



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO Y  
VIABILIDAD DE CICLOS BRAYTON CON  
CO<sub>2</sub> SUPERCRÍTICO EN UNA PLANTA  
DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE  
TORRE CENTRAL DE SAL FUNDIDA**

**LUIS ABANTO VÁSQUEZ ACUÑA**

Actividad de Graduación para optar al grado de  
Magíster en Ingeniería de la Energía

Profesor Supervisor:  
**JOSÉ MIGUEL CARDEMIL IGLESIAS**

Santiago de Chile, (abril, 2022)

© 2022, Luis Abanto Vásquez Acuña



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO Y  
VIABILIDAD DE CICLOS BRAYTON CON CO<sub>2</sub>  
SUPERCRÍTICO EN UNA PLANTA DE  
CONCENTRACIÓN SOLAR DE TORRE  
CENTRAL DE SAL FUNDIDA**

**LUIS ABANTO VÁSQUEZ ACUÑA**

Actividad de Graduación presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**JOSÉ MIGUEL CARDEMIL IGLESIAS**

**WOLFRAM JAHN VAN ARNSWALDT**

**MARÍA TERESA CERDA**

**JULIO VERGARA AIMONE**

Para completar las exigencias del grado de  
Magíster en Ingeniería de la Energía

Santiago de Chile, (abril, 2022)

A mis formadores, amigos y familiares que me brindaron sus motivaciones e incondicional apoyo para alcanzar mis metas.

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis agradecimientos se dirigen al Dr. José Cardemil y a cada uno de los docentes del programa MIE, quienes con su apoyo y enseñanzas contribuyen en la base de mi vida profesional.

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
INDICE DE TABLAS .....	vi
INDICE DE FIGURAS.....	vii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT .....	x
1. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1 Objetivo.....	14
1.1.1 Objetivo principal .....	14
1.1.2 Objetivos específicos .....	15
1.1.3 Organización del trabajo.....	15
2. ENERGÍA TERMOSOLAR.....	16
2.1 Tecnologías de concentración solar .....	17
2.1.1 Sistemas de almacenamiento térmico.....	19
2.1.2 Sales fundidas para almacenamiento.....	20
2.1.3 Sistemas de hibridación.....	21
2.1.4 Sistemas de conversión avanzados.....	21
2.2 Generación de energía termo solar .....	24
3. METODOLOGÍA.....	27
3.1 Evaluación del recurso solar.....	28
3.2 Descripción de la planta CSP .....	32
3.2.1 Diseño del sistema de la planta CSP .....	33
3.2.2 Almacenamiento de energía térmica .....	34
3.2.3 Ciclo de potencia de la central CSP .....	37
3.2.3 Enfoque económico .....	40
4. RESULTADOS .....	42

4.1	Producción de energía .....	43
4.1	Costo nivelado de la energía (LCOE) .....	48
4.1.1	Ciclo de potencia Simple .....	48
4.1.2	Ciclo de potencia con recompresión (RC) .....	50
4.1.3	Ciclo de potencia con enfriamiento parcial (PC) .....	52
4.1.1	Ciclo de potencia con inter-enfriamiento (MC) .....	53
5.	CONCLUSIONES .....	56
5.1	Sugerencias para trabajos futuros .....	58
	Bibliografía.....	59
	GLOSARIO.....	65

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1: Comparación de tecnologías CSP actuales.....	18
Tabla 2-2: Sistemas de almacenamiento térmico en tecnologías CSP.....	19
Tabla 3-1: Parámetros de diseño de la planta CSP.....	34
Tabla 3-2: Propiedades termofísicas generales de sales fundidas para TES.....	35
Tabla 3-3: Correlaciones para propiedades termofísicas de sales fundidas. ....	36
Tabla 3-4: Costos de almacenamiento de energía térmica. ....	37
Tabla 3-5: CAPEX y OPEX para la planta CSP ST. ....	41
Tabla 4-1: LCOE a igual costo del bloque de potencia.....	55
Tabla 4-2: Comparación resultante de los distintos ciclos de potencia.....	55

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1: Secuencia de eventos del desarrollo de tecnologías CSP.....	16
Figura 2-2: Tecnologías existentes de concentración solar.....	17
Figura 2-3: Tipos de sistemas de almacenamiento de energía térmica. ....	20
Figura 2-4: Turbina de gas con sistema de almacenamiento de ciclo de fondo.....	22
Figura 2-5: Ciclos Brayton con sCO <sub>2</sub> : (a) supercríticos recuperativos; (b) supercrítico recalentado-recuperativo (c) recompresión supercrítica; (d) recuperativo transcrito. ....	23
Figura 2-6: Ciclo de 10MWe sCO <sub>2</sub> diseñado para alta eficiencia, 650 °C. ....	24
Figura 2-7: Participación de generación renovable en sector electricidad.....	25
Figura 2-8: Capacidad global CSP por país y región.....	26
Figura 2-9: Capacidad global de almacenamiento y adición anual de energía térmica CSP. .....	26
Figura 3-1: Metodología de evaluación. ....	28
Figura 3-2: Serie de tiempo de irradiancia horaria en Cerro Dominador.....	29
Figura 3-3: Perfil anual promedio diario de la irradiancia en Cerro Dominador. ....	30
Figura 3-4: Mapa de calor de la variación de la irradiancia horaria. ....	31
Figura 3-5: Curva de duración de irradiancia (DNI, DHI y GHI).....	31
Figura 3-6: Función de densidad de probabilidad (PDF) y función de distribución acumulativa (CDF) de la DNI (W/m <sup>2</sup> ). ....	32
Figura 3-7: Central CSP basado STTPP similar a Cerro Dominador. ....	33
Figura 3-8: Ciclo Brayton configuración simple con recalentamiento. ....	38
Figura 3-9: Ciclo Brayton configuración RC (recompresión) con recalentamiento. ....	38
Figura 3-10: Ciclo Brayton configuración PC (enfriamiento parcial) con recalentamiento. .....	39
Figura 3-11: Ciclo Brayton configuración MC (Inter enfriamiento parcial) con recalentamiento. ....	39
Figura 3-12: Efecto de la sal caliente sobre la eficiencia del ciclo Brayton. ....	40
Figura 4-1: Distribución de coordenadas del campo de heliostatos de la planta CSP. ....	42



Figura 4-2: Mapa de calor de la potencia promedio incidente sobre la superficie del receptor. .....	43
Figura 4-3: Producción de energía anual con ciclo Rankine para distintos de HTF. ....	44
Figura 4-4: Producción de energía anual con HTF LiF NaF KF. ....	45
Figura 4-5: Producción de energía anual con HTF MgCl <sub>2</sub> KCl NaCl. ....	45
Figura 4-6: Producción de energía anual con HTF MgCl <sub>2</sub> KCl. ....	46
Figura 4-7: Producción de energía anual con HTF Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> . ....	47
Figura 4-8: Producción de energía anual con HTF NaNO <sub>3</sub> KNO <sub>3</sub> . ....	47
Figura 4-9: Producción de energía anual con HTF ZnCl <sub>2</sub> NaCl KCl. ....	48
Figura 4-10: LCOE del ciclo Simple para +15, +25, +50% y +100% sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine. ....	49
Figura 4-11: Variación del LCOE a máxima temperatura del HTF del ciclo Simple con el porcentaje sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine. ....	50
Figura 4-12: LCOE del ciclo RC para +15, +25, +50% y +100% sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine. ....	51
Figura 4-13: Variación del LCOE a máxima temperatura del HTF del ciclo RC con el porcentaje sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine. ....	51
Figura 4-14: LCOE del ciclo PC para +15, +25, +50% y +100% sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine. ....	52
Figura 4-15: Variación del LCOE a máxima temperatura del HTF del ciclo PC con el porcentaje sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine. ....	53
Figura 4-16: LCOE del ciclo MC para +15, +25, +50% y +100% sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine. ....	54
Figura 4-17: Variación del LCOE a máxima temperatura del HTF del ciclo MC con el porcentaje sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine. ....	54

## RESUMEN

La energía termosolar de concentración o CSP (concentración solar de potencia), es una tecnología con amplio espacio para mejoras en eficiencia energética en los ciclos de potencia utilizando ciclos avanzados. El dióxido de carbono supercrítico ( $s\text{CO}_2$ ) como fluido de trabajo en ciclos de potencia Brayton y sus respectivas configuraciones, es un fuerte candidato para reemplazar al ciclo de potencia Rankine de vapor en sistemas de concentración solar de potencia. El objetivo de este estudio es valorar mediante modelamiento el desempeño y viabilidad de ciclos Brayton con  $s\text{CO}_2$  en una planta de concentración solar de torre central de sal fundida de características equivalentes a “Cerro Dominador”. Se evalúan distintas sales fundidas, la sal fundida a base de nitrato ( $\text{NaNO}_3$   $\text{KNO}_3$ ), la sal fundida a base de fluoruro ( $\text{LiF}$   $\text{NaF}$   $\text{KF}$ ), las sales fundidas a base de cloruro ( $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$   $\text{NaCl}$ ) y la sal fundida a base de carbonato ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$   $\text{K}_2\text{CO}_3$   $\text{Li}_2\text{CO}_3$ ). Estas comparaciones se basan en la energía anual producida por la planta CSP modelada, con características equivalentes a la planta “Cerro Dominador”, el costo nivelado de la energía (LCOE) y con las diferentes configuraciones del ciclo de potencia Brayton (ciclo de potencia simple con recalentamiento, recompresión con recalentamiento, enfriamiento parcial con recalentamiento e inter-enfriamiento con recalentamiento) y el ciclo de potencia Rankine.

Caracterizando la producción energética de la planta CSP se alcanza una producción energética 860.9 GWh/año con el ciclo Rankine con la sal fundida de  $\text{NaNO}_3$   $\text{KNO}_3$ , además se obtiene un LCOE (costo nivelado de la energía) de 78.9 \$/MWh. Con los ciclos de recompresión e interenfriamiento con recalentamiento con las sales fundidas ternarias  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$   $\text{NaCl}$  y  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$  se alcanza una mayor producción de energía de 1,271.8 GWh/año y 1,220 GWh/año respectivamente. Además, se obtiene un LCOE mínimo de 54.4 \$/MWh con la sal fundida ternaria  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$  con los ciclos de recompresión e interenfriamiento con recalentamiento en el escenario de iguales costos del bloque de potencia Rankine y Brayton.

Palabras Claves: Dióxido de carbono supercrítico, Rankine, sales fundidas, LCOE.

## ABSTRACT

Concentrating solar thermal energy or CSP (concentrating solar power) is a technology with ample space for improvements in energy efficiency in power cycles using advanced cycles. Supercritical carbon dioxide (sCO<sub>2</sub>) as the working fluid in Brayton power cycles and their respective configurations is a strong candidate to replace the steam Rankine power cycle in concentrating solar power systems. The objective of this study is to assess through modeling the performance and feasibility of Brayton cycles with sCO<sub>2</sub> in a solar concentration plant with a central tower of molten salt with characteristics equivalent to "Cerro Dominador". Different molten salts are evaluated, nitrate based molten salt (NaNO<sub>3</sub> KNO<sub>3</sub>), fluoride based molten salt (LiF NaF KF), chloride based molten salts (ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl, MgCl<sub>2</sub> KCl and MgCl<sub>2</sub> KCl NaCl) and the carbonate based molten salt (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> Li<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>). These comparisons are based on the annual energy produced by the modeled CSP plant, with characteristics equivalent to the "Cerro Dominador" plant, the levelized cost of energy (LCOE) and with the different configurations of the Brayton power cycle (simple power cycle with reheat, recompression with reheat, partial cooling with reheat, and intercooling with reheat) and the Rankine power cycle.

Characterizing the energy production of the CSP plant, an energy production of 860.9 GWh/year is reached with the Rankine cycle with NaNO<sub>3</sub> KNO<sub>3</sub> molten salt, in addition, an LCOE (levelized cost of energy) of 78.9 \$/MWh is obtained. With the recompression and intercooling cycles with reheating with the ternary molten salts MgCl<sub>2</sub> KCl NaCl and ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl, a higher energy production of 1,271.8 GWh/year and 1,220 GWh/year, respectively, is achieved. In addition, a minimum LCOE of 54.4 \$/MWh is obtained with the ternary molten salt ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl with the recompression and intercooling cycles with reheating in the equal cost scenario of the Rankine and Brayton power block.

Keywords: Supercritical Carbon Dioxide, Rankine, Molten Salt, LCOE.

## 1. INTRODUCCIÓN

La energía es un medio para generar bienes y servicios, que ha tenido un papel preponderante para el desarrollo económico y social de algunos países, pero en su mayoría gobernada por fuentes fósiles, que han generado a su vez emisiones de gases de efecto invernadero (GHG). Los GHG son los principales impulsores del cambio climático, según el panel intergubernamental del cambio climático (IPCC). El cambio climático es uno de los desafíos más importantes que enfrenta la humanidad, los océanos y la atmósfera se están calentando, los volúmenes de hielo han disminuido y el nivel del mar ha aumentado. Las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero han aumentado en gran medida, por la demanda energética mundial, alcanzando elevadas concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso. La combustión de combustibles fósiles en el sector energético y los procesos industriales han contribuido al 78% del aumento de emisiones de GHG de 1970 a 2010 (IPCC, 2014).

