liquid"= líquido saturado; "Steam accumulator used as separator"= Acumulador de vapor empleado como separador de fases

Figura 5: Acumulador de vapor integrado a una planta solar [8].

2.2.3 Sistemas pasivos

En los sistemas pasivos el medio de almacenamiento puede ser un sólido o un PCM (*Phase Change Material*). La baja conductividad térmica de dichos materiales obliga a aplicar mecanismos para mejorar la transferencia de calor.

2.2.3.1 Sistemas con empotramiento o ampliación de estructuras

Estos sistemas integran materiales de almacenamiento térmico directamente en la estructura del edificio, como paredes, techos o suelos. La masa térmica de estos materiales absorbe, almacena y libera calor de manera natural, mejorando la eficiencia energética y la estabilidad térmica del edificio

2.2.3.2 Sistemas de lecho compacto

Los sistemas de lecho compacto utilizan materiales granulares o porosos, como grava, piedras, o esferas cerámicas, para almacenar energía térmica. Estos materiales tienen una alta superficie de contacto que permite una eficiente transferencia de calor. Los lechos compactos se utilizan en aplicaciones donde se necesita una alta densidad de almacenamiento de energía y una rápida transferencia térmica.

2.3 Análisis del vertimiento de energía de centrales eólicas y solares fotovoltaicas del SEN

En esta sección se analizarán los datos obtenidos de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de Chile sobre el vertimiento de energía. La Figura 6 muestra el vertimiento combinado de todas las centrales analizadas para cada mes del año, así como el cociente de estos valores entre su generación eléctrica. El mayor vertimiento se alcanza con 272,50 GWh en octubre, que resulta ser un 15,79 % de la energía generada en este mes, mientras que en el mes de junio solo se produjeron 4,23 GWh de vertimientos, que representa solo un 0.003 % de la generación. La gran diferencia se debe, por un lado, a la diferencia en vertimientos y, por otro lado, a que también la generación en octubre fue mayor a la de junio, por 448,69 GWh [9].

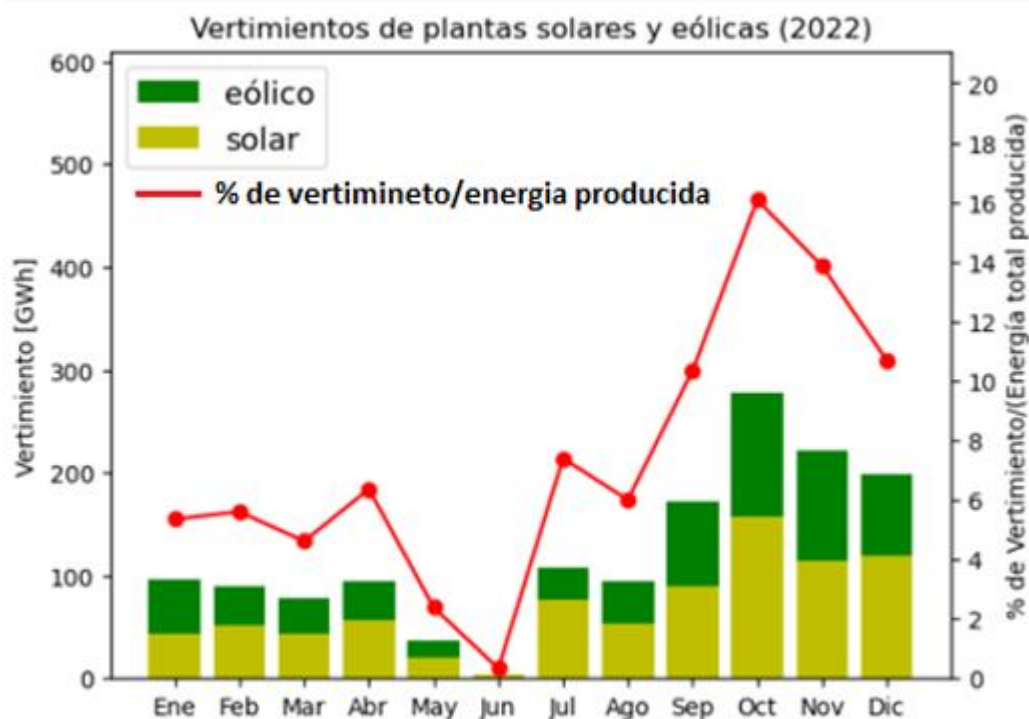


Figura 6: Vertimiento de energía en GWh en plantas solares y eólicas en el año 2022 [9].

La figura 7 da una idea de la magnitud que alcanzan los vertimientos en las centrales solares y eólicas analizadas. En ella se ilustran las 5 centrales con los mayores valores de vertimientos totales durante el año 2022. Siguiendo con el hilo del párrafo anterior, en junio las centrales pierden poca energía a causa del vertimiento, y este aumenta bastante en septiembre, octubre, noviembre y diciembre. Hay que destacar que las reducciones afectan a todas las centrales conectadas a la red, no es solo un problema de plantas solares, pero posiblemente es principalmente causado por estas, y que el vertimiento de las plantas eólicas durante el día tiene como causa la alta generación simultánea de las plantas fotovoltaicas.

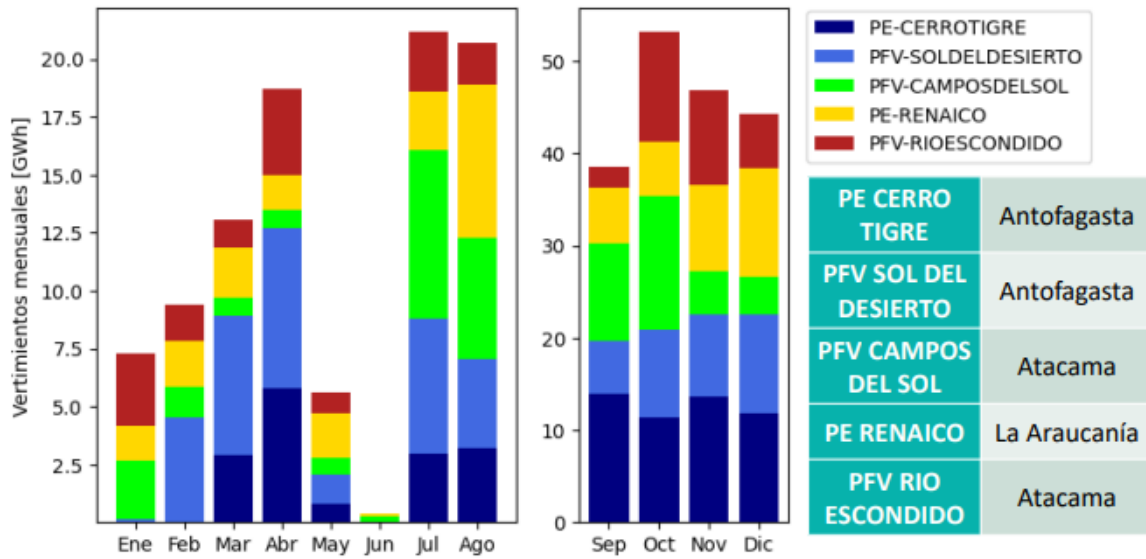


Figura 7: Vertimiento mensual en GWh de las cinco centrales con mayor vertimiento anual [9].

En la figura 8 se puede observar la distribución horaria de los vertimientos de una determinada central solar o eólica. Se muestran los vertimientos individuales (precisión a la hora), y el promedio de todos los vertimientos que ocurrieron durante la misma hora a lo largo del año. Analizar este último en centrales específicas podría ayudar a dar con las razones individuales de cada central, por ejemplo, un alto vertimiento durante la noche en una central eólica podría ocurrir si esta está sobredimensionada. En general, los vertimientos durante la noche suelen ser bajos para centrales eólicas, ya que no tienen que compartir la red con centrales solares. Durante el día, el promedio en general alcanza su máximo entre las 14 h y 17 h [9].

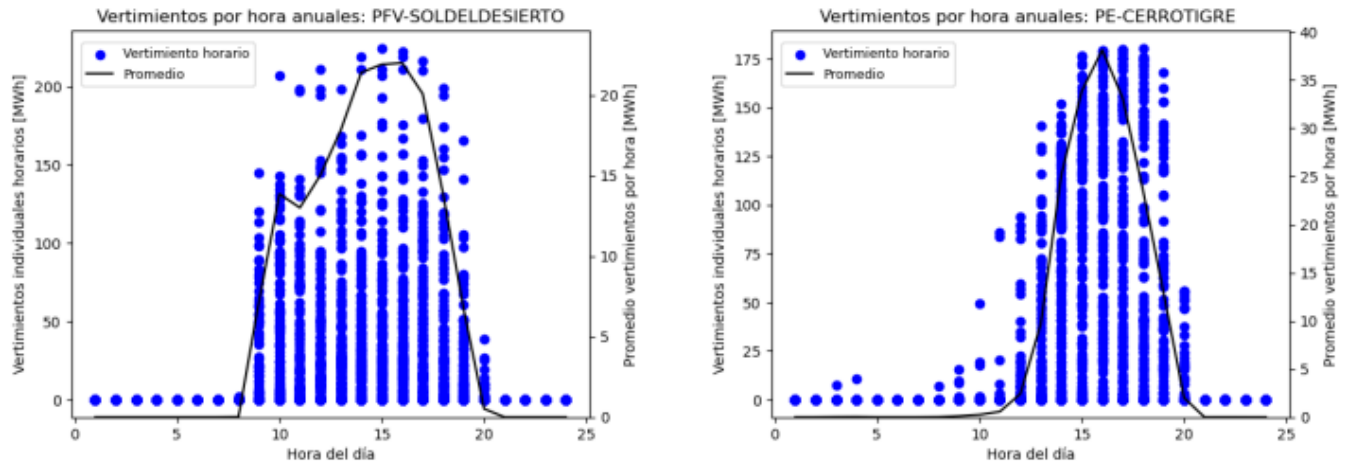


Figura 8: Distribución horaria durante el año 2022 de los vertimientos de la planta solar Sol del Desierto (izquierda) y la planta eólica Cerro Tigre (derecha) y promedio de los vertimientos que ocurrieron durante la misma hora [9].