Las medidas de adopción para la mitigación de las emisiones GHG son diversas, como mejorar la eficiencia energética en transmisión y distribución, generación de energía nuclear, captura y almacenamiento de carbono (CCS), reducción de la demanda final de energía y energías renovables. Las energías renovables, según el Acuerdo de París de las Naciones Unidas, son consideradas como medidas fundamentales para mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de los 2°C con respecto de los niveles preindustriales. Las energías renovables modernas, excluyendo el uso de biomasa tradicional, representaron un estimado de 11% del total de la energía de consumo final a nivel mundial en 2018, creciendo 9.6% desde 2013. La participación de las energías renovables en la producción de electricidad fue de 27.3% al final de 2019, en el cual la geotermia, concentración solar de potencia (CSP) y oceánica, conjuntamente, integraron el 0.4% (REN21, 2020).

Las renovables son caracterizadas por su alta intermitencia, su baja eficiencia de conversión, y espacio para almacenamiento, lo que implica que ciertas tecnologías tengan un costo elevado y sean poco competitivas en comparación con las tecnologías convencionales, sin embargo, la tecnología CSP representa una alternativa sustentable de mayor cobertura y mayor eficiencia de conversión, los principales sistemas de conversión en concentración solar son reflectores lineales tipo Fresnel, receptor central o de torre central, disco parabólico

y tipo cilindro parabólicos. Las tecnologías CSP con almacenamiento de energía (CSP-TES) se pueden integrar como plantas de carga base y pueden funcionar con un alto factor de planta, garantizando incluso la generación durante la noche, generalmente incorporando ciclos Rankine para generación eléctrica, sin embargo, es una tecnología con amplio espacio para investigación y desarrollo en mejoras de eficiencia energética, tanto en el fluido de transferencia de calor o sales fundidas para almacenamiento de energía térmica, como en el ciclo de potencia, empleándose diferentes configuraciones de ciclos de alta temperatura. Los sistemas CSP de receptor central de alta temperatura están mejor posicionados para integrar ciclos de potencia Brayton con  $s\text{CO}_2$  (dióxido de carbono supercrítico) para alcanzar eficiencias de 50% y factores de planta de 70%, estos sistemas pueden tener peso y volumen más reducidos, masa térmica más baja, bloques de potencia de menor complejidad y mediante las configuraciones de enfriamiento parcial, inter enfriamiento integrado, recalentamiento y recuperación (ICR) puede permitir alcanzar la eficiencia de 50% (NREL, 2017).

Crespi et al. (2017), comparan diferentes tipos de ciclos estudiados de  $s\text{CO}_2$  independientes y combinados en los cuales se logran eficiencias entre 40% y 60%, en general según Park et al. (2018), la eficiencia en generación de energía del ciclo Brayton de  $s\text{CO}_2$  está entre 6.2-7.4% más alta que la del ciclo Rankine de vapor. También se realizaron numerosos estudios de la aplicabilidad de los ciclos  $s\text{CO}_2$  en centrales nucleares, Santini et al. (2016), muestran que se supera la eficiencia del ciclo de vapor convencional, mediante modelamiento, en la central nuclear Mochovce, además de una reducción en 40% del peso de la turbo-maquinaria, Dostal et al. (2004), hacen una evaluación detallada de sistemas y componentes, mediante modelamiento, ciclos de potencia con  $s\text{CO}_2$  para reactores nucleares, mostrando como sobresaliente el ciclo de recompresión por su simplicidad, eficiencia y costo. Yin et al. (2019), hace una revisión de los ciclos  $s\text{CO}_2$  en aplicaciones CSP, modelando los ciclos termodinámicos y los costos del sistema, así como los materiales, en teoría concluye una reducción de 15.6% a 67.7% del LCOE en comparación con las últimas tecnologías CSP. Los puntos de operación de los equipos en los ciclos  $s\text{CO}_2$  presentan oportunidades y desafíos, por ejemplo, altas presiones, grandes diferenciales de presión, alta temperatura o condiciones de corrosión, sin embargo, la alta densidad del fluido puede permitir turbomaquinaria compacta, reduciéndose tamaños y costos en equipos. Sandia National

Laboratories (SNL) en asociación con Barber Nichols Inc. y el DOE (Departamento de Energía de los Estados Unidos) desarrollaron y probaron 2 unidades de turbina, alternador y compresor (TAC) en un ciclo Brayton  $s\text{CO}_2$ , logrando generar hasta 8 kWe (Wright et al., 2011). La turbomaquinaria existente para sistemas  $s\text{CO}_2$  es diversa, PTT (Peregrine Turbine Technologies) desarrolló y probó un turbocompresor a 13.8 MPa y 150 °C de entrada a la turbina (Pasch et al., 2018), IST (prueba de sistema integrado) de 100 kWe de Bechtel Marine Propulsion Corporation en el Bettis Atomic Power Laboratory probó en un ciclo Brayton cerrado recuperativo, demostrando confiabilidad en la puesta en marcha (Clementoni et al., 2014). Algunos avances en pruebas también se han realizado a escala de MW de ciclos de potencia de  $s\text{CO}_2$ , Echogen el primer motor térmico con  $s\text{CO}_2$  de escala comercial en megavatios EPS100 de 8 MWe (Held, 2014), STEP turbina de 10 MWe con  $s\text{CO}_2$ , una planta piloto que opera un sistema integrado y reconfigurable, este proyecto está liderado por Gas Technology Institute (GTI), Southwest Research Institute (SWRI) y General Electric Global Research (GE-GR), financiado por el DOE (Marion et al., 2019). Por otro lado, NET Power está desarrollando un sistema de ciclo Allam de oxicomcombustible con potencia térmica de 200 MWth y probado para 50 MWth de ingreso a la turbina con 1150 °C y 30 MPa, turbina proporcionada por la compañía Toshiba (Suzuki et al., 2019). También se han desarrollado plantas piloto de bajas potencias con unidades TAC, como el proyecto I-ThERM de 50 kWe con diseño de ciclo recuperativo, conversión de calor a alta temperatura (Bianchi et al., 2019). Otros desarrollos de significancia en la turbomáquinaria de  $s\text{CO}_2$  en los EE. UU. se encuentran los proyectos SunShot, APOLLO y STEP, cuyo objetivo es escalar a centrales eléctricas CSP entre 50 MWe y 450 MWe. En Japón también se han desarrollado importantes avances en desarrollo tecnológico de sistemas  $s\text{CO}_2$ , (Utamura et al., 2012) desarrollaron una unidad TAC de 10 kW con rotación nominal de 100 kRPM, en Corea “the Korea Advanced Institute of Science and Technology (KAIST)” y el “Korean Atomic Energy Research Institute (KAERI)” han desarrollado el “Supercritical  $\text{CO}_2$  Integral Experiment Loop (SCIEL)”, un diseño de equipamiento por separado en lugar de un TAC, para pruebas iniciales a bajas presiones (Ahn et al., 2015).

Otros importantes avances que se están desarrollando son en los equipos de transferencia de calor que se utilizan en los distintos ciclos del  $s\text{CO}_2$ , como los calentadores, recuperadores y enfriadores, Chordia et al. (2017), diseñaron, construyeron y probaron intercambiadores

de calor compactos (HX) con diseño micro tubular de flujo cruzado a contracorriente para ciclos de  $s\text{CO}_2$  para altas temperaturas y diferencias de presión de hasta 169 bar.

Las tecnologías CSP-TES con sal fundida de torre central han ganado terreno en los últimos años y su LCOE (costo nivelado de la energía) era de 0.10  $\$/\text{kWh}$  para 2016, reduciéndose notablemente en comparación al año 2010 que era 0.21  $\$/\text{kWh}$  (Murphy et al, 2019). Según IRENA (2020) El LCOE medio ponderado global para CSP en 2019, excluyendo dos proyectos israelíes, fue de 0,182 USD / $\text{kWh}$ , ligeramente inferior al de 2018 y 47% menos que en 2010. Sin embargo, estos costos se podrían reducir en 50% desde los niveles actuales para el año 2030, que es un objetivo de costo del DOE para las tecnologías CSP-TES de alta capacidad despachable (carga base) y que corresponde a 0.05  $\$/\text{kWh}$ .

## **1.1 Objetivo**

El desarrollo de esta investigación busca desarrollar una estrategia para comparar mediante el modelamiento, las configuraciones, rendimientos termodinámicos y costos de distintos ciclos Brayton incorporados al sistema de potencia de concentración solar de torre central, de características equivalentes a “Cerro Dominador”. Esta planta utiliza como fluido de captación térmica sales fundidas, un sistema de almacenamiento de energía y un ciclo Rankine de potencia. Se evalúa también distintos tipos de sales fundidas, como alternativas al desempeño de la planta de concentración solar. Los ciclos Brayton en el bloque de potencia se evaluarán utilizando como fluido de trabajo  $s\text{CO}_2$  para generación eléctrica, que es uno de los métodos estudiados para mejorar el desempeño del ciclo de potencia de las plantas de concentración solar, comparando además los costos de las distintas tecnologías evaluadas.

### **1.1.1 Objetivo principal**

Evaluar mediante modelamiento el desempeño y viabilidad de ciclos Brayton con  $s\text{CO}_2$  en una planta de concentración solar de torre central de sal fundida de características equivalentes a “Cerro Dominador”.

### **1.1.2 Objetivos específicos**

- a) Evaluar mediante modelamiento los distintos tipos de sales fundidas, como alternativas al desempeño de la planta de concentración solar.
- b) Comparar mediante modelamiento, las configuraciones y rendimientos de distintos ciclos Brayton y Rankine incorporados al sistema de potencia de concentración solar.
- c) Comparar el LCOE de las distintas tecnologías evaluadas.

### **1.1.3 Organización del trabajo**

En el capítulo 2 se presenta el contexto y descripción de la energía termosolar, las diferentes tecnologías, sistemas de almacenamiento y la participación de la concentración solar de potencia en el sector electricidad a nivel mundial.

En el capítulo 3 se presenta la metodología y recursos utilizados en esta actividad, evaluando el recurso solar y parámetros característicos para la caracterización y diseño de la planta CSP. Entre otros aspectos, como la evaluación de distintos escenarios para el almacenamiento de energía térmica, descripción de las configuraciones del ciclo Brayton y el enfoque económico.

En el capítulo 4 se presentan los resultados, la caracterización energética de la planta en diferentes escenarios, simulando con distintos tipos de ciclos de potencia, distintos tipos de sales fundidas para almacenamiento de energía térmica, además la comparación del costo nivelado de la energía en los distintos escenarios evaluados.

Finalmente, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones.



## 2. ENERGÍA TERMOSOLAR

La concentración solar comienza desde hace siglos y se utilizó principalmente para hacer fuego, luego utilizado en guerras contra barcos enemigos. Hace poco más de un siglo surgieron los primeros concentradores solares y motores usados para riego en campos de cultivo. La energía termo-solar utiliza sistemas de captación y concentración de la radiación solar para alcanzar elevadas temperaturas, además sistemas para conversión de esta energía térmica en energía eléctrica. Existen múltiples opciones tecnológicas que evolucionaron principalmente en las últimas 3 décadas.

Los primeros concentradores solares fueron tipo cilindro-parabólicos con potencias que alcanzaban los 45 kW. Las primeras tecnologías, primera generación tipo cilindro parabólico, utilizaban refrigeración con fluidos orgánicos, asociado a ciclos de potencia tipo Rankine de vapor de agua, también con apoyo de gas combustible y con escaso almacenamiento térmico. En la década de los 80 surgen las primeras centrales cilindro-parabólico en el desierto de Mojave-California de hasta 30 MW, luego en Sevilla se implementaron centrales de receptor central o torre central PS10, PS20 y en la última década, las actuales plantas de concentración solar, las plantas comerciales de segunda generación integran diversas tecnologías y sistemas de almacenamiento térmico, principalmente sistemas de sales fundidas de 2 tanques (Thermosol glass, 2011).

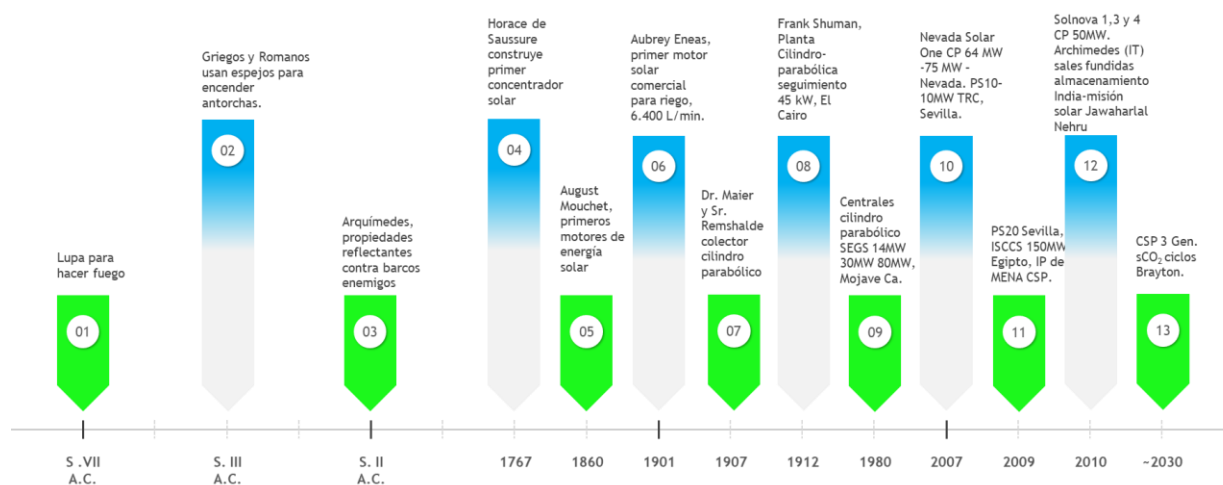


Figura 2-1: Secuencia de eventos del desarrollo de tecnologías CSP.