En la figura 9 se visualizan los promedios horarios de las 5 centrales con mayores vertimientos a lo largo del año. La planta eólica Cerro-Tigre muestra un claro máximo, mientras que las centrales solares tienen altos vertimientos durante todo su tiempo de generación, con un máximo entre las 15 y 16 horas. La planta eólica Renaico presenta mucho vertimiento incluso durante la noche [9].

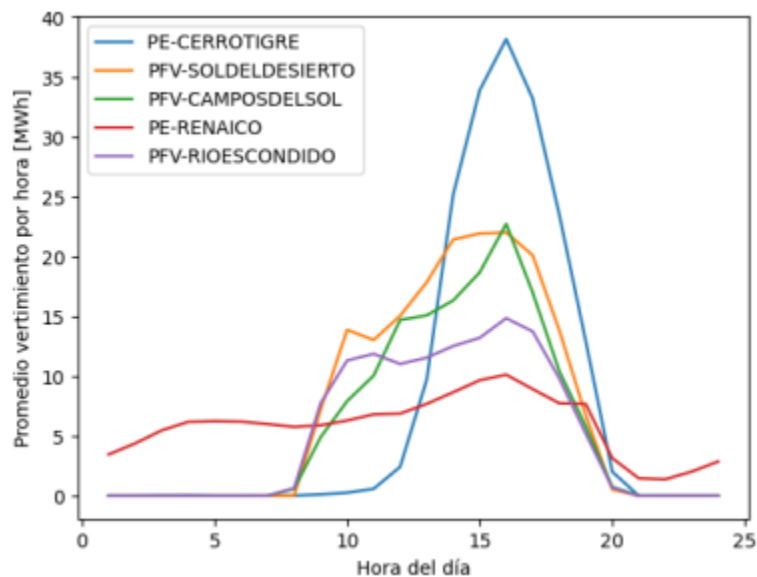


Figura 9: Promedios de los vertimientos horarios de las cinco centrales con mayor vertimiento anual [9].

El análisis revela que los vertimientos o recortes renovables en las centrales analizadas alcanzan los 1.47 TWh durante el año 2022, es decir, el triple respecto de los valores (453 GWh) reportados en 2021. Este valor es un 7.63 % de su generación de 2022, un porcentaje que ha estado incrementando constantemente durante los últimos años [9].

2.4 Tipos de almacenamiento de energía térmica

El almacenamiento de energía térmica (TES) es un componente crucial en el sistema general de la Batería de Carnot. Se encuentra entre el sistema *Power-to-heat* y el *Heat-to-power*, por lo que sus procesos de descarga y carga deben adaptarse a estos sistemas para lograr un funcionamiento óptimo [12]. En esta sección se analiza las diferentes tecnologías TES en el ámbito de Baterías de Carnot.

2.4.1 Almacenamiento de energía térmica sensible

Los sistemas TES sensibles (STES) almacenan energía mediante cambios de temperatura en materiales de fase sólida o líquida, como agua o roca, que son baratos, pero con diferentes capacidades caloríficas. La eficiencia de estos sistemas depende del aislamiento térmico, variando entre un 50% y 90% [12].

2.4.2 Almacenamiento de energía térmica latente

Las baterías Carnot que usan sistemas TES latentes (LTES) almacenan calor en materiales que experimentan un cambio de fase, conocidos como PCM. Estos materiales permiten una transferencia de calor a temperatura casi constante, reduciendo pérdidas de eficiencia. Aunque los sistemas LTES tienen una mayor energía específica que los STES, sus costos de capital son significativamente más altos. Prototipos actuales utilizan hielo y sales fundidas como depósitos LTES. Aunque los PCM metálicos son prometedores por su capacidad de trabajar a altas temperaturas, su uso en baterías Carnot está limitado por la corrosión y los desafíos técnicos. Los PCM poliméricos no son viables debido a sus bajas temperaturas de operación [12].

2.5 Batería de Carnot

La integración de un sistema de almacenamiento para el objetivo en estudio es una muy buena opción, ya que no solo podemos reducir considerablemente las emisiones de gases contaminantes en una central convencional reemplazando la caldera por el sistema de almacenamiento, sino que al mismo tiempo se aprovecha la energía producida en centrales renovables no gestionables en momentos donde la demanda energética es baja (momento de incompatibilidad entre demanda y generación), evitando en gran parte el *curtailment* y con esto mejorando la gestión energética.

La Batería de Carnot entra fundamentalmente en la categoría de almacenamiento de energía termomecánica, las cuales son principalmente para aplicaciones de almacenamiento de energía a gran escala, de media a larga duración, con un rendimiento termodinámico favorable mayor al 60% (eficiencia ida y vuelta), larga vida útil del orden de los 30 años, bajos costos unitarios de energía y pequeñas huellas ambientales [10].

2.5.1 Funcionamiento de una Batería de Carnot

Una Batería de Carnot es un sistema EES (*electrical energy storage*), utilizado principalmente para almacenar energía eléctrica. En este sistema la energía eléctrica de entrada se utiliza para establecer una diferencia de temperatura entre dos entornos, este caso de alta temperatura (HT) y otro de baja temperatura (LT). De esta manera se carga el almacenamiento y la energía eléctrica se almacena como energía térmica. Una vez cargado el sistema, en la fase de descarga el calor fluye desde el entorno de alta temperatura hasta el de baja temperatura, alimentado en este paso al motor térmico que convierte el calor en trabajo. Una vez terminada la fase de descarga, se repite el ciclo para cuando sea necesario.

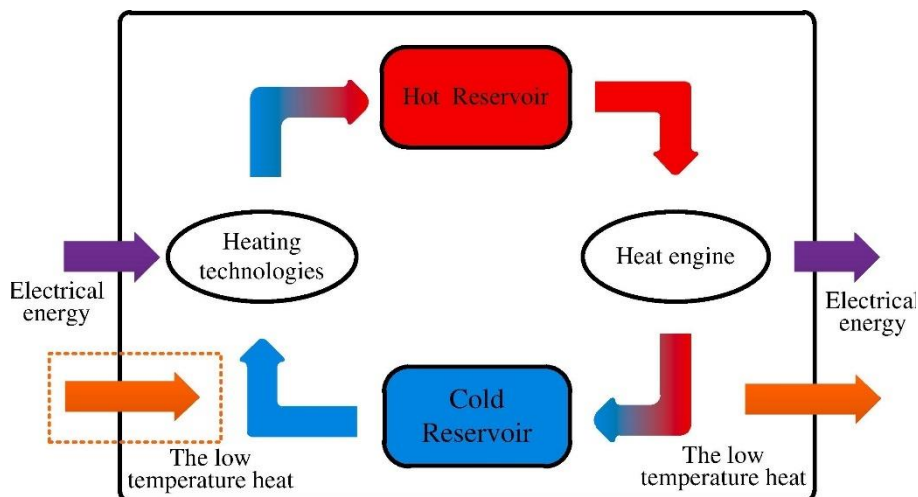


Figura 10: Diagrama de una Batería de Carnot [11].

2.6 Rendimiento

Como tecnología EES, el indicador de rendimiento más extendido y útil para una Batería de Carnot es la eficiencia de ida y vuelta (RTE, roundtrip efficiency) η_{Rt} . Se define como la relación entre la producción neta de energía eléctrica y el aporte de energía bruta. Los términos “neto” y “bruto” se refieren al hecho de que la entrada y salida de energía eléctrica está sujeta a pérdidas en componentes eléctricos como generadores, motores, convertidores, inversores, transformadores, etc. La entrada de energía debe considerarse antes de estas pérdidas (entrada bruta), mientras que la producción de energía de considerarse después (producción neta) [11]. Así la eficiencia de ida y vuelta se define como:

$$\eta_{Rt} = \frac{\text{Energía eléctrica producida neta}}{\text{Energía eléctrica entregada bruta}} \quad (1)$$

2.7 Tipos de ciclos termodinámicos para la Batería de Carnot

A continuación, se pone en estudio las diversas configuraciones para una Batería de Carnot considerando diversos ciclos termodinámicos. La figura 8 muestra la clasificación según la tecnología implementada para la Batería de Carnot.

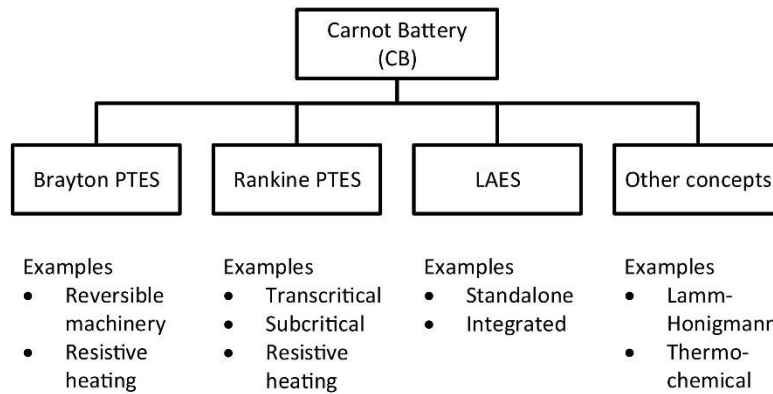


Figura 11: Clasificación de diversas configuraciones para una Batería de Carnot [14].

2.7.1 Ciclo de Brayton

El sistema Brayton PTES opera un ciclo reversible de Brayton entre dos depósitos térmicos, uno frío y otro caliente. Durante la fase de carga, el ciclo se ejecuta en sentido horario: se comprime un gas (1-2), y el calor de compresión se transfiere al depósito térmico caliente (2-3). Luego, el gas se expande (3-4), reduciendo la temperatura en el depósito frío (4-1), creando una diferencia de temperatura entre los depósitos.

En la fase de descarga, el ciclo se invierte: el calor del depósito caliente se transfiere al gas comprimido (3'-2'), impulsando la expansión de la turbina (2'-1'). La energía del depósito frío ayuda a reducir el trabajo de compresión (1'-4'). Para garantizar el funcionamiento cíclico, el sistema opera en circuito cerrado, lo que requiere intercambiadores de calor adicionales para disipar el calor generado por irreversibilidades. Se pueden ajustar recipientes para permitir la expansión térmica del gas.

Los rangos típicos de operación del sistema Brayton PTES varían entre -170 y 950 °C y de 1 a 20 bar de presión [13].

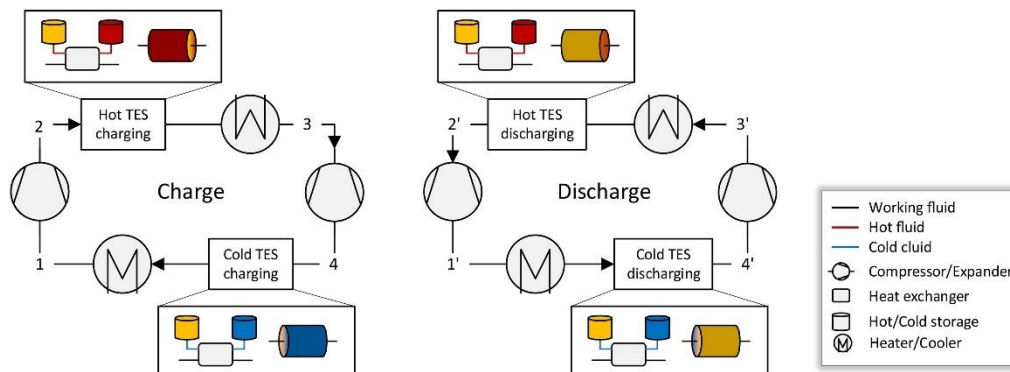


Figura 12: Batería de Carnot con ciclo termodinámico de Brayton [14].

2.7.2 Ciclo de Rankine

El diagrama de flujo de un PTES de Rankine incluye una bomba de calor de compresión de vapor, una unidad de recuperación de energía basada en un ciclo Rankine y una sección de almacenamiento térmico (TES). Durante la carga, el fluido de trabajo se evapora (1-2), se comprime a alta presión y temperatura (2-3), libera calor al sistema de almacenamiento durante la condensación (3-4) y luego se expande a baja presión (4-1). En la descarga, el fluido es bombeado a alta presión (1'-4'), se evapora usando el calor del TES (4'-3'), se expande en una turbina (3'-2') y finalmente se condensa (2'-1'). El sistema opera con temperaturas entre -30 °C y 400 °C, y presiones de 1 a 200 bar. En un sistema de calefacción resistivo, la bomba de calor se sustituye por un calentador resistivo. Un diseño común del sistema Rankine PTES incluye un solo depósito caliente y utiliza el ambiente como sumidero o fuente de frío, lo que resulta práctico y económico. Para el almacenamiento térmico (TES) caliente, se suelen utilizar agua presurizada, NaNO_3 o una mezcla de NaNO_3 y KNO_3 , debido a la disponibilidad y bajo costo de estos materiales [13].

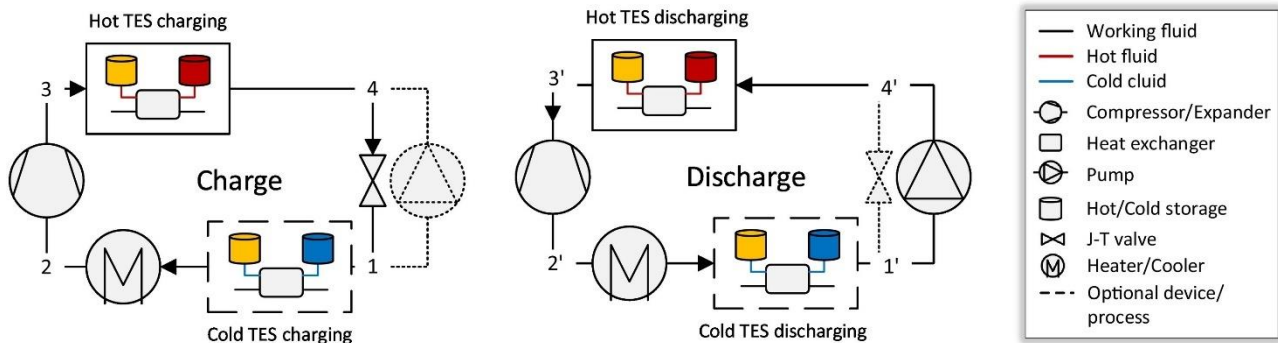


Figura 13: Batería de Carnot con ciclo termodinámico de Rankine [14].

2.7.3 LAES

El sistema LAES (*Almacenamiento de Energía de Aire Líquido*) opera en ciclo abierto. Durante la carga, el aire ambiente se comprime (1-2) y se enfría a temperaturas criogénicas mediante: i) la corriente de gas de aire de retorno; ii) una porción de aire que se expande externamente; y iii) el frío recuperado de la evaporación del aire (2-3). Luego, el aire se licua parcialmente con un dispositivo de

expansión (3-4), y la fracción gaseosa se recircula para proporcionar enfriamiento. El aire líquido se almacena a baja presión en un recipiente aislado al vacío.

Durante la descarga, el aire líquido se bombea a alta presión (5-6), se evapora (6-7) y finalmente se expande en una turbina (7-8) para generar energía. El calor de compresión generado durante la carga se almacena y se recicla para proporcionar calor durante la expansión, y el frío de evaporación se utiliza para enfriar durante la licuefacción del aire. Las presiones óptimas de carga son de 10 a 18 MPa y las de descarga entre 7 y 12 MPa, con temperaturas que oscilan entre -196 °C y 400 °C.

Además del sistema LAES se han propuesto varias configuraciones alternativas. Una de las más destacadas es la integración de LAES con procesos externos, lo que ha demostrado mejorar la eficiencia del ciclo de ida y vuelta hasta en un 70-80 % [13].

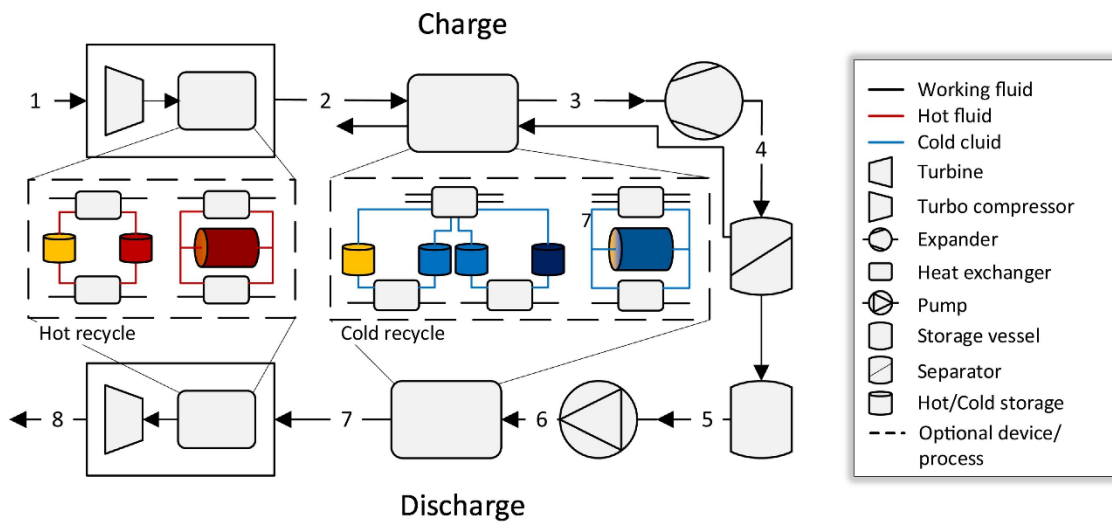


Figura 14: Configuración de un LAES independiente [14].

2.7.4 Proceso Lamm-Honigmann

El proceso Lamm-Honigmann, es un sistema de almacenamiento de energía termoquímica. Este sistema puede cargarse mediante la entrada de calor o trabajo mecánico y descargarse con la liberación de calor, energía latente (LT) o trabajo mecánico. Durante la descarga, se calienta una solución de agua y otro líquido (como LiBr o NaOH), que tienen diferentes presiones de vapor, lo que permite que una máquina de expansión funcione con vapor que fluye desde un recipiente de agua hacia uno de solución. La recarga se realiza mediante la entrada de calor, que desorbe el agua de la solución. Luego, el vapor de agua se condensa a una temperatura más baja para recuperar el agua y mantener el ciclo cerrado [12].