## 2.1 Tecnologías de concentración solar

La tecnología de concentración solar existente se divide según la forma de captar la radiación solar y puede ser de forma lineal o puntual. Las tecnologías de cilindro parabólico y de Fresnel lineal son de forma lineal de colección, mientras que, en las tecnologías de torre central y disco parabólico la colección de la radiación solar es de forma puntual. En la Figura 2-2 se muestran las principales tecnologías existentes de concentración solar para producción de energía.

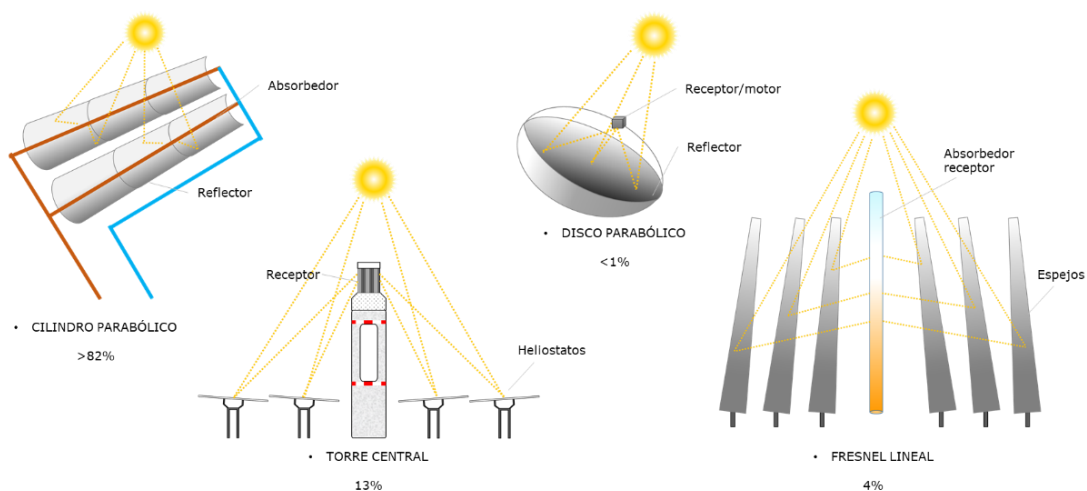


Figura 2-2: Tecnologías existentes de concentración solar.

Fuente: Adaptado de (Xu et al., 2016)

Las tecnologías de concentración de torre central y de disco parabólico utilizan sistemas de seguimiento solar mediante movimiento en 2 ejes, mientras que, las tecnologías de cilindro parabólico y Fresnel lineal utilizan un sistema de 1 eje a lo largo del seguimiento, la Tabla 2-1 muestra la comparación de las distintas tecnologías de concentración solar. Los sistemas de torre central y disco parabólico pueden alcanzar mayores factores de concentración debido a que su geometría lo permite. Las tecnologías de mayor madurez son las de torre central y cilindro parabólico, además estas tecnologías pueden superar la capacidad de 100 MW de potencia eléctrica y pueden incorporar sistemas de almacenamiento de energía térmica mediante sales fundidas o aceites térmicos. La tecnología de torre central puede tener un menor LCOE

que la tecnología cilindro parabólico, sin embargo, puede alcanzar costos de capital mucho mayores.

Tabla 2-1: Comparación de tecnologías CSP actuales.

<b>Tecnologías CSP</b>	<b>Cilindro Parabólico</b>	<b>Torre Central</b>	<b>Fresnel Lineal</b>	<b>Disco Parabólico</b>
Madurez	Alta	Media	Media	Baja
Concentración	Lineal	Puntual	Lineal	Puntual
Seguimiento	1 eje	2 ejes	1 eje	2 ejes
Capacidad Típica	100 MW	50-100 MW	50 MW	3-30 kW
Temperatura de operación, °C	310-393 (aceite térmico) 340 (agua) 550 (sal fundida)	250-500 (agua) 565 (sal fundida) 680 (aire)	250-300 (agua)	250-700 (hidrógeno o helio)
Máxima eficiencia de planta, %	14-20	23-25	18-22	29.4-31.25
Eficiencia media anual, %	13-15	14-18	9-13	22-24
Eficiencia del ciclo de potencia, %	37.7	41.6		
Costos de capital, \$/kW	4700-7300 (no TES OECD) 3100-4050 (no TES no OECD) 6400-10700 (TES)	6400-10700 (TES)		
LCOE, \$/kWh	0.26-0.37 (no TES) 0.22-0.34 (TES)	0.2-0.29 (6-7.5h TES) 0.17-0.24 (12-15h TES)	0.19-0.38 (no TES) 0.17-0.37 (6h TES)	

Fuente: Adaptado de (Yin et al., 2019)

### 2.1.1 Sistemas de almacenamiento térmico

Los sistemas de almacenamiento térmico constan por lo general del medio de almacenamiento, la contención y el mecanismo de transferencia de calor. El medio de almacenamiento puede variar para los distintos tipos de tecnologías y se pueden utilizar distintos medios. En la Tabla 2-2 se muestra los distintos sistemas de almacenamiento para las opciones tecnológicas de concentración solar, las tecnologías tipo torre central cilindro-parabólico poseen un HTF (Fluido de transferencia de calor) de mayor temperatura y amplios rangos de trabajo, que por lo general utilizan 2 tanques de sal fundida a 550 – 560 °C.

Tabla 2-2: Sistemas de almacenamiento térmico en tecnologías CSP.

Tecnologías CSP	Cilindro Parabólico	Torre Central	Fresnel Lineal	Disco Parabólico
Sistema de almacenamiento térmico	Indirecto 2 tanques de sal fundida a 380 °C ( $\Delta T=100^{\circ}\text{C}$ ), Directo 2 tanques de sal fundida a 550 °C ( $\Delta T=300^{\circ}\text{C}$ )	Directo 2 tanques de sal fundida a 550 °C ( $\Delta T=300^{\circ}\text{C}$ )	Almacenamiento de vapor presurizado a corto plazo (<10 min)	Sin almacenamiento, almacenamiento de productos químicos en desarrollo

Fuente: Adaptado de (Kuravi et al., 2013)

Los tipos sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) pueden ser del tipo activo, cuando el medio de almacenamiento corresponde a fluidos que se desplazan entre tanques de almacenamiento. Los sistemas del tipo pasivo por lo general utilizan medios de almacenamiento de materiales sólidos. En la Figura 2-3 se muestran los tipos de sistemas de almacenamiento de energía térmica.

- En el caso del sistema de dos tanques se suele utilizar como medio de almacenamiento fluidos de sales fundidas, en algunos casos aceites como fluidos de transferencia de calor (tipo medio indirecto).
- El sistema tipo termoclina pueden utilizar un solo tanque, en el cual el fluido caliente es bombeado a la parte superior y el fluido frío permanece en el

inferior, entre estos dos fluidos existe una barrera desplazable con características de aislante térmico.

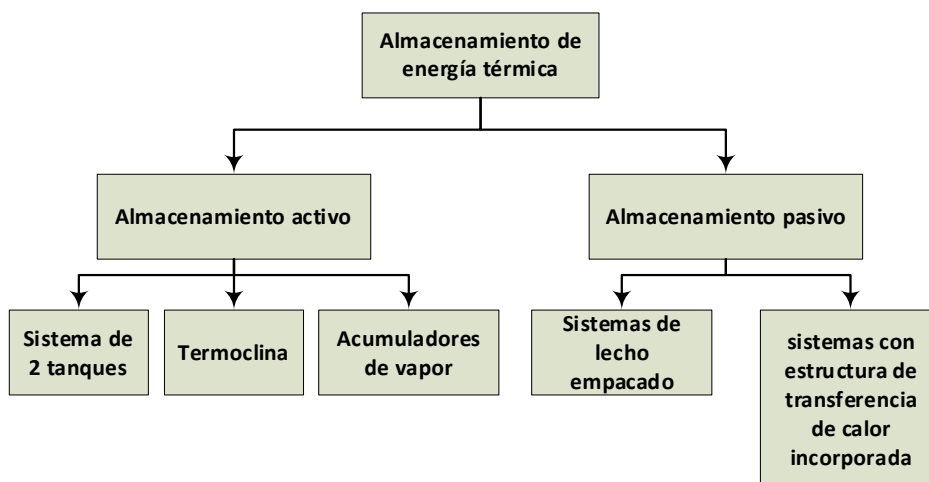


Figura 2-3: Tipos de sistemas de almacenamiento de energía térmica.

Fuente: Adaptado de (Kuravi et al., 2013)

- Los acumuladores de vapor también se utilizan para almacenamiento de energía térmica y pueden utilizar agua saturada o vapor saturado presurizado, que puede ser alimentado con vapor sobrecalentado o saturado. Por lo general son ideales para plantas CSP con almacenamiento que operan con generación directa de vapor en el sistema de captación y utilizado a la vez en el ciclo de potencia.

### 2.1.2 Sales fundidas para almacenamiento

Uno de los materiales más comunes y más utilizados para almacenamiento son las sales fundidas, principalmente las sales a base de nitrato o conocidas comúnmente como sales solares, Bradshaw & Meeker, 1990, investigaron estabilidad química de mezclas de sales ternarias a base de nitrato ( $\text{NO}_3$ )-nitrito ( $\text{NO}_2$ ) que se funden a bajas temperaturas y son estables a alta temperatura, son ideales para aplicaciones de almacenamiento de energía térmica, aunque las mezclas ternarias son menos estables que las binarias, podrían ser utilizadas para

temperaturas relativamente altas. Los distintos tipos de sales fundidas pueden variar sus propiedades termofísicas (punto de fusión, densidad, temperatura de descomposición, viscosidad, calor específico, conductividad térmica) de acuerdo a su composición, ya sea binaria, ternaria o cuaternaria. Los tipos de sales fundidas son diversas, pueden clasificarse de acuerdo a su composición, sean binarias, ternarias o cuaternarias y pueden ser a base de cloruro, a base de nitrato o nitrito, a base de fluoruro y carbonato Sohal et al. (2010), proporciona una base de datos de revisión de propiedades termodinámicas y termofísicas de distintos tipos de sales fundidas que se pueden utilizar para aplicaciones energéticas.

### **2.1.3 Sistemas de hibridación**

En algunos casos, la hibridación corresponde a una buena alternativa para reducir costos de inversión, mejorar operabilidad y rentabilidad, la cual consta de un apoyo de combustible, como el gas natural, que se combustiona en una caldera como complemento para mayor generación de energía. Algunas plantas CSP que operan bajo esta modalidad son PS10, PS20, SEGSII, etc. Aunque la fracción de participación del combustible puede estar restringida por las regulaciones medioambientales u otras.

### **2.1.4 Sistemas de conversión avanzados**

Hay diversas opciones tecnológicas para la conversión de la energía solar en energía eléctrica, como ciclos Rankine simple, Rankine supercrítico, Brayton con sCO<sub>2</sub>, entre otros. Los ciclos Brayton basados en ciclos combinados de sCO<sub>2</sub> de circuito cerrado y turbinas de gas son los de mayor atención en el desarrollo en la actualidad (Stein & Buck, 2017).

- Los ciclos combinados (CC) de conversión de energía modernos pueden alcanzar eficiencias de conversión de hasta 60% a un costo razonable de inversión, aproximadamente 50% más alta que los que se utiliza

actualmente en los sistemas CSP, por lo cual, la aplicación de sistemas de turbinas solares de gas parece muy atractiva, ya que la alta eficiencia de conversión térmica da como resultado una reducción del campo solar, el cual posee los mayores costos asociados al sistema CSP (Stein & Buck, 2017). Dos conceptos a tener en cuenta son los denominados Sistemas Solares Integrados de Ciclo Combinado (ISCCS) y los Sistemas de Almacenamiento de Ciclo de Fondo (BCSS), En el sistema BCSS ( Figura 2-4), la turbina de gas funciona en modo solar o híbrido solar, generalmente funcionando durante las horas de sol. El gas de escape caliente de la turbina alimenta el ciclo de fondo y carga un sistema de almacenamiento de temperatura media, por ejemplo, un regenerador. El ciclo de fondo se puede operar directamente desde el escape de la turbina de gas, desde el almacenamiento o en modo mixto (Agalit et al., 2015).

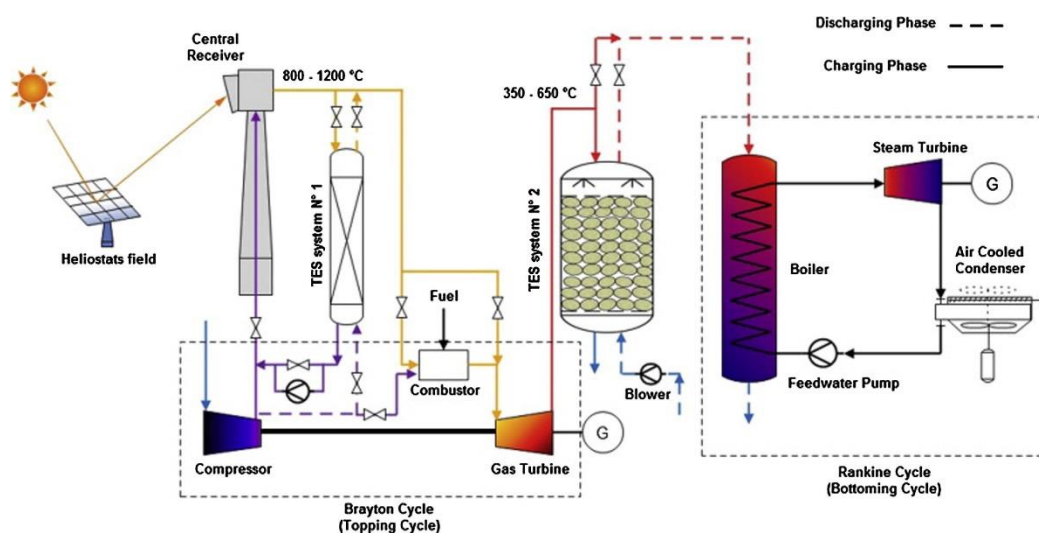


Figura 2-4: Turbina de gas con sistema de almacenamiento de ciclo de fondo.