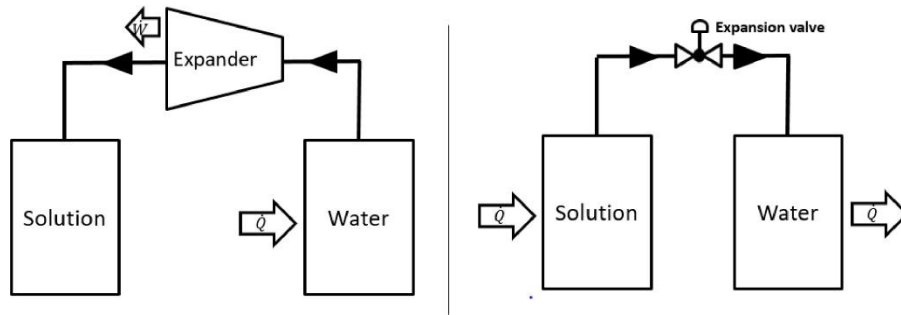
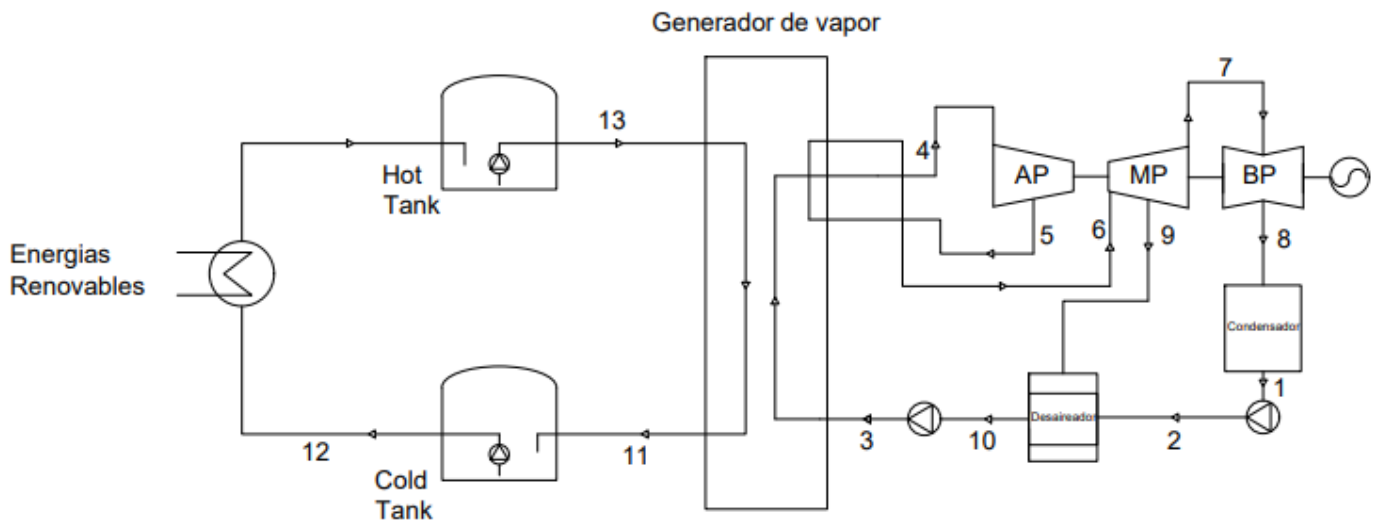


Figura 15: Configuración del proceso Lamm-Honigmann [13].

CAPÍTULO 3: Desarrollo

3.1 Integración del sistema

La integración de la Batería de Carnot en una central a carbón convencional consiste en la implementación de un sistema activo directo para la obtención de energía vertida en centrales eólicas o solares en el cual mediante un calentador eléctrico aumentar la temperatura del flujo de trabajo, en este caso una mezcla binaria de sales. El flujo de sales es contenido en dos tanques de almacenamiento, uno de alta temperatura y otro de baja, temperaturas que mantienen al flujo de sales por arriba de su punto de fusión. De los tanques de almacenamiento se obtiene la energía necesaria para que así, en el



generador de vapor (intercambiador) se transfiera el calor al flujo de trabajo de la central convencional y obtener energía eléctrica. Lo anterior implica la reducción de emisiones de gases contaminantes debido al el reemplazo de la unidad generadora de vapor del ciclo convencional por el sistema de almacenamiento.

Las centrales eléctricas a carbón que se retiran pueden recibir una nueva vida al servicio de la economía verde almacenando energía renovable en baterías térmicas, devolviendo la energía almacenada a la red utilizando los bloques de energía y las conexiones existentes.

3.2 Selección del tipo de sistema de almacenamiento

Como se puede apreciar en la figura 17 los almacenamientos térmicos por calor latente y termoquímico tienen mayor potencial para la reducción de costes debido a su mayor densidad energética [14]. Por otro lado, la modalidad con mayor madurez tecnológica es el almacenamiento térmico por calor sensible.

Figura 16: Integración de Batería de Carnot con almacenamiento de sales fundidas en una central a carbón convencional, utilizando ciclo a vapor Rankine [Elaboración propia].

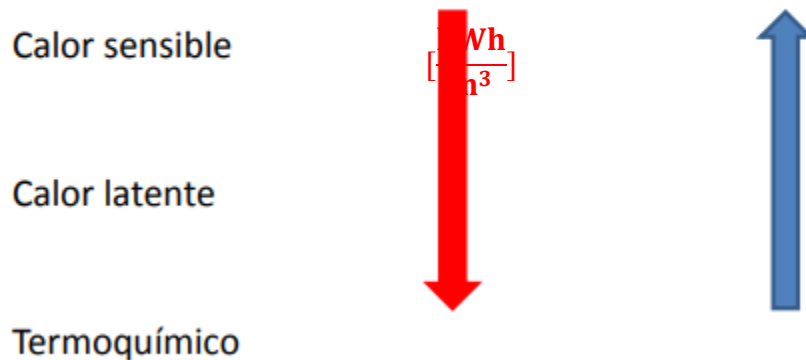


Figura 17: Madurez y densidad energética de las modalidades de almacenamiento térmico [8].

Hoy en día la única modalidad de almacenamiento que ha dado lugar a tecnologías actualmente comerciales es el almacenamiento térmico por calor sensible; el sistema de almacenamiento por calor latente se encuentra aún en un estado pre-comercial y el termoquímico en fase experimental [15].

3.3 Calentador eléctrico

Esta opción se propone para cubrir en su totalidad la temperatura requerida por el ciclo Rankine con la utilización únicamente de calentadores eléctricos, aunque el tamaño máximo de potencia disponible en el mercado está limitado a 10 MW por calentador eléctrico, es posible un tipo de configuración en la cual se conectan varios calentadores en serie para formar una cadena y varias cadenas en paralelo para formar una batería grande capaz de obtener capacidades de almacenamiento en el rango de GW como se aprecia en la figura 19 [16].

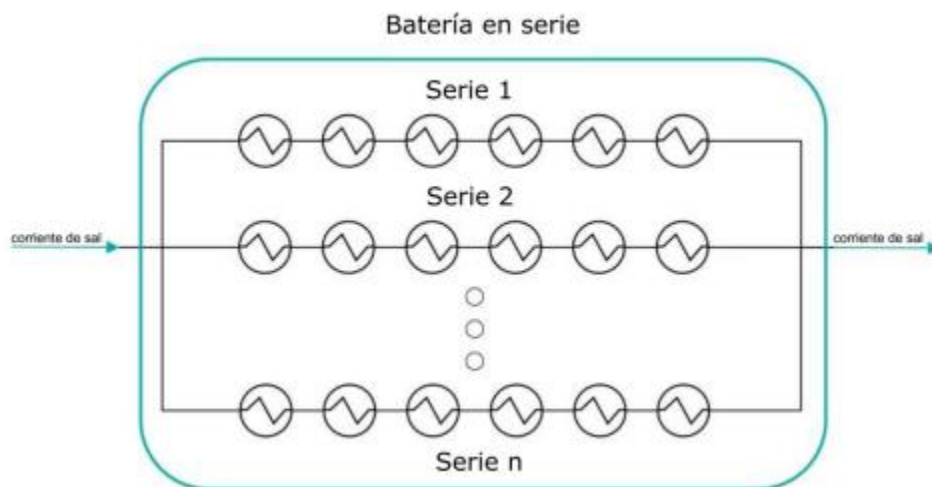


Figura 18: Calentador eléctrico en serie [17].

Los calentadores eléctricos poseen una restricción, al calentar el sistema, es necesario limitar el gradiente temporal de temperatura a 14 K/min o 0,233 K/s para proteger el sistema de sobrecargas

termomecánicas. Además, la energía eléctrica de sistemas con capacidades de almacenamiento en el rango de GW no puede estar completamente disponible de inmediato [16].



Figura 19: Calentador eléctrico de sales [7].

3.4 Central termoeléctrica

Con el objetivo de implementar la batería de Carnot y realizar una modelación cercana a la realidad, se seleccionó una unidad termoeléctrica de referencia para su implementación, es decir, un caso base. Además, se eligieron algunas plantas fotovoltaicas y eólicas que actualmente presentan vertimiento de energía, las cuales podrían suministrar el excedente energético para el funcionamiento de la batería de Carnot.

La central termoeléctrica seleccionada fue la Central Andina de la compañía ENGIE. Con 177 MW de potencia [17] esta central está ubicada en Mejillones en la región de Antofagasta.

La ubicación de la Central Andina es conveniente, ya que la PFV sol del desierto con 244 MW de potencia instalada y el PE Cerro Tigre con 184,8 MW de potencia bruta se ubican en las cercanías y son las centrales de fuente de energía renovable las cuales brindaran el excedente energético para la implementación del proyecto.



Figura 20: Ubicación geográfica Central Andina, PFV Sol del desierto y PE Cerro Tigre.

CAPÍTULO 4: Modelación y análisis

Para la modelación del sistema se considerará los siguientes aspectos:

- La carga de la batería de Carnot será a través de la capacidad completa de la central Sol del desierto, ya que se estima que con el vertimiento diario de las dos centrales consideradas para el análisis no es suficiente para cargar la batería, y para llegar a cargar esta habría que considerar el aporte de un número importante de centrales, lo que conlleva a otros desafíos como lo es el de transmisión.
- Para el calentamiento de sales se considera solo el calentador eléctrico sin equipos auxiliares, ya que sumaría costos adicionales a la implementación del sistema.
- Los cálculos serán realizados para mantener la máxima potencia de la turbina de la central considerada, es decir, para una potencia de 177 MW.

Para la integración de las baterías al ciclo convencional se tomarán diversas consideraciones respecto al diseño y capacidad de almacenamiento del nuevo ciclo:

- La potencia inyectada al ciclo será la capacidad de la PFV Sol del desierto de 244 MW, esto en un caso hipotético y realizado así para analizar el comportamiento del sistema de almacenamiento.
- La inyección de potencia al ciclo, es decir, periodo de carga durará entre 8 a 15 horas.
- La eficiencia del calentador de sales es de 98%.
- El rango de capacidad de almacenamiento térmico del tanque de alta temperatura varía entre 1190 MWht-3587 MWht.
- En el generador de vapor (intercambiador) el calor transferido será de 500 MWt constantes, valor impuesto para el funcionamiento a máxima capacidad de la turbina por parte del ciclo convencional en un periodo de tiempo determinado.
- La eficiencia del generador de vapor será de 85%.
- Se analizan 4 casos en los que se varia la duración de carga y descarga del ciclo y también la capacidad de almacenamiento térmico de los tanques, esto de aprecia en la tabla 1.

Tabla 1: Combinación de variables para carga y descarga del ciclo global.

| Variable | Unidad | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Duración de la descarga | [horas] | 4 | 5 | 7,17 | 5,5 |
| Capacidad de almacenamiento térmico | [GWht] | 1,19 | 2,39 | 3,58 | 2,63 |
| Duración de la carga | [horas] | 8 | 10 | 15 | 11 |
| Capacidad de carga del calentador de sales | [MWe] | 239,12 | 239,12 | 239,12 | 239,12 |

4.1 Sal solar

Las sales utilizadas en el sistema de almacenamiento son una mezcla binaria de 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y 40% de nitrato de potasio (KNO_3), los cuales son abundantes como componentes básicos de los fertilizantes utilizados en el país. Entre sus características, la mezcla de sales fundidas no es inflamable ni tóxica y no penetra en el suelo, ya que se congela al contacto con este. Tiene hasta 35 años de vida útil sin degradación o necesidad de relleno y su alta densidad de energía específica de masa es de mayor magnitud a la del agua en hidroeléctricas de bombeo y es técnicamente comparable con las baterías electroquímicas. También, es capaz de alcanzar temperaturas de hasta $565\text{ }^\circ\text{C}$ a presión ambiente y, una vez en estado líquido, puede utilizarse como fluido de transferencia de calor con una gran capacidad de intercambio energético con otros fluidos de trabajo como el agua/vapor [7].

Algunas características de las “sal solar” son las siguientes:

Tabla 2: Propiedades y costo de la sal solar.

| | |
|--|-------|
| Punto de fusión [$^\circ\text{C}$] | 220 |
| Temperatura máxima [$^\circ\text{C}$] | 585 |
| Calor específico [$\text{kJ/kg } ^\circ\text{C}$] a $300\text{ }^\circ\text{C}$ | 1,495 |
| Densidad [kg/m^3] | 1.899 |
| Viscosidad [cp] a $300\text{ }^\circ\text{C}$ | 3,26 |
| Costo [USD/kg] | 1,30 |

4.2 Flujo másico de sales periodo de carga

Para el cálculo del flujo másico de las sales en periodo de carga, este se obtiene del balance térmico del calentador de sales de manera simplificada como sigue:

$$\dot{m}_{sales} = \frac{\dot{Q}_{calentador} * \eta_{calentador}}{(h_{sal\ caliente} - h_{sal\ fria})} \quad (2)$$

Donde en la ecuación 2 solo falta el cálculo de las entalpías de las sales a alta y baja temperatura, el cual está en el anexo 1, estas se calculan con base en la correlación para el cálculo de entalpías en función de la temperatura ocupada en la construcción del sistema de almacenamiento térmico en la central termosolar Astexol 2.

Reemplazando valores en la ecuación 2 el flujo másico de sales es el siguiente:

$$\dot{m}_{sales} = \frac{244000 \frac{kJ}{s} * 0,98}{(479,06 \frac{kJ}{kg} - 67,59 \frac{kJ}{kg})} \quad (3)$$

$$\dot{m}_{sales} = 581,13 \frac{kg}{s} \quad (4)$$

4.3 Tanques de almacenamiento

El dimensionamiento de los depósitos térmicos se hará basándose en la capacidad máxima de almacenamiento, la minimización del terreno que ocuparan los depósitos y optimización del material a ocupar para el manto de los tanques. Para esto es necesario saber la densidad de las sales y el volumen de almacenamiento, parámetros que se calcularán con la correlación ocupada en el cálculo de densidades de sales en la central termosolar Astexol 2 y la ecuación de densidad de bulto. El valor de la densidad de bulto se calcula en el anexo 1:

$$\rho_{sales} = 1732,5 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \quad (5)$$

Luego para el volumen, es necesario la masa de las sales que será determinada en base al caso 3, considerando el caso donde hay un mayor tiempo de carga y un mayor almacenamiento, el cálculo sigue:

$$\dot{m}_{sales} = 581,13 \frac{kg}{s} * 15h * 3600 \frac{s}{h} \quad (6)$$

$$m_{sales} = 31381,020 t \quad (7)$$

Luego reemplazando en la ecuación de densidad:

$$V = \frac{31381020 kg}{1732 \frac{kg}{m^3}} \quad (8)$$

$$V = 18118,37 m^3 \quad (9)$$

Una vez con el volumen obtenido se procede al cálculo de las dimensiones de los tanques:

$$V = 18118,37 m^3 \Leftrightarrow \frac{\pi * D^2 * H}{4} = 18118,37 m^3 \quad (10)$$

$$\Leftrightarrow H = \frac{72473,48}{\pi * D^2} \quad (11)$$

$$S(D) = S_{terreno} + S_{manto} \quad (12)$$

$$S(D) = \frac{\pi * D^2}{4} + \pi * D * H \quad (13)$$

Reemplazando la ecuación 11 en la ecuación 13, se tiene:

$$S(D) = \frac{\pi \cdot D^2}{4} + \frac{72473,48}{D} \quad (14)$$

Derivando la ecuación 14 respecto al diámetro, igualando a cero y operando se obtiene:

$$D = 35,86 \text{ m} \quad (15)$$

Reemplazando la ecuación 15 en la 11 se obtiene la altura:

$$H = 17,93 \text{ m} \quad (16)$$

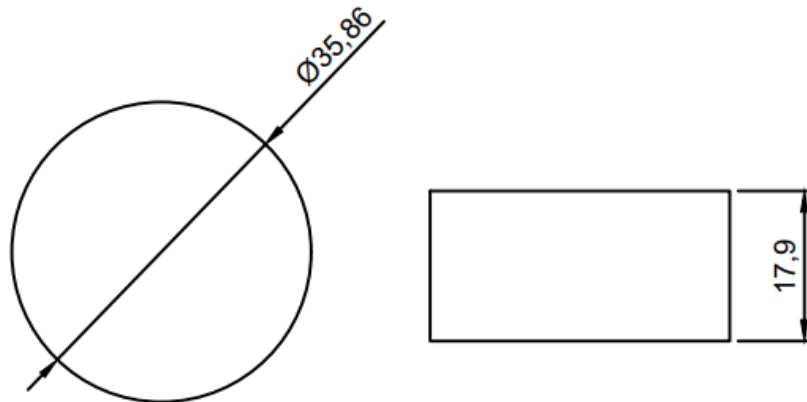


Figura 21: Estanque dimensionado [Elaboración propia].

En la tabla 3 se resumen los parámetros de los tanques de almacenamiento:

Tabla 3: Dimensionamiento tanques de almacenamiento

| Parámetro | Tanque de almacenamiento de alta temperatura | Tanque de almacenamiento de baja temperatura |
|------------------------------------|--|--|
| Temperatura de almacenamiento [°C] | 565 | 295 |

| | | |
|--|----------|----------|
| Capacidad de almacenamiento [GWh] | 3,58 | 3,58 |
| Volumen [m³] | 18118,37 | 18118,37 |
| Diámetro [m] | 35,86 | 35,86 |
| Altura [m] | 17,93 | 17,93 |

4.4 Generador de vapor

Los intercambiadores de calor del sistema actúan como generadores de vapor que emplean sal fundida para la transferencia de calor. En cuanto al sistema, este cuenta con un generador de vapor el cual es de tubo y carcasa como solución estándar también para plantas CSP. Para el intercambiador que actúa como generador de vapor se dimensionó imponiendo una tasa de transferencia de calor de 500006 kW para la fase de descarga independiente de los casos de la tabla 1. Los pasos para dimensionar el intercambiador fueron tomados de uno de los trabajos de fin de grado de la universidad politécnica de valencia “Diseño térmico y mecánico de un intercambiador de calor” [18].