Fuente: Tomado de (Agalit et al., 2015)

- El ciclo avanzado de potencia que actualmente recibe interés en el sector energético es el ciclo Brayton de circuito cerrado de  $s\text{CO}_2$ . El gran interés por el  $\text{CO}_2$  se atribuye a su punto crítico, que se define por una temperatura crítica ( $31.1^\circ\text{C}$ ) y una presión crítica (73.8 bar), estando cerca de las

condiciones medioambientales, esto permite que se logre el proceso de baja compresión del trabajo después del rechazo de calor hasta cerca de la temperatura ambiente. Además, el  $\text{CO}_2$  es abundante, de bajo costo, no tóxico, no inflamable y térmicamente estable a altas temperaturas, siempre que no se supere los  $2000\text{ }^\circ\text{C}$  (White et al., 2021)

Existen diversos ciclos de  $\text{sCO}_2$ , en diversas configuraciones, Dostal et al. (2004), define al ciclo Brayton de recompresión como ciclo prometededor, con características de alta eficiencia térmica. Las disposiciones de los ciclos Brayton con  $\text{sCO}_2$  pueden ser recuperativos, con recalentamiento y recompresión, tal como se muestra en la Figura 2-5.

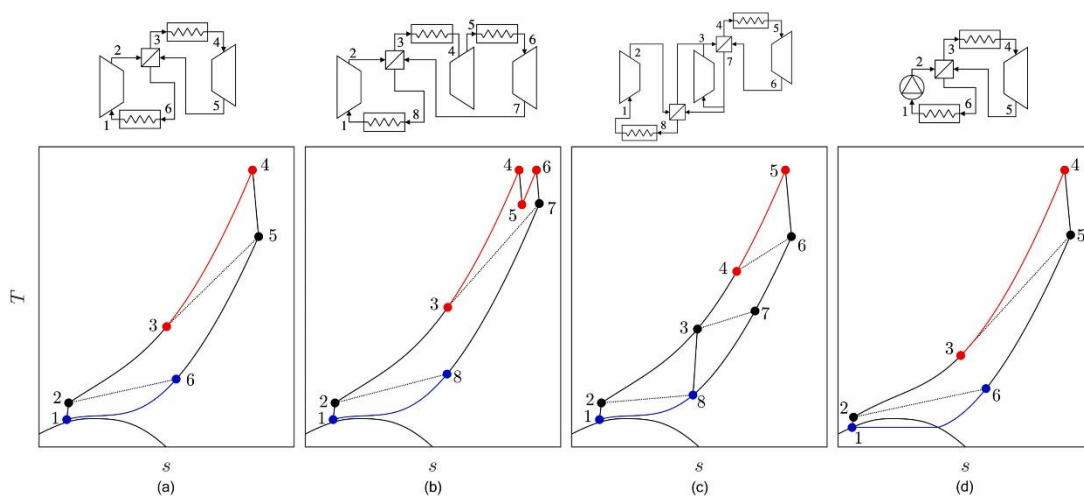


Figura 2-5: Ciclos Brayton con  $\text{sCO}_2$ : (a) supercríticos recuperativos; (b) supercrítico recalentado-recuperativo (c) recompresión supercrítica; (d) recuperativo transcrito.

Fuente: Tomado de (White, Bianchi, Chai, Tassou, & Sayma, 2021)

Uno de los principales atractivos del  $\text{sCO}_2$  es que podría proporcionar altas eficiencias para potencias más pequeñas, en el cual las turbinas a vapor no serían adecuadas, por ejemplo, para una potencia de 10 MW, puede representar un ciclo termodinámico relativamente complejo, sin embargo, se puede obtener altas eficiencias (Wright et al., 2011).



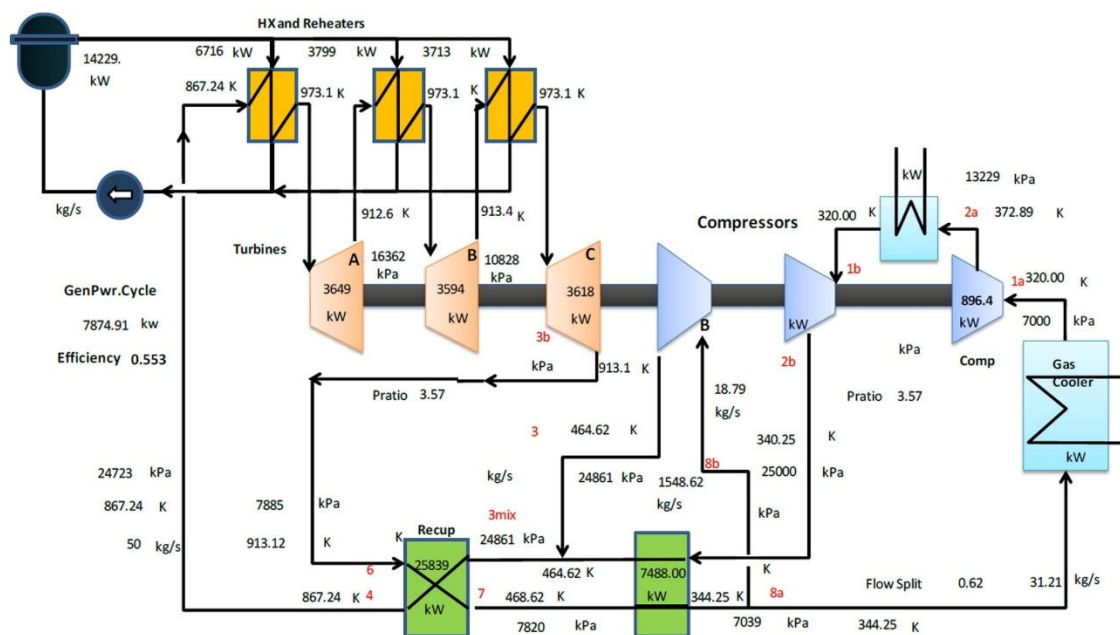


Figura 2-6: Ciclo de 10MWe sCO<sub>2</sub> diseñado para alta eficiencia, 650 °C.

Fuente: Tomado de (Wright et al., 2011)

## 2.2 Generación de energía termo solar

La energía renovable ha tenido un importante despliegue en la última década, sobre todo en el sector electricidad. En la Figura 2-7 se muestra la generación renovable en el sector electricidad y se aprecia que representó un 27.2 % en el año 2019, de lo cual la hidroelectricidad tuvo una mayor participación en el sector renovable, con 15.9 %. Solo el 0.4 % corresponde a la generación geotérmica, concentración solar y oceánica conjuntamente.

La capacidad global de generación con tecnologías CSP aún es limitada, pero creciente, en la última década ha mantenido un crecimiento constante y en 2019 la capacidad instalada alcanzó los 6.2 GW, con 600 MW de capacidad entrando en línea, extendiéndose a nuevos mercados como Francia, Israel, Kuwait, China y Sudáfrica, que instalaron nuevas plantas, sin embargo, el crecimiento sigue por debajo del promedio de la última década (24%) (REN21, 2020)

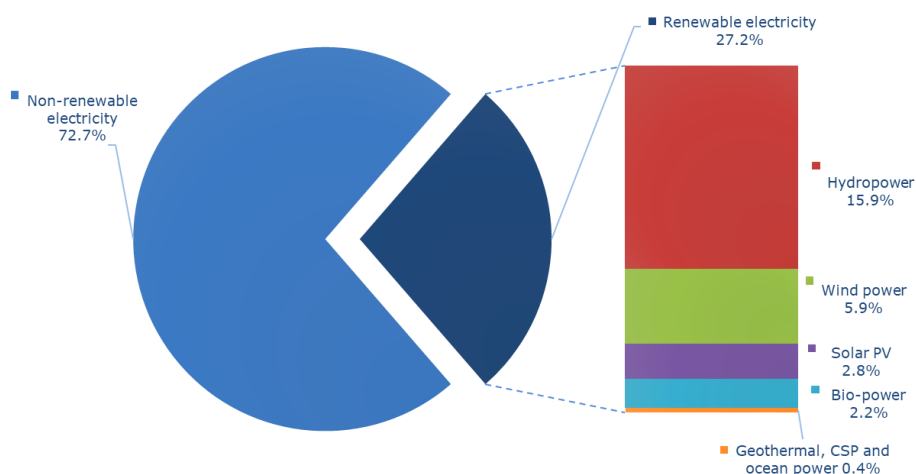


Figura 2-7: Participación de generación renovable en sector electricidad.

Fuente: Adaptado de (REN21, 2020)

Por cuarto año consecutivo entró en funcionamiento nueva capacidad CSP fuera de España y Estados Unidos (Figura 2-8), quienes son los líderes en potencia instalada a nivel global desde que la tecnología CSP inició comercialización en la década de 1980. Por primera vez la adición de capacidad representó 45%, tanto para las tecnologías CSP cilindro parabólico, como para la tecnología CSP de torre central, el 10% restante fue de tecnologías de Fresnel lineal, sin embargo, la tecnología CSP cilindro parabólico sigue liderando en capacidad instalada.

Casi el total de las plantas agregadas en 2019 incluyen almacenamiento térmico, lo cual mejora la economía de la planta y aumenta los beneficios del sistema, como proporcionar electricidad relativamente despachable y flexibilidad en la red. Al año 2019 se estimó una capacidad de 21 GWh de TES (Figura 2-9), casi en su totalidad de sales fundidas, en plantas operando en los 5 continentes (REN21, 2020).

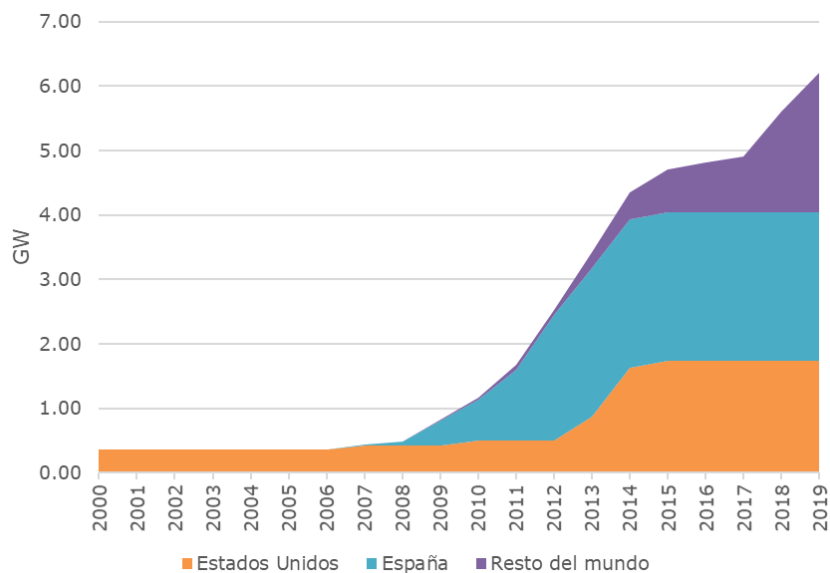


Figura 2-8: Capacidad global CSP por país y región.

Fuente: Adaptado de (REN21, 2020)

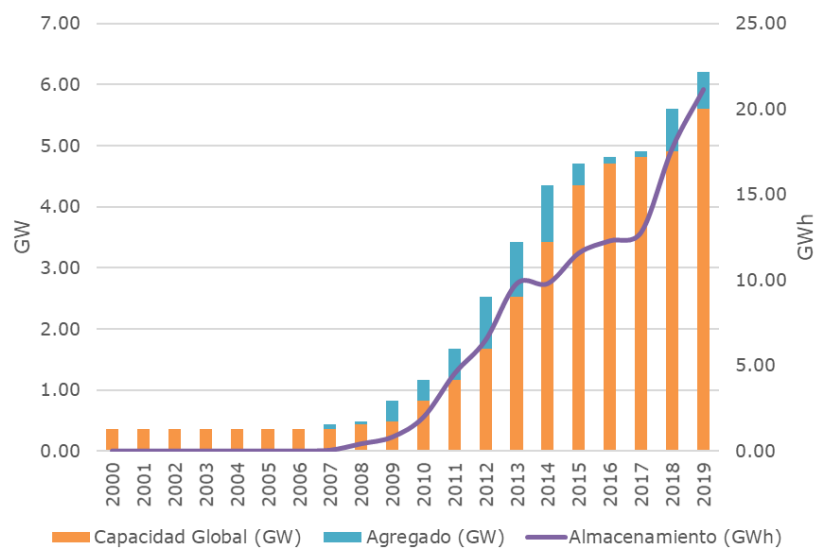


Figura 2-9: Capacidad global de almacenamiento y adición anual de energía térmica CSP.

Fuente: Adaptado de (REN21, 2020)

### 3. METODOLOGÍA

En este apartado se describe el método de obtención de datos del recurso solar para el procesamiento en el software que se utiliza, la descripción de la planta que se analiza y sus características similares a la planta CSP Cerro Dominador. También se describe los ciclos termodinámicos Brayton con  $s\text{CO}_2$  que se emplean en el modelado con el software.

Para modelar el sistema de la planta de concentración solar con sus respectivas configuraciones se utiliza el software “System Advisor Model” (Versión 2020.11.29), proporcionado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (“NREL”), que es operado por “Alliance for Sustainable Energy, LLC (Alliance)” para el Departamento de Energía de EE. UU.