Tabla 4: Dimensionamiento del generador de vapor

| Parámetros | Generador de Vapor |
|--|---------------------------|
| Tipo de intercambiador | Contraflujo en U |
| Área de transferencia [m²] | 803 |
| Coefficiente de transferencia de calor U [$\frac{W}{m^2 \cdot K}$] | 72,1 |
| ΔT_{ln} [K] | 8303,12 |
| Tasa de transferencia de calor \dot{Q} [kW] | 500006 |

4.5 Flujo másico de descarga

El Flujo de calor entregado por el fluido de almacenamiento será fijo como se comentó anteriormente, y será de 500006 kWt constantes dentro de un periodo de tiempo requerido, una vez imponiendo eso se calcula el flujo másico requerido en el periodo de descarga, esto es:

$$\dot{Q}_{Gen\ vapor} = \dot{m}_{sales} * (h_{sal\ cal} - h_{sal\ fria}) \quad (17)$$

$$\dot{m}_{sales} = \frac{500006kWt}{(479,06\frac{kJ}{kg}-67,59\frac{kJ}{kg})} \quad (18)$$

$$\dot{m}_{sales} = 1215,17\frac{kg}{s} \quad (19)$$

4.6 Bomba

Una bomba para flujo de sal solar necesita materiales resistentes a altas temperaturas (295 °C y 565 °C para este caso) y a la corrosión causada por la sal fundida. Debe manejar fluidos de alta densidad y viscosidad, contar con un diseño robusto para soportar altas presiones, y tener un buen aislamiento térmico para minimizar pérdidas de calor durante el bombeo. Un dato para considerar también para la selección de la bomba es a potencia que esta requiere, esta depende de la caída de presión del sistema de sales, el flujo másico y la densidad de las sales. La potencia se calcula como sigue:

$$P_{bba} = \frac{\dot{m}_{sales}*\Delta P}{\rho_{sales}*\eta_{bba}} \quad (20)$$

Tabla 5: Parámetros para la selección de bomba

| Parámetros | Bomba para periodo de carga | Bomba para periodo de descarga |
|----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| Potencia eléctrica [kW] | 104,7 | 219,1 |
| Caída de presión [kPa] | 250 | 250 |
| Flujo másico de sal [kg/s] | 581 | 1215,17 |
| Rendimiento de la bomba | 0,8 | 0,8 |

4.7 Rendimiento

Para el cálculo del rendimiento con las baterías de Carnot implementadas se hará uso de la ecuación (1) agregando la potencia de las bombas de sales en la ecuación. Este cálculo es aproximado, ya que los datos correspondientes a la potencia de las bombas del ciclo convencional se calcularon sobre la base de un modelo simplificado de la central termoelectrica andina. Así el rendimiento es:

$$\eta_{\text{Ciclo global}} = \frac{\dot{W}_g - \dot{W}_{m1} - \dot{W}_{m2} - \dot{W}_{mbc} - \dot{W}_{mbf}}{\dot{Q}_{\text{Calentador}}} = 0,72$$

Tabla 6: Variables involucradas en el cálculo del nuevo rendimiento con batería de Carnot implementada

| Variables involucradas | Valor Numérico |
|--|-----------------------|
| Potencia del generador de la turbina \dot{W}_g | 184392 kW |
| Potencia del motor bomba 1 ciclo convencional \dot{W}_{m1} | 132,9 kW |
| Potencia Motor bomba 2 ciclo convencional \dot{W}_{m2} | 7261 kW |
| Potencia Bomba de sal tanque caliente \dot{W}_{mbc} | 104,7 kW |
| Potencia Bomba de sal tanque frío \dot{W}_{mbf} | 219,1 kW |
| Potencia inyectada en el calentador de sales $\dot{Q}_{\text{calentador}}$ | 244000 kW |

4.8 Análisis económico

Para el análisis económico se hará uso de los costos de inversión inicial CapEx, los costos operativos OpEx, ahorros y beneficios. Para comenzar con el análisis, se estudiará los costos de inversión inicial para la implementación de las Baterías, basándose en los costos de inversión según el documento de la GIZ [7] que se observa a continuación en la tabla 7:

Tabla 7: Costos de inversión

| Costos de inversión | Valor |
|---|--------------|
| Calentador eléctrico $[\frac{\$}{kW_{el}}]$ | 100 |

| | |
|---|--|
| Sistema de almacenamiento [$\frac{\$}{kWh_{th}}$] | 23 |
| Sal solar, Bombas de sal caliente y fría, Sistema de tuberías HTF, Sistema de rastreo de calor | Incluido en el sistema de almacenamiento |
| Generador de vapor de sales fundidas [$\frac{\$}{kW_{th}}$] | 90 |
| Costo de integración [$\frac{\$}{kW_{th}}$] | 10 |
| Total, en recargos (ingeniería, riesgo y gestión) [% del costo directo]* | 30 |

*Costo directo: Calentador eléctrico, sistema de almacenamiento, generador de vapor y costo de integración.

Utilizando los datos de la tabla 7 y considerando los costos de O&M desde el año de inicio el proyecto tiene una inversión inicial de 231,2 \$ millones de dólares.

Los costos de operación se obtienen según los datos de la tabla 8, basándose en los costos de inversión según el documento de la GIZ [7].

Tabla 8: Costos de operación

| Costos | Valor |
|---|--------------|
| Operación y mantenimiento, incluido el seguro [% del costo directo] | 3 |
| *Costo de la electricidad para la carga [$\frac{\$}{MWh_{el}}$] | 20 |

* Para este estudio se definió que la energía de carga desde la red es constante a 20 \$/MWhel

Se obtiene un costo de operación de 32,1 \$ millones de dólares aproximadamente considerando un proceso de carga de 5475 horas anuales. Es fundamental señalar que estos costos son aproximados y deben compararse con propuestas reales de operación y mantenimiento. Asimismo, los costos operativos podrían incrementarse si se incluyen los costos financieros asociados a préstamos para la implementación del proyecto. Teniendo los costos ya mencionados, sabiendo que el precio del kWh al mes de octubre es de 103,4 \$ [19] equivalente a 0,11 USD y teniendo en cuenta que el periodo de descarga es de 2617,05 horas anuales se realiza el análisis del van a 20 años con una tasa de descuento del 5% y de esta forma ver la factibilidad económica a futuro del sistema implementado, esto se aprecia en la tabla 9.

Tabla 9: Análisis del VAN a 20 años.

| Año | VAN | Año | VAN |
|-----|-----------------|-----|----------------|
| 1 | -181.240.063,43 | 11 | -43.032.292,96 |
| 2 | -164.193.836,22 | 12 | -32.567.388,15 |
| 3 | -147.959.334,11 | 13 | -22.600.812,15 |
| 4 | -132.497.903,54 | 14 | -13.108.835 |
| 5 | -117.772.731,56 | 15 | -4.068.856,76 |
| 6 | -103.748.758,25 | 16 | 4.540.646,33 |
| 7 | -90.392.593,19 | 17 | 12.740.173,07 |
| 8 | -77.672.435,99 | 18 | 20.549.246,16 |
| 9 | -65,558,000,56 | 19 | 27.986.458,63 |
| 10 | -54.020.443,01 | 20 | 35.069.518,13 |

Como se observa en la Tabla 9, el proyecto alcanzaría su punto de rentabilidad a partir del año 16 tras su implementación. No obstante, es importante señalar que no se han considerado las posibles pérdidas derivadas de las ganancias previas de la antigua producción de la planta fotovoltaica. En este análisis se ha considerado únicamente el valor del proyecto propuesto, utilizando las instalaciones ya existentes.

4.9 Análisis ambiental

El análisis ambiental en este tipo de proyectos toma una gran relevancia, ya que es de gran interés encontrar tecnologías que reduzcan o erradiquen las emisiones de gases contaminantes. Para la Central Termoeléctrica Andina en específico los factores contaminantes según [17] se presentan a continuación:

Tabla 10: Factores de emisiones de la Central Termoeléctrica Andina.

| Central | Factor emisiones CO ₂ [t CO ₂ /GWh] | Factor emisiones MP [t MP/GWh] | Factor emisiones NO _x [ton NO _x /GWh] | Factor emisiones SO ₂ [t SO ₂ /GWh] |
|---------|---|--------------------------------|---|---|
| CTA | 1037 | 0,172 | 1,476 | 1,374 |

Si bien los sistemas de almacenamiento reducen en gran porcentaje las emisiones de gases contaminantes estos no están exentos de las emisiones. Según lo expuesto en [20] la energía fotovoltaica almacenada temporalmente en TES tiene un factor de emisión de 143 [gCO₂/kWh], esto significa que la energía producida por paneles solares y que es almacenada en un sistema TES emite

143 gramos de CO₂ por kWh de energía producida. Como se menciona en el análisis económico con la batería de Carnot implementada hay un proceso de carga involucrado de 5475 horas, con esto y la potencia de la central termoeléctrica andina podemos calcular el antes y el después de las emisiones, lo que se presenta en la tabla 11 y 12:

Tabla 11: Central Termoeléctrica Andina sin Batería de Carnot.

| | |
|---|------------|
| Energía producida anualmente [GWh] | 1264093 |
| Emisiones de CO₂ anualmente [ton] | 1310864441 |

Tabla 12: Central Termoeléctrica Andina con Batería de Carnot.

| | |
|---|-----------|
| Energía producida anualmente [GWh] | 969075 |
| Emisiones de CO₂ anualmente [ton] | 138577725 |

Como se puede apreciar la implementación de la Batería de Carnot se reduce hasta en un 89% las emisiones de CO₂ en la central convencional, lo que ayuda significativamente a la reducción de gases de efecto invernadero en el contexto del cambio climático.

CAPÍTULO 5: Conclusiones

En este informe, se ha estudiado la integración de la batería de Carnot en la central de referencia Andina, evaluando su viabilidad técnica, económica y ambiental. El análisis ha permitido determinar la eficiencia del sistema y sus implicaciones a futuro para el sector energético.

En el capítulo 4, se calculó la eficiencia del nuevo ciclo con la batería de Carnot integrada a la central, alcanzando un 72%. Este resultado, acorde a lo esperado, confirma lo mencionado en el capítulo 2, donde se establece que los sistemas de almacenamiento pueden obtener eficiencias superiores al 60%. Este rendimiento demuestra que, en términos de funcionamiento, la batería de Carnot es una opción técnicamente viable, superando el rendimiento aproximado del 30% de las tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles, lo que la posiciona como una alternativa clara para la transición energética.

Sin embargo, se identifican desafíos en cuanto al aprovechamiento del excedente energético (curtailment) de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). La inyección de todo este excedente en sistemas de almacenamiento es compleja y requiere un análisis detallado de interconexión entre centrales, capacidad de transmisión y posibles problemas técnicos. A corto plazo, puede no ser factible conectar todos los excedentes a un único sistema, especialmente considerando la potencial implementación de múltiples sistemas TES (almacenamiento térmico de energía) en diferentes regiones del país.

No obstante, el uso de sistemas de almacenamiento específicos para recibir la energía de centrales ERNC podría ser beneficioso, ya que permitiría gestionar la intermitencia de estas fuentes y alcanzar un equilibrio entre la oferta y la demanda energética.

En términos económicos, se proyecta que el sistema comenzaría a ser rentable en un horizonte de 20 años, lo cual es un tiempo razonable para la viabilidad del caso en estudio. Este aspecto resalta el potencial del proyecto, considerando su innovación y largo plazo de funcionamiento.

En cuanto al impacto ambiental, el capítulo 4 evidenció una significativa reducción en las emisiones de gases contaminantes, alcanzando una disminución de casi el 89%. Aunque la eliminación total de emisiones no es posible, esta reducción representa un avance relevante en la búsqueda de un sistema más sostenible.

A pesar de que la transición completa de tecnologías convencionales a sistemas de almacenamiento que dependan al 100% de ERNC aún se encuentra en estudio, una estrategia híbrida, en la que se integren TES en plantas actuales, podría ser una solución intermedia efectiva.

En términos generales, la implementación de la batería de Carnot como sistema de almacenamiento resulta favorable desde una perspectiva técnica, económica y ambiental, ofreciendo un camino viable hacia un futuro energético más limpio y eficiente.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, «Explorador Solar», Explorador Solar. [En línea]. Disponible en: <https://solar.minenergia.cl/inicio>
- [2] «Meteored», METEORED. [En línea]. Disponible en: <https://www.meteored.cl/>
- [3] Coordinador Electrico Nacional, «Reporte energetico». agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/08/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Ago24.pdf
- [4] Ministerio de energía, Ministerio de energía. [En línea]. Disponible en: <https://energia.gob.cl/>
- [5] Ministerio del medio ambiente, «Registro de emisiones y transferencias de contaminantes», Indicadores. [En línea]. Disponible en: <https://retc.mma.gob.cl/indicadores/emisiones-al-aire/>
- [6] Oliver Castro, «Conversión de centrales termoeléctricas a carbón y compatibilidad con energías renovables», Universidad de concepcion, 2021.
- [7] Centro aeroespacial aleman, Dr.Ing. Dipl.Phys. Michael Geyer, Dr.rer.nat. Dipl.Ing. Franz Trieb, y Dipl. Ing. Dipl. Ing. Stefano Giuliano, «Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile». 25 de agosto de 2020.
- [8] Diego Larrain Harm, «Desarrollo de un sistema de almacenamiento termico para la central termosolar astexol 2», Escuela tecnica superior de ingenieros de minas y energia, 2015.
- [9] Julius von Papp, Francisco Moraga, y Alvaro Henríquez, «Vertimiento de energía de centrales eólicas y solares fotovoltaicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile durante 2022». 2022.
- [10] Yao Zhao, Jian Canción, Peiwang Zhu, y Wenlong Wang, «Batería Carnot para almacenamiento de energía: avances y desafíos». [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S294972052400002X>
- [11] Vaclav Novotny, Vit Basta, Petr Smola, y Jan Spale, «Review of Carnot Battery Technology Commercial Development».
- [12] Olivier Dumont, Guido Francesco Frate, Aditya Pillai, Steven Lecompte, Michel De paepe, y Vincent Lemort, «Tecnología de batería Carnot: una revisión del estado del arte». diciembre de 2020.
- [13] Kai Knobloch, «Desarrollo de Carnot Battery: una revisión sobre el rendimiento del sistema, las aplicaciones y el estado comercial de la técnica». 30 de noviembre de 2022.
- [14] Sarada Kuravi, Jamie Trahan, D. Yogi Goswami, Muhammad M. Rahman, y Elias K. Stefanakos, «Tecnologías y sistemas de almacenamiento de energía térmica para plantas de energía solar de concentración». agosto de 2013.

- [15] DLR, TREFLE, y University of Lleida, «Optimised Industrial Process Heat and Power Generation with Thermal Energy Storage». julio de 2010.
- [16] Jose Parra Pinto, «Descarbonización de una central a carbón convencional mediante la integración de batería de carnot con almacenamiento de sales fundidas», 2024.
- [17] Programa Chile sustentable, «Matriz eléctrica y generación a carbón en Chile propuestas para acelerar la transición energética».
- [18] Oriol Boix Puig, «Diseño termico y mecanico de un intercambiador de calor», 2018.
- [19] Comision nacional de energia, «Precio medio de mercado sistema electrico nacional (PMM SEN)». octubre de 2024.
- [20] Dragan Stevanovic, Brotzmann, y Karl, «Almacenamiento de electricidad mediante almacenamiento térmico y turbina de aire». abril de 2015.

Anexo 1: Calculo de parámetros de las sales

$$\rho_{sales} \left[\frac{kg}{m^3} \right] = 1,99740 * 10^{-9} * T^4 - 2,71732 * 10^{-6} * T^3 + 1,37074 * 10^{-3} * T^2 - 9,44177 * 10^{-1} * T + 2,11502 * 10^3$$

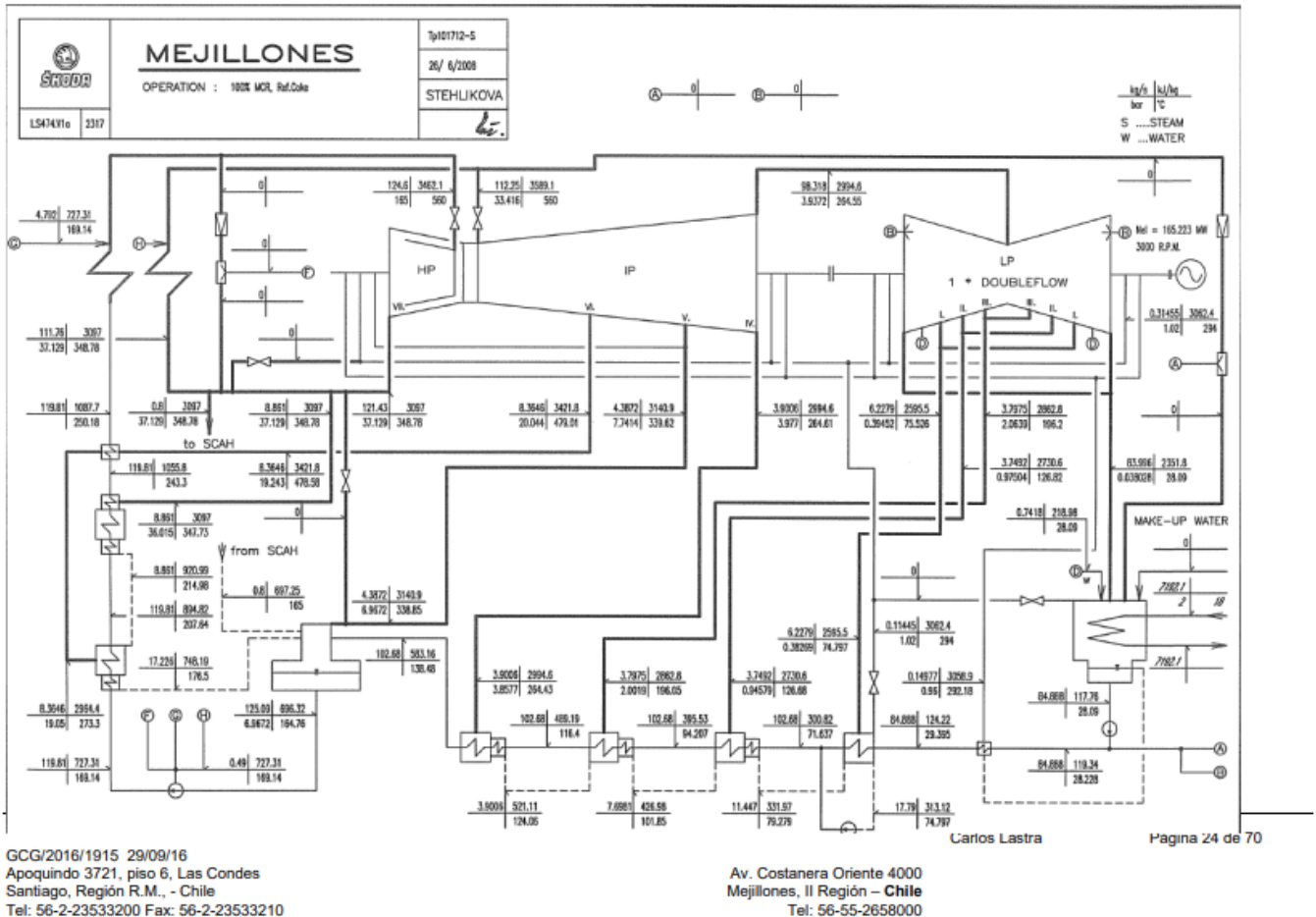
$$\rho_{sales} \left[\frac{kg}{m^3} \right] = 1,99740 * 10^{-9} * 565^4 - 2,71732 * 10^{-6} * 565^3 + 1,37074 * 10^{-3} * 565^2 - 9,44177 * 10^{-1} * 565 + 2,11502 * 10^3 = 1732,5 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

$$h_{sal\ caliente} \left[\frac{kJ}{kg} \right] = 0,0000 * T^2 + 1,450 * T - 367,644$$

$$h_{sal\ caliente} \left[\frac{kJ}{kg} \right] = 0,0000 * 565^2 + 1,450 * 565 - 367,644 = 479,06 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

$$h_{sal\ fria} \left[\frac{kJ}{kg} \right] = 0,0000 * 295^2 + 1,450 * 295 - 367,644 = 67,59 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