La metodología (Figura 3-1) se basa inicialmente en la obtención de datos meteorológicos, para lo cual se utiliza el Explorador Solar, además de la Dirección Meteorológica de Chile - Servicios Climáticos (estación 220002), estos datos son introducidos al SAM para su análisis. En el diseño de la planta CSP se emplean parámetros y características similares a la planta CSP Cerro Dominador, en esta parte también se emplea SolarPILOT para caracterizar el campo solar, correspondiente al conjunto de heliostatos, dimensionamiento y distribución. En este estudio se analiza la planta CSP con distintos tipos de sales fundidas, empleando correlaciones de la bibliografía para estimar las variaciones de las propiedades termofísicas con la temperatura, éstas son introducidas al SAM para las simulaciones respectivas.

Se realizan las simulaciones con el software SAM, en el cual se caracteriza la planta CSP y se obtiene el desempeño anual (en el caso de emplear un ciclo Rankine de vapor, como ciclo de potencia) y la energía entregada al ciclo de potencia por parte del campo solar a través del receptor y las sales fundidas. La energía entregada al ciclo de potencia se caracteriza mediante un modelo de curvas de eficiencia de los diferentes ciclos Brayton de estudios rigurosos disponibles en la bibliografía. Posteriormente se realiza la comparación de las distintas tecnologías analizadas mediante Excel, para lo cual se utiliza la metodología del LCOE (costo nivelado de la energía), empleando la ecuación 1, además teniendo en consideración costos de capital (CAPEX) y costos operacionales (OPEX).

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^N \frac{CAPEX_i}{(1+t)^i} + \sum_{i=1}^N \frac{OPEX_i}{(1+t)^i}}{\sum_{i=4}^N \frac{Energía_i}{(1+t)^i}} \dots\dots\dots (1)$$

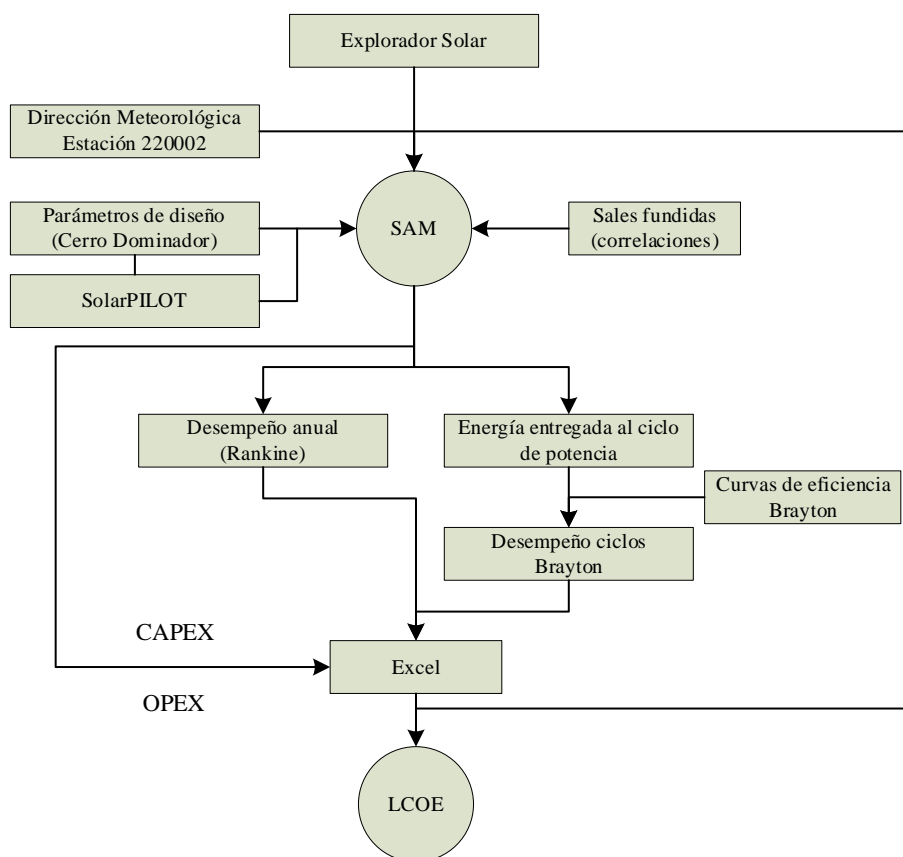


Figura 3-1: Metodología de evaluación.

### 3.1 Evaluación del recurso solar

Para la obtención de los datos se usa el explorador solar de Chile, en las coordenadas (-22.7717, -69.4794), planta Cerro Dominador, del cual se obtiene en series de tiempo, la irradiancia directa horizontal (DHI), irradiancia directa normal (DNI), irradiancia global horizontal (GHI), además de otros parámetros importantes como la temperatura de bulbo seco ( $T_{dry}$ ), velocidad del viento y dirección del viento. En el caso de la temperatura de

bulbo húmedo ( $T_{\text{dew}}$ ), el cual también es un parámetro importante para las simulaciones con el software SAM, SAM usa el método de A. T. Martinez, 1994, artículo publicado en la revista *Atmósfera*, para calcular la temperatura de bulbo húmedo ( $T_{\text{dew}}$ ) a partir de datos de temperatura de bulbo seco ( $T_{\text{dry}}$ ), presión atmosférica y humedad relativa, estos últimos se obtienen de la estación 220002 de la Dirección Meteorológica de Chile - Servicios Climáticos, ubicada en Calama con coordenadas (-22.4981, -68.8925).

En la Figura 3-2 se muestra en series de tiempo, la irradiancia directa normal (DNI), la cual se utiliza para diseños de plantas CSP, se puede observar que se mantiene constante a lo largo del año y sobre los  $1000 \text{ W/m}^2$ , también se muestra la irradiancia global y difusa. En la Figura 3-3 se muestra la irradiancia en un perfil anual promedio diario, en donde se observa un amplio rango horario de irradiancia a lo largo del día, entre  $800 \text{ W/m}^2$  y  $1000 \text{ W/m}^2$ , esto también se puede apreciar en la Figura 3-4 en donde además se nota una mayor concentración de alta irradiancia entre los meses de octubre y marzo.

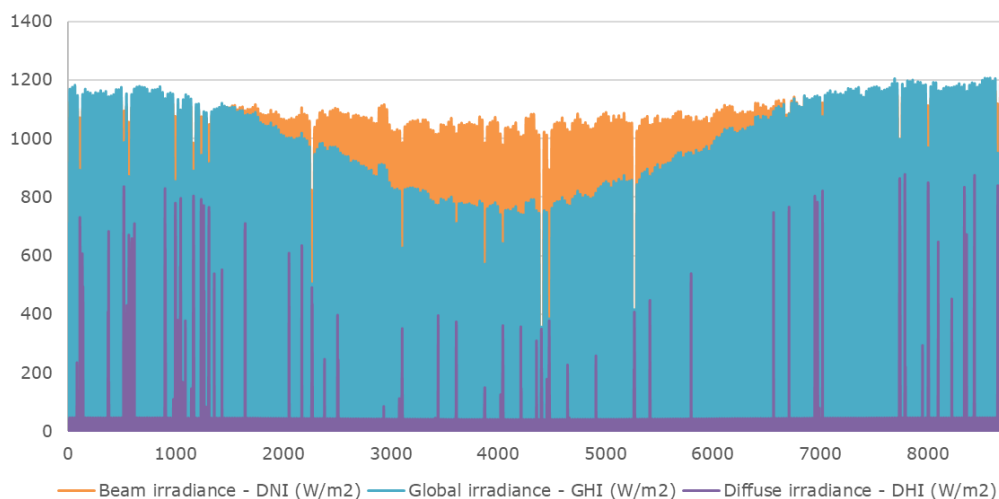


Figura 3-2: Serie de tiempo de irradiancia horaria en Cerro Dominador.

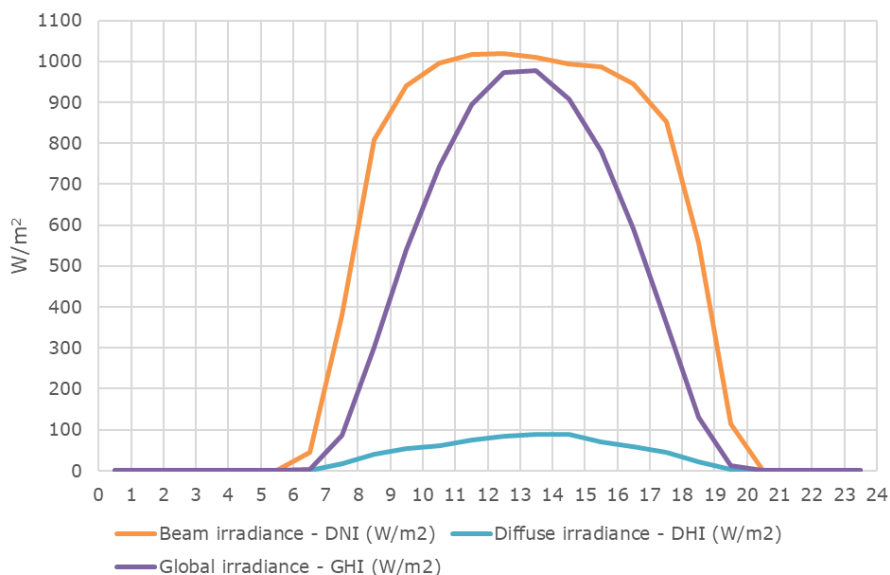


Figura 3-3: Perfil anual promedio diario de la irradiancia en Cerro Dominador.

En la Figura 3-5 se muestra la curva de duración de la irradiancia DNI, DHI y GHI. Se tiene una DNI mayor a  $900 \text{ W/m}^2$  con una duración superior a las 3000 horas al año y alrededor de 4000 horas al año para una irradiancia continua.

Un parámetro importante a considerar es el punto de diseño de la planta CSP, el cual se puede tomar de la Figura 3-6 (función de densidad de probabilidad (PDF) y función de distribución acumulativa (CDF)), para un CDF de 95% (recomendado por NREL) podría tomar valores superiores a  $950 \text{ W/m}^2$  (valor que se utiliza comúnmente para el diseño de plantas CSP), es decir aproximadamente  $1130 \text{ W/m}^2$ .

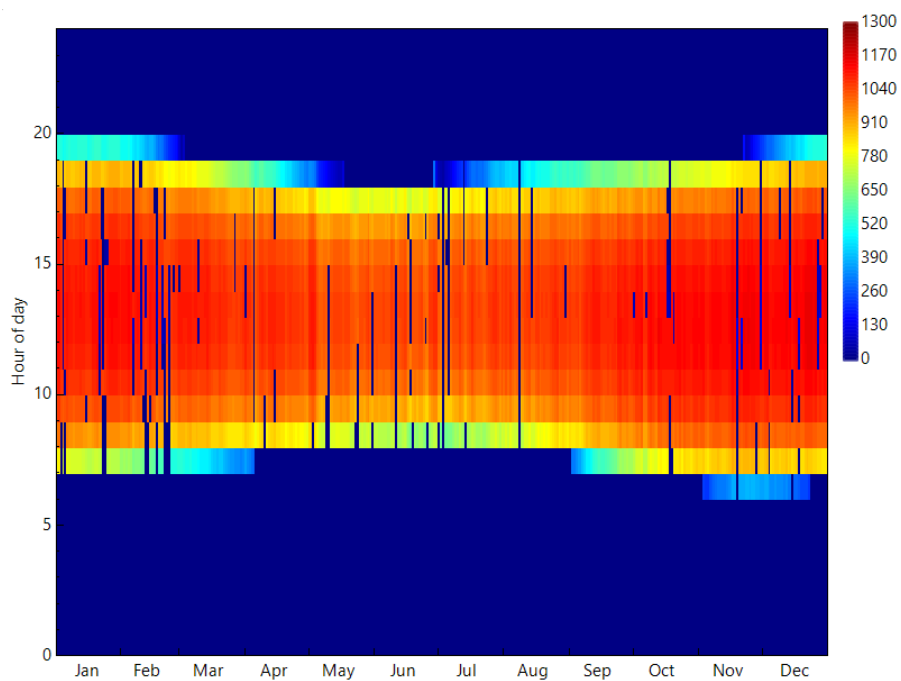


Figura 3-4: Mapa de calor de la variación de la irradiancia horaria.

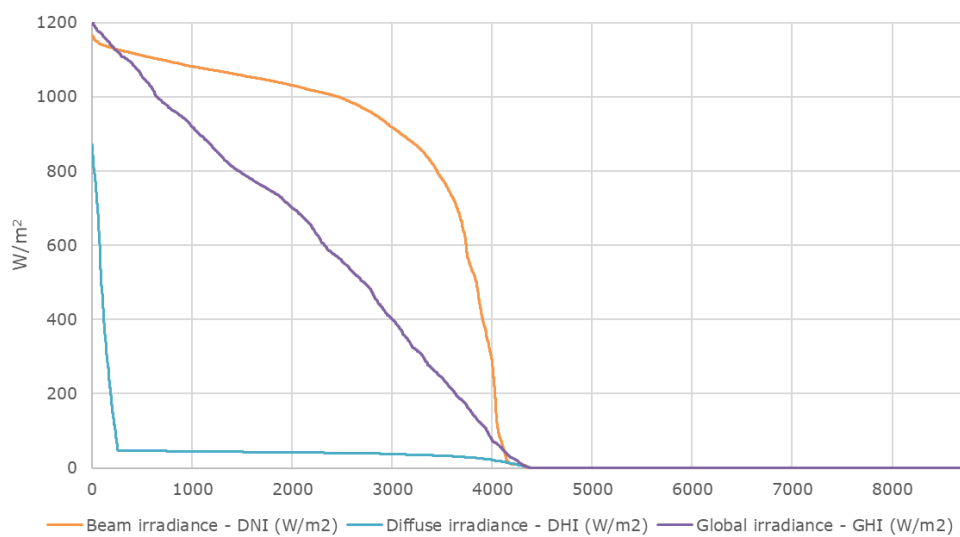


Figura 3-5: Curva de duración de irradiancia (DNI, DHI y GHI).



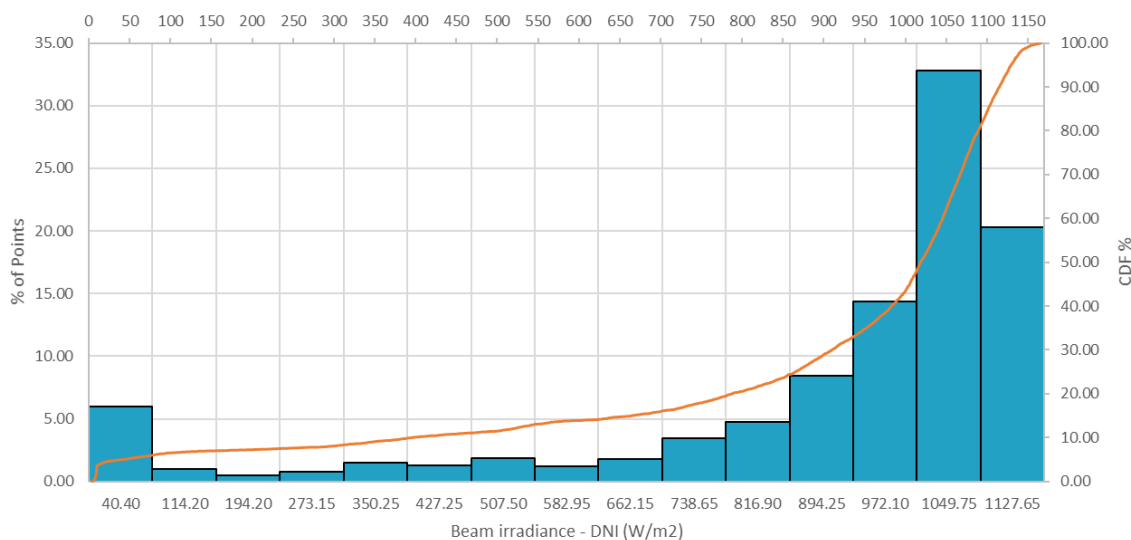


Figura 3-6: Función de densidad de probabilidad (PDF) y función de distribución acumulativa (CDF) de la DNI ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

### 3.2 Descripción de la planta CSP

La central CSP basado en STTPP (planta de energía solar térmica de torre), la que se evalúa en esta investigación, se muestra en la Figura 3-7 el esquema de funcionamiento de esta central con características similares a la planta CSP Cerro Dominador. Esta planta CSP basado en STTPP posee una torre con un receptor en la parte superior, el cual recibe la energía térmica reflejada por los heliostatos ubicados alrededor de la torre, el receptor transfiere la energía térmica al HTF (fluido de transferencia de calor), este es transportado al sistema de almacenamiento de energía térmica (TES) tipo doble tanque para almacenar el exceso de energía en las horas pico y utilizarlo en horas sin sol. El HTF intercambia calor con el fluido del ciclo de potencia en el generador vapor, el cual alimenta a la turbina de vapor para producción de energía eléctrica. El rechazo de calor del condensado se realiza mediante aercondensadores y esto puede ser algo estratégico, puesto que en las zonas donde la irradiancia es alta por lo general existen muchas limitaciones para el acceso al agua, el cual es un recurso indispensable para las plantas CSP que utilizan tecnologías de ciclos Rankine.

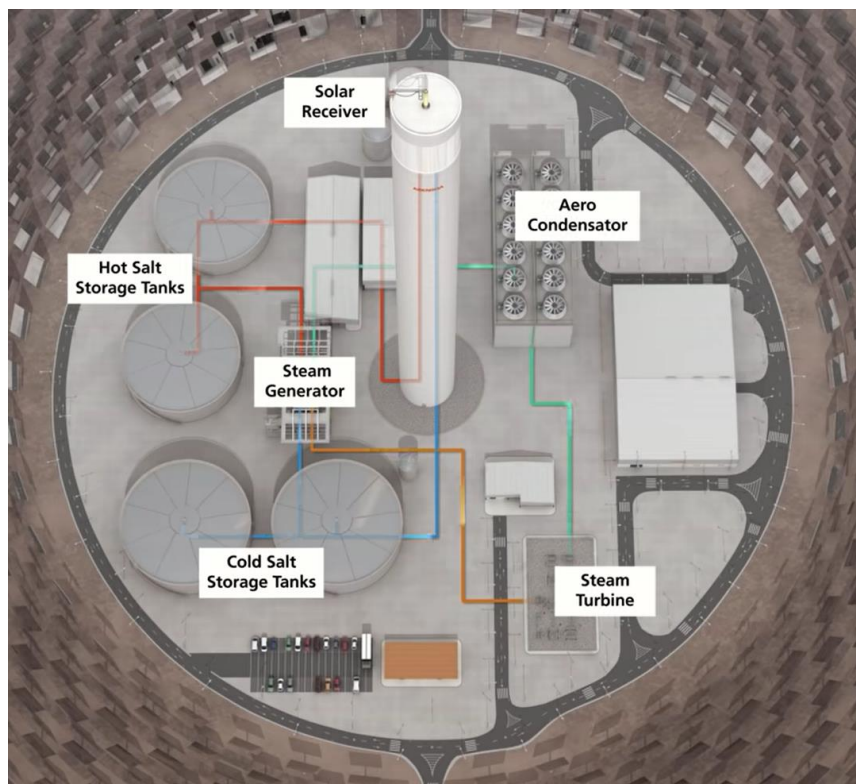


Figura 3-7: Central CSP basado STTPP similar a Cerro Dominador.

### 3.2.1 Diseño del sistema de la planta CSP

El diseño de planta se realiza con base en las características equivalentes a la planta CSP Cerro Dominador, en la Tabla 3-1 se muestra los parámetros de diseño base de la planta CSP considerada. Los parámetros geométricos se han tomado de Bravo, 2021 y National Renewable Energy Laboratory, 2021, en donde brindan características de la planta CSP Cerro Domianador, estas caracteísticas son consideras para modelar y simular el sistema CSP.

El múltiplo solar se asume el óptimo en función de las horas de almacenamiento consideradas (Mehos et al., 2015). Las temperaturas del fluido caliente y frío son relativas a la información disponible y estas pueden variar en función del tipo de HTF que se evalúa, los cuales son distintos tipos de sales fundidas.

Tabla 3-1: Parámetros de diseño de la planta CSP

Parámetro de diseño	Valor	Unidad
Punto de diseño DNI	1130	W/m <sup>2</sup>
Múltiplo solar <sup>1</sup>	2.7	-
Diseño de turbina, salida bruta	110	MW
Temperatura HTF salida	560	°C
Temperatura HTF ingreso	290	°C
Horas de almacenamiento	17.5	h
Longitud del heliostato	11.885	m
Altura del heliostato	11.885	m
Altura de la torre total	243	m
Altura del receptor	32	m
Número de heliostatos	10601	-
Diámetro del receptor	19	m

### 3.2.2 Almacenamiento de energía térmica

Para el sistema de almacenamiento de la energía térmica se evalúa un sistema de doble tanque con distintos tipos de sales fundidas, que se muestran en la Tabla 3-2, se muestra la sal solar a base de nitrato de sodio y nitrato de potasio, que por lo general se utiliza y es la más común en las centrales CSP con TES (NREL, 2017). También se evalúa la sal ternaria a base de fluoruro de litio, fluoruro de sodio y fluoruro de potasio, Sohal et al., 2010, presenta una base de datos y correlaciones de propiedades termofísicas de este tipo de sales fundidas.

Se ha escogido 3 tipos de sales fundidas a base de cloruro de distintas composiciones y propiedades termofísicas, Xu et al. (2018), estudiaron las propiedades termofísicas básicas de varias sales (principalmente NaCl-KCl-ZnCl<sub>2</sub> y NaCl-KCl-MgCl<sub>2</sub>) fundidas eutécticas para HTF y medios de almacenamiento térmico, que pueden trabajar a temperaturas límite superiores de 850 °C. (Williams, 2006) evalúa propiedades termofísicas de sales fundidas

<sup>1</sup> El múltiplo solar es el resultado de dividir la potencia térmica absorbida por el fluido en el receptor y suministrada en la base de la torre en el punto de diseño y la potencia térmica máxima requerida por el sistema de generación.

a base de cloruro, candidatas propuestas como refrigerantes en plantas nucleares de próxima generación. Villada et al. (2021), estudiaron y evaluaron la sal de  $MgCl_2$ -KCl-NaCl, seleccionado para ser un material TES/HTF debido a sus excelentes propiedades termofísicas, abundancia y bajos costos.

An et al. (2016), investigaron las propiedades físicas y térmicas de la sal fundida eutéctica  $Li_2CO_3$ - $Na_2CO_3$ - $K_2CO_3$ , parámetros importantes en el cálculo de transferencia y almacenamiento de energía y en la evaluación de seguridad de un sistema. En la Tabla 3-3 se muestra las correlaciones que se usan para la evaluación de las sales a distintas temperaturas.

Tabla 3-2: Propiedades termofísicas generales de sales fundidas para TES.

Tipo de sal	Composición en Wt (%)	Punto de fusión (°C)	Temperatura de descomposición (°C)	Calor específico (J/g-K)	Densidad (kg/L)
<b>Solar salt</b>					
NaNO <sub>3</sub> KNO <sub>3</sub>	60-40	220	570	1.52	1.7
<b>Fluorides</b>					
LiF NaF KF	29.3-11.7-59	454	>700	1.88	2.02
<b>Chlorides</b>					
ZnCl <sub>2</sub> NaCl KCl	60.6-8.1-31.3	229	>700	0.919	2.2
MgCl <sub>2</sub> KCl	37.5-62.5	426	>700	1.15	1.66
MgCl <sub>2</sub> KCl NaCl	56.5-21.3-22.2	385	>800	1.1	1.76
<b>Carbonates</b>					
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	33.4-34.5-32.1	398	658	1.61	2

Fuente: Adaptado de (NREL, 2017), (Sohal et al., 2010), (Xu et al., 2018), (Williams, 2006), (Villada et al., 2021) y (An et al., 2017)

Estos tipos de sales fundidas poseen propiedades termofísicas que varían con la temperatura, por lo cual se opta por evaluar estas variaciones con las diferentes correlaciones presentadas por diferentes autores para los distintos tipos de sales fundidas. Li et al. (2016), realizaron un estudio detallado de las propiedades térmicas y de transporte con el objetivo de desarrollar un fluido caloportador de alta temperatura ( $ZnCl_2$  NaCl KCl) de próxima generación para las tecnologías

CSP, con un rango aceptable de temperaturas de trabajo para el HTF desde menos de 250 °C hasta 800 °C.

Todas las sales fundidas, sus propiedades termofísicas y correlaciones se utilizan para modelar y simular la planta CSP.

Tabla 3-3: Correlaciones para propiedades termofísicas de sales fundidas.

<b>ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl (60.6-8.1-31.3)</b>	<b>Correlación</b>
Calor específico (kJ/kg-K)	$c_p = 0.919 + 4.178 \times 10^{-5} x(t - 290), t(^{\circ}\text{C})$
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	$\rho = 2.5417 \times 10^3 - 0.53018 x T, T(K)$
Viscosidad (Pa-s)	$\mu = 152.3679 e^{(-T/56.03143)} + 0.05994 e^{(-T/235.78682)} + 2.97 \times 10^{-3}, T(K)$
Conductividad (W/m-K)	$k = 0.437196 - 1.23007 \times 10^{-4} x T, T(K)$
<b>MgCl<sub>2</sub> KCl (37.5-62.5)</b>	
Calor específico (kJ/kg-K)	$c_p = 1.15$
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	$\rho = 2363.84 - 0.474 x T, T(K)$
Viscosidad (Pa-s)	$\mu = 1.46 \times 10^{-4} e^{(2230/T)}, T(K)$
Conductividad (W/m-K)	$k = 0.2469 + 5.025 \times 10^{-4} x T, T(K)$
<b>MgCl<sub>2</sub> KCl NaCl (56.5-21.3-22.2)</b>	
Calor específico (kJ/kg-K)	$c_p = 1.1$
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	$\rho = 1.94 - 4.2 \times 10^{-4} T, T(^{\circ}\text{C})$
Viscosidad (Pa-s)	$\mu = 27.728 e^{-0.00364T}, T(^{\circ}\text{C})$
Conductividad (W/m-K)	$k = 0.53 - 1.32 \times 10^{-4} x T, T(^{\circ}\text{C})$
<b>Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> Li<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (33.4-34.5-32.1)</b>	
Calor específico (kJ/kg-K)	$c_p = 1.377 + 0.0006926 x T, T(K)$
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	$\rho = (2.27 - 4.34 \times 10^{-4} T) \times 1000, T(^{\circ}\text{C})$
Viscosidad (Pa-s)	$\mu = 0.0650 e^{(4431.3/T)}, T(K)$
Conductividad (W/m-K)	$k = 0.336 + 2.58 \times 10^{-4} x T, T(^{\circ}\text{C})$

Fuente: Adaptado de (Li et al., 2016), (Xu et al., 2018), (Sohal et al., 2010), (Williams, 2006), (An et al., 2017) y (Villada et al., 2021)

Otro aspecto que se considera en el sistema de almacenamiento son los costos de almacenamiento de la energía térmica, los cuales se consideran como costo

unitario en \$/kWh, estos se presentan en la Tabla 3-4 para los distintos tipos de sales fundidas evaluadas. (NREL, 2017) presenta costos potenciales de sistemas TES de doble tanque para sales de alta temperatura ( $MgCl_2KCl$  y  $Na_2CO_3K_2CO_3Li_2CO_3$ ), incluyendo materiales de acero (SS347) para aislamiento del tanque caliente, reduciendo así el costo TES de 58 \$/kWh a 27 \$/kWh para  $MgCl_2KCl$  y de 66 \$/kWh a 46 \$/kWh para  $Na_2CO_3K_2CO_3Li_2CO_3$ , estos y los costos de la Tabla 3-4 se usan para el modelamiento de la planta.