Anexo 2: Diagrama de la Termoelectrica Central Andina



Anexo 3: Código en EES sistema en estudio

```
"Datos turbina AP"
T_4=430[°C]           "Con T_4 y P_4 calculamos h_4 y s_4"
P_4=25000[kPa]
P_5=10000[kPa]       "Con P_5 y s_4 calculamos h_5s, para luego calcular h_5"
m_dot_4=170,27[kg/s]
m_dot_5=170,27[kg/s]

"Datos turbina MP"

P_6=10000[kPa]       "Con estos datos calculamos h_6 y s_6"
T_6=550[°C]

P_9=600[kPa]         "Con la presion en 9 y s_6 calculamos h_9, para luego calcular h_9"
x_7=0,9              "asumimos una calidad a la salida de la turbina de MP para asi calcular h7"
x_9=0,9              "tambien diremos que la calidad del vapor en 9 es de 0,9, asi calculamos entropia en 9"
m_dot_6=170,27[kg/s]

"Datos para la turbina de BP"

m_dot_2=m_dot_8
m_dot_8=m_dot_7
P_8=12,358[kPa]
x_8=0,9
n_g=0,9              "rendimiento generador conectado a la turbina"

"Datos para la bomba1"

T_1=50[°C]
P_1=12,352[kPa]     "Por tabla es la presion a la T1"
P_2=600[kPa]
n_mb=0,9

"Datos para bomba2"

P_3=25000[kPa]
P_10=600[kPa]

"Datos para el desaireador"

m_dot_10=170,27[kg/s]

"Turbina AP"

e_st=0,85
h_4=Enthalpy(Steam;T=T_4;P=P_4)
s_4=Entropy(Steam;T=T_4;P=P_4)
h_5s=Enthalpy(Steam;s=s_4;P=P_5)
h_5=h_4-(e_st*(h_4-h_5s))

"Recalentamiento"

Q_dot_rh=m_dot_5*(h_6-h_5)
```

"Turbina MP"

```
h_6=Enthalpy(Steam;T=T_6;P=P_6)
s_6=Entropy(Steam;T=T_6;P=P_6)
h_9s=Enthalpy(Steam;s=s_6;P=P_9)
h_9=h_6-(e_st*(h_6-h_9s))
s_9=Entropy(Steam;x=x_9;P=P_9)
h_7s=Enthalpy(Steam;s=s_9;x=x_7)
h_7=h_9-(e_st*(h_9-h_7s))
```

"Turbina de BP"

```
h_8=Enthalpy(Steam;P=P_8;x=x_8)
```

"Bomba1"

```
e_sbba=0,7
h_1=Enthalpy(Steam;T=T_1;P=P_1)
v_1=Volume(Steam;T=T_1;P=P_1)
h_2=h_1+((v_1*(P_2-P_1))/e_sbba)
```

"Bomba2"

"Conocemos la presión en 10, y en esa etapa el fluido está como líquido saturado, entonces por tabla"

```
v_10= 0,001101[m3/kg]
h_10=670,4[kJ/kg]
h_3=h_10+((v_10*(P_3-P_10))/e_sbba)
```

"Desaireador"

```
m_dot_9+m_dot_2=m_dot_10
m_dot_9*h_9+m_dot_2*h_2=m_dot_10*h_10
```

"Potencia de los motores electricos de las bombas"

$$W_{\dot{m}1} = ((m_{\dot{2}}(h_2 - h_1)) / \eta_{mb})$$
$$W_{\dot{m}2} = ((m_{\dot{10}}(h_3 - h_{10})) / \eta_{mb})$$

"Potencia del generador"

$$W_{\dot{AP}} = m_{\dot{4}}(h_4 - h_5)$$
$$W_{\dot{MP1}} = m_{\dot{6}}(h_6 - h_9)$$
$$W_{\dot{MP2}} = m_{\dot{7}}(h_9 - h_7)$$
$$W_{\dot{BP}} = m_{\dot{7}}(h_7 - h_8)$$

$$W_{\dot{total}} = W_{\dot{AP}} + W_{\dot{MP1}} + W_{\dot{MP2}} + W_{\dot{BP}} \quad \text{"Potencia total al eje de la turbina"}$$

$$W_{\dot{g}} = \eta_g W_{\dot{total}}$$

"Potencia de combustion"

$$\eta_{caldera} = 0,85$$
$$Q_{\dot{caldera}} = m_{\dot{4}}(h_4 - h_3)$$

$$Q_{\dot{combustible}} = (Q_{\dot{caldera}} + Q_{\dot{rh}}) / \eta_{caldera}$$

"Potencia neta"

$$W_{\dot{neta}} = W_{\dot{g}} - W_{\dot{m}1} - W_{\dot{m}2}$$

"Rendimiento"

$$\eta_{Planta} = W_{\dot{neta}} / Q_{\dot{combustible}}$$

"Flujo de combustible"

$$PCI_{carbon} = 25522 \text{ [kJ/kg]}$$

$$M_{\dot{combustible}} = Q_{\dot{combustible}} / PCI_{carbon}$$

| | | | | | |
|--|---|--|--|--|---|
| $e_{s\text{bba}} = 0,7$ | $e_{st} = 0,85$ | $h_1 = 209,3 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_{10} = 670,4 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_2 = 210,2 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_3 = 708,8 \text{ [kJ/kg]}$ |
| $h_4 = 2839 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_5 = 2694 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_{5s} = 2669 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_6 = 3501 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_7 = 2596 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_{7s} = 2548 \text{ [kJ/kg]}$ |
| $h_8 = 2353 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_9 = 2867 \text{ [kJ/kg]}$ | $h_{9s} = 2755 \text{ [kJ/kg]}$ | $\dot{m}_{10} = 170,3 \text{ [kg/s]}$ | $\dot{m}_2 = 140,8 \text{ [kg/s]}$ | $\dot{m}_4 = 170,3 \text{ [kg/s]}$ |
| $\dot{m}_5 = 170,3 \text{ [kg/s]}$ | $\dot{m}_6 = 170,3 \text{ [kg/s]}$ | $\dot{m}_7 = 140,8 \text{ [kg/s]}$ | $\dot{m}_8 = 140,8 \text{ [kg/s]}$ | $\dot{m}_9 = 29,5 \text{ [kg/s]}$ | $\dot{M}_{\text{combustible}} = 23,05 \text{ [kg/s]}$ |
| $\eta_{\text{caldera}} = 0,85$ | $\eta_g = 0,9$ | $\eta_{\text{mb}} = 0,9$ | $\eta_{\text{planta}} = 0,3009$ | $\text{PCI}_{\text{carbon}} = 25522 \text{ [kJ/kg]}$ | $P_1 = 12,35 \text{ [kPa]}$ |
| $P_{10} = 600 \text{ [kPa]}$ | $P_2 = 600 \text{ [kPa]}$ | $P_3 = 25000 \text{ [kPa]}$ | $P_4 = 25000 \text{ [kPa]}$ | $P_5 = 10000 \text{ [kPa]}$ | $P_6 = 10000 \text{ [kPa]}$ |
| $P_8 = 12,36 \text{ [kPa]}$ | $P_9 = 600 \text{ [kPa]}$ | $\dot{Q}_{\text{caldera}} = 362640 \text{ [kJ/s]}$ | $\dot{Q}_{\text{combustible}} = 588242 \text{ [kJ/s]}$ | $\dot{Q}_m = 137366 \text{ [kJ/s]}$ | $s_4 = 5,518 \text{ [kJ/kg-K]}$ |
| $s_6 = 6,756 \text{ [kJ/kg-K]}$ | $s_9 = 6,277 \text{ [kJ/kg-K]}$ | $T_1 = 50 \text{ [}^\circ\text{C]}$ | $T_4 = 430 \text{ [}^\circ\text{C]}$ | $T_6 = 550 \text{ [}^\circ\text{C]}$ | $v_1 = 0,001012 \text{ [m}^3\text{/kg]}$ |
| $v_{10} = 0,001101 \text{ [m}^3\text{/kg]}$ | $\dot{W}_{\text{Ap}} = 24594 \text{ [kJ/s]}$ | $\dot{W}_{\text{BP}} = 34188 \text{ [kJ/s]}$ | $\dot{W}_g = 184392 \text{ [kJ/s]}$ | $\dot{W}_{m1} = 132,9 \text{ [kJ/s]}$ | $\dot{W}_{m2} = 7261 \text{ [kJ/s]}$ |
| $\dot{W}_{\text{MP1}} = 107954 \text{ [kJ/s]}$ | $\dot{W}_{\text{MP2}} = 38144 \text{ [kJ/s]}$ | $\dot{W}_{\text{neta}} = 176999 \text{ [kJ/s]}$ | $\dot{W}_{\text{total}} = 204880 \text{ [kJ/s]}$ | $x_7 = 0,9$ | $x_8 = 0,9$ |
| $x_9 = 0,9$ | | | | | |