Tabla 3-4: Costos de almacenamiento de energía térmica.

Sal Fundida	composición en wt. %	Precio (\$/kg)	Costo TES (\$/kWh)
$NaNO_3 KNO_3$	60-40	0.70	22.00
$LiF NaF KF$	29.3-11.7-59	2.50	47.52
$ZnCl_2 NaCl KCl$	60.6-8.1-31.3	0.70	16.75
$MgCl_2 KCl$	37.5-62.5	0.35	27.00
$Na_2CO_3 K_2CO_3 Li_2CO_3$	33.4-34.5-32.1	2.25	73.52
$MgCl_2 KCl NaCl$	56.5-21.3-22.2	0.33	65.30

Fuente: Adaptado de (Zhuang et al., 2019), (NREL, 2017), (Mohan, 2018) y (Hernández et al., 2020)

### 3.2.3 Ciclo de potencia de la central CSP

Se utilizan distintos ciclos de potencia en la simulación de la planta CSP, inicialmente se considera un ciclo Rankine con recalentamiento, que es el caso por defecto que utiliza el software SAM, y utiliza una curva de eficiencia definida del ciclo Rankine en función de la temperatura del HTF entregado al ciclo de potencia. Se evalúan distintos casos de ciclos de potencia Brayton con  $sCO_2$  en sus distintas configuraciones. Estas configuraciones se muestran en la Figura 3-8 hasta la Figura 3-11, configuración simple (S) con recalentamiento, configuración de recompresión con recalentamiento (RC), configuración con enfriamiento parcial (PC) y configuración con inter enfriamiento parcial respectivamente (MC).

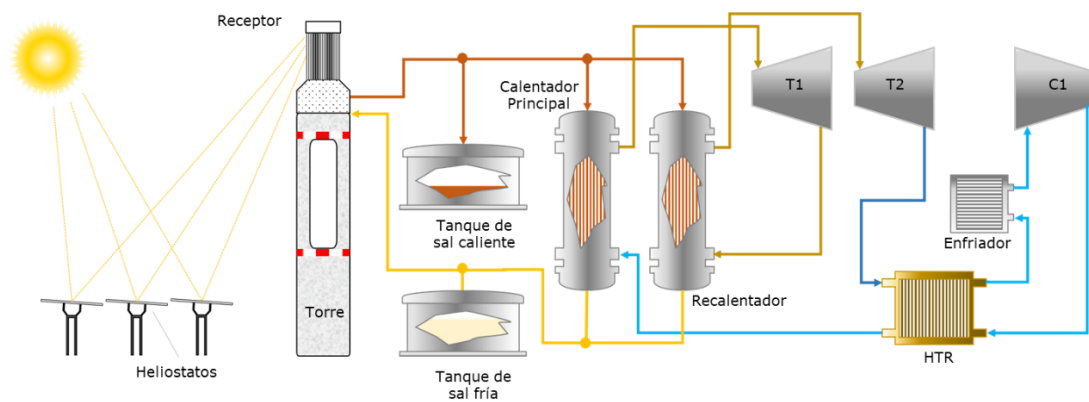


Figura 3-8: Ciclo Brayton configuración simple con recalentamiento.

Fuente: Adaptado de (Guo et al., 2019)

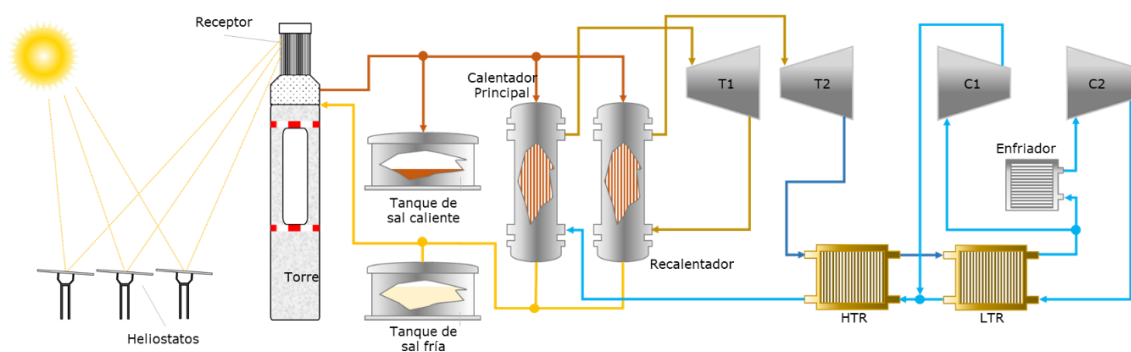


Figura 3-9: Ciclo Brayton configuración RC (recompresión) con recalentamiento.

Fuente: Adaptado de (Guo et al., 2019)

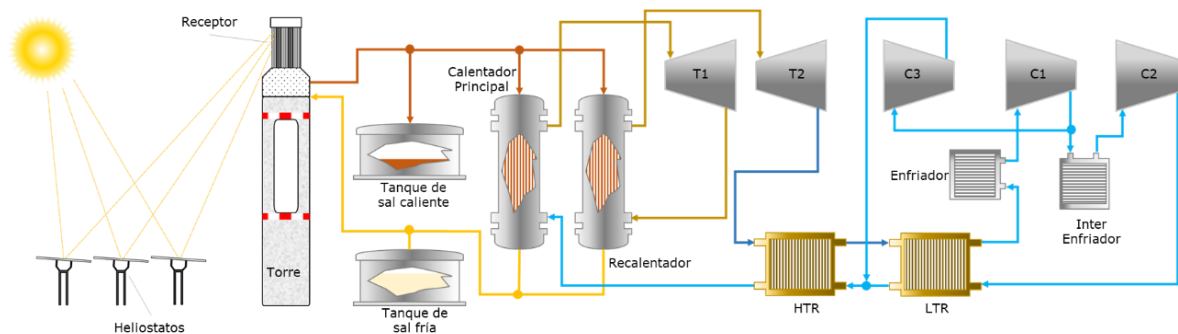


Figura 3-10: Ciclo Brayton configuración PC (enfriamiento parcial) con recalentamiento.

Fuente: Adaptado de (Guo et al., 2019)

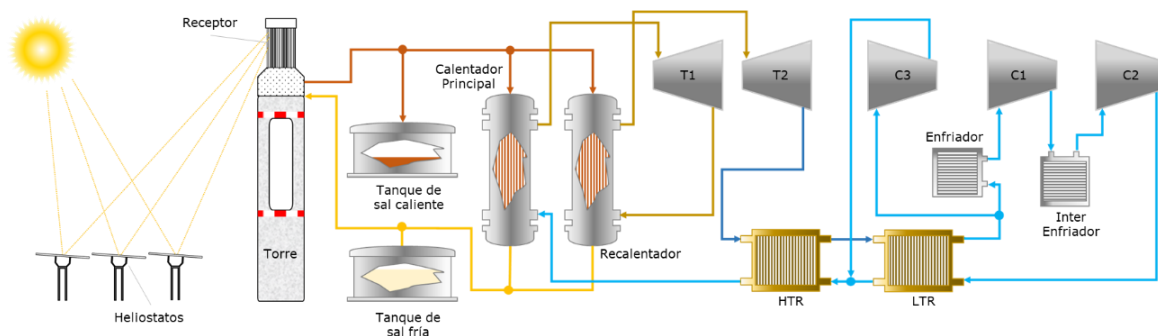


Figura 3-11: Ciclo Brayton configuración MC (Inter enfriamiento parcial) con recalentamiento.

Fuente: Adaptado de (Guo et al., 2019)

Todas las configuraciones del ciclo Brayton son analizadas de acuerdo a la metodología que SAM utiliza para la caracterización de la producción energética en el ciclo Rankine, es decir utiliza una curva de eficiencia preestablecida en función de la temperatura del HTF que ingresa al ciclo de potencia. Se utiliza el modelo de Wang et al. (2018), quien realiza comparaciones de las distintas configuraciones del ciclo Brayton con  $s\text{CO}_2$  y presenta curvas de eficiencia térmica de los ciclos en función de la temperatura del HTF o sal fundida entregada al ciclo de potencia, según la Figura 3-12.



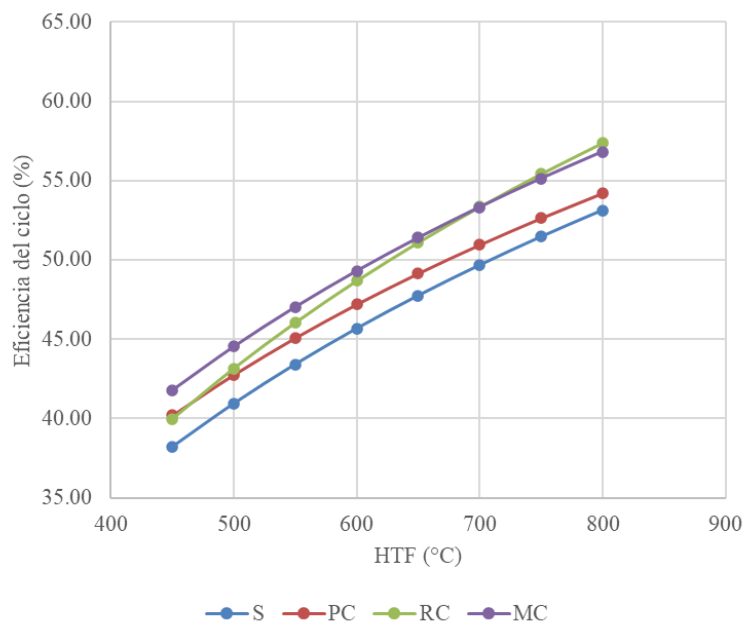


Figura 3-12: Efecto de la sal caliente sobre la eficiencia del ciclo Brayton.

Fuente: Adaptado de (Wang et al., 2018)

### 3.2.3 Enfoque económico

En el enfoque económico se analiza la planta CSP para una vida útil de 30 años, considerando además una tasa de descuento de 7%, tasa utilizada por Hernández et al. (2020), en plantas CPS ST en Chile. Para los costos de componentes del sistema de la planta CSP ST, tales como torre, receptor y otros, se toma en cuenta rigurosos estudios desarrollados por (NREL, 2017) y (Alsagri et al., 2019), éstos se muestran en la Tabla 3-5, además se toma un costo específico de 122 \$/m<sup>2</sup> para el campo de heliostatos, adecuación del terreno de 5 \$/m<sup>2</sup> y BOP de 200 \$/kWe. En OPEX se considera 66 \$/kW-año como costo fijo O&M y 3.5 \$/MWh como costo variable de O&M. También se asigna una tasa anual de degradación AC<sup>2</sup> de 0.5 %.

El costo específico relacionado al ciclo de potencia se considera 685 \$/kWe para la tecnología Rankine de vapor de acuerdo a Hernández et al. (2020)

<sup>2</sup> Degradación de la producción energética neta por año.

Tabla 3-5: CAPEX y OPEX para la planta CSP ST.

<b>Parámetros</b>	
Vida útil	30 años
Tasa de descuento real	7 %
Contingencias	5 %
<b>Componente</b>	<b>Costo</b>
Campo de heliostatos	122 \$/m <sup>2</sup>
Costo adecuación de terreno	5 \$/m <sup>2</sup>
Torre	16,083,845.00 \$
Receptor	39,557,896.00 \$
Costos indirectos	97,400,792.00 \$
Tasa anual de degradación AC	0.5 %
BOP <sup>3</sup>	200 \$/kWe
Costo variable O&M	3.5 \$/MWh
Costo fijo O&M	66 \$/kW-año

Fuente: Adaptado de (NREL, 2017), (Alsagri et al., 2019), (Hernández et al., 2020) y (Gallardo, 2017)

<sup>3</sup> Balance de planta, corresponde a equipos auxiliares.

#### 4. RESULTADOS

Se realizó el modelado de la planta, en primer lugar, el campo solar, el campo de los heliostatos, el cual se realizó con el software SolarPILOT. Se obtuvo la distribución de las coordenadas de los heliostatos del campo solar de la planta CSP ST y se muestra en la Figura 4-1. Se calculó 10,601 heliostatos, los que se distribuyen en un radio de 1.5 km y con una eficiencia global promedio de los heliostatos de 63.8 %, eficiencia máxima de 84.2 % y eficiencia mínima de 38.6 %. Se obtuvo una potencia incidente al campo solar de 1,379.75 MW en promedio, los heliostatos o espejos de 11.885 m x 11.885 m entregan al receptor 827.9 MW en promedio.

El modelado del sistema del receptor de 32 m de altura y 19 m de diámetro se representó en un mapa de calor en la Figura 4-2, en donde se aprecia la distribución de la potencia incidente sobre la superficie del receptor central de la planta CSP ST. Se puede observar una distribución homogénea de la irradiancia absorbida por parte del receptor, con una media de 461.1 kW/m<sup>2</sup>, una irradiancia máxima de 609.7 kW/m<sup>2</sup> y mínima de 81.2 kW/m<sup>2</sup>.

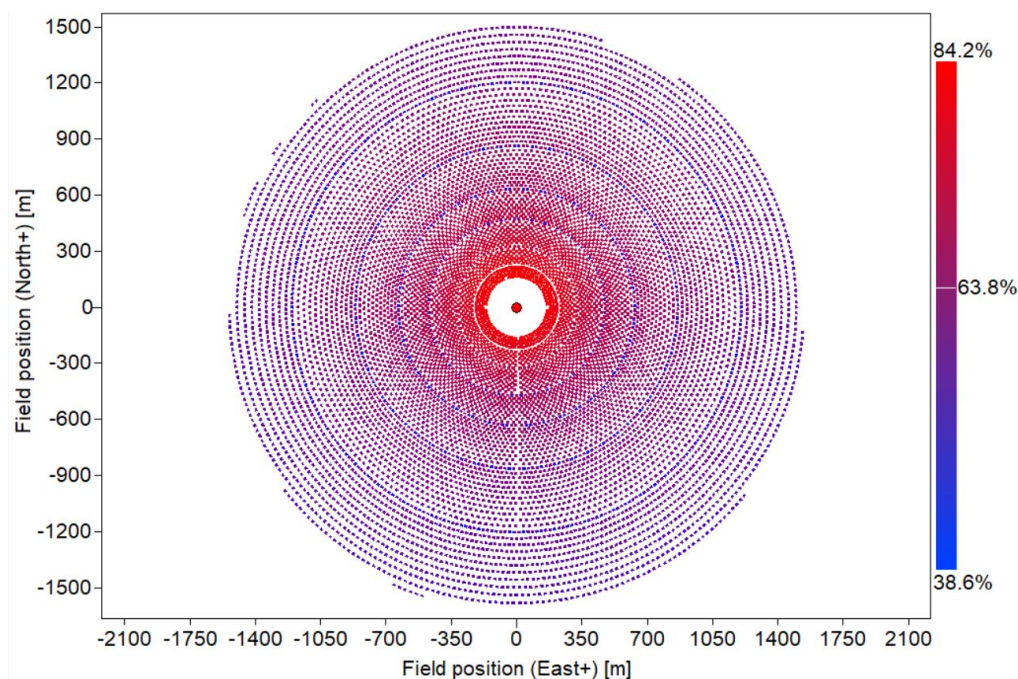


Figura 4-1: Distribución de coordenadas del campo de heliostatos de la planta CSP.

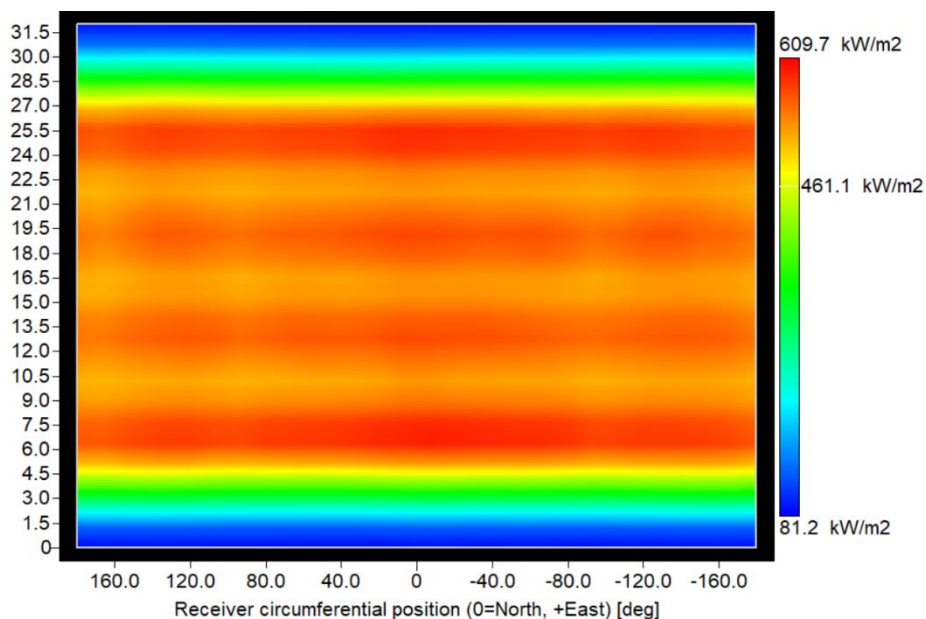


Figura 4-2: Mapa de calor de la potencia promedio incidente sobre la superficie del receptor.

#### 4.1 Producción de energía

Se realizó simulaciones en SAM de las distintas sales fundidas para HTF, teniendo en cuenta sus características termofísicas, límites de temperatura y las correlaciones descritas en la metodología. Se muestra en la Figura 4-3 la energía anual producida por la planta CSP ST para las distintas sales fundidas, considerando como ciclo de potencia al ciclo Rankine de vapor. Se aprecia una mayor producción energética utilizando la sal fundida binaria de  $\text{NaNO}_3$   $\text{KNO}_3$  como HTF, obteniéndose 860.9 GWh/año para una temperatura máxima de 570 °C, convirtiéndola en ideal para el ciclo Rankine. Por otra parte, con la sal fundida ternaria  $\text{LiF}$   $\text{NaF}$   $\text{KF}$  a la temperatura de 700 °C se obtiene 858.1 GWh/año, con la sal fundida ternaria  $\text{Na}_2\text{CO}_3$   $\text{K}_2\text{CO}_3$   $\text{Li}_2\text{CO}_3$  se obtiene 855.2 GWh/año a una temperatura máxima de 660 °C. Con las sales fundidas de  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$  se obtiene una producción menor, 780.4 GWh/año y 805.1 GWh/año respectivamente a una máxima temperatura de 700 °C, éstas sales, además de la sal fundida ternaria  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$   $\text{NaCl}$  (con rango de temperaturas de operación de 570 °C y 800 °C), son más eficientes en altas temperaturas, por lo que necesitan ciclos avanzados de alta temperatura.

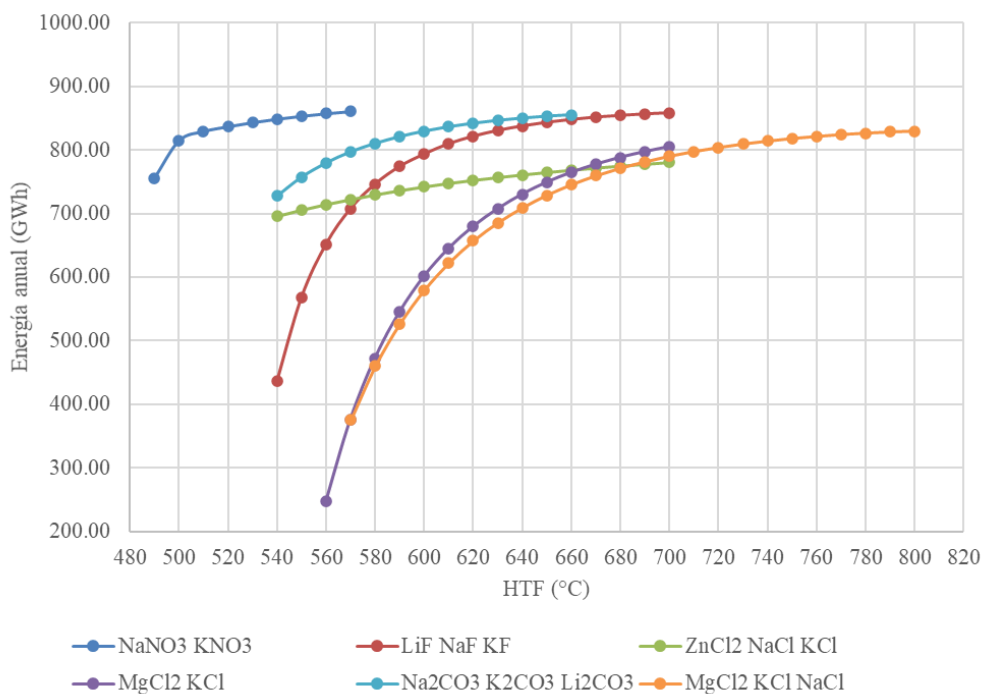


Figura 4-3: Producción de energía anual con ciclo Rankine para distintos de HTF.

Se caracterizó la producción energética anual de la planta CSP para el ciclo Rankine y las distintas configuraciones del ciclo Brayton. En el caso de la sal fundida de LiF NaF KF en la Figura 4-4, se observa una mayor producción por parte de los ciclos termodinámicos Brayton en comparación con el ciclo Rankine, sobre todo a altas temperaturas de esta sal fundida, 1,115.9 GWh/año a 700 °C para el ciclo simple, 1,144.6 GWh/año a 700 °C para el ciclo con enfriamiento parcial, 1,197.8 GWh/año a 700 °C para el ciclo con recompresión y 1,197.8 GWh/año a 700 °C para el ciclo con inter-enfriamiento. En la sal fundida ternaria  $MgCl_2$  KCl NaCl, Figura 4-5, se muestra una máxima producción energética de 1,271.8 GWh/año a 800 °C con el ciclo de recompresión, con el ciclo de inter-enfriamiento se alcanza una producción máxima de 1,259.8 GWh/año a 800 °C y con el ciclo de enfriamiento parcial 1,201.9 GWh/año a 800 °C. Con la sal fundida binaria  $MgCl_2$  KCl, Figura 4-6, se obtiene una menor producción energética en comparación con las sales anteriores, sin embargo, se obtiene 1,160 GWh/año a 700 °C, tanto con el ciclo de recompresión como con el ciclo de inter-enfriamiento.

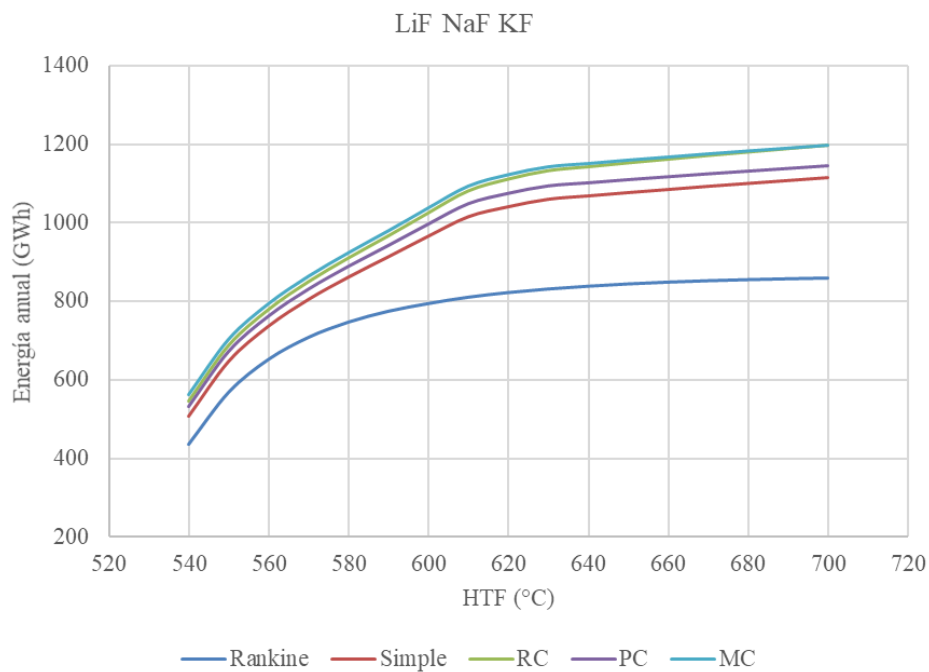


Figura 4-4: Producción de energía anual con HTF LiF NaF KF.

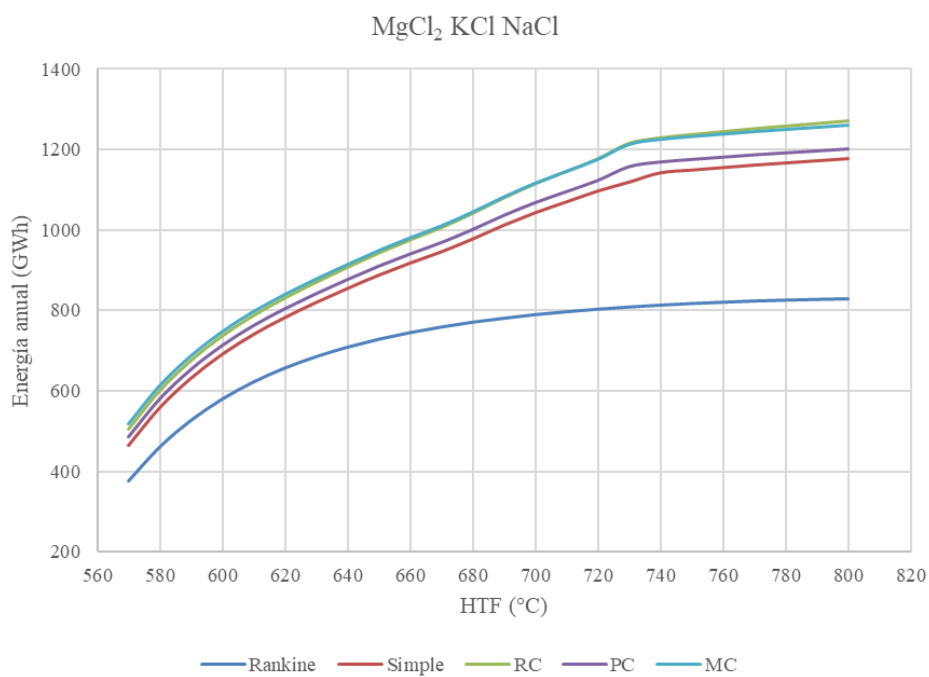


Figura 4-5: Producción de energía anual con HTF MgCl<sub>2</sub> KCl NaCl.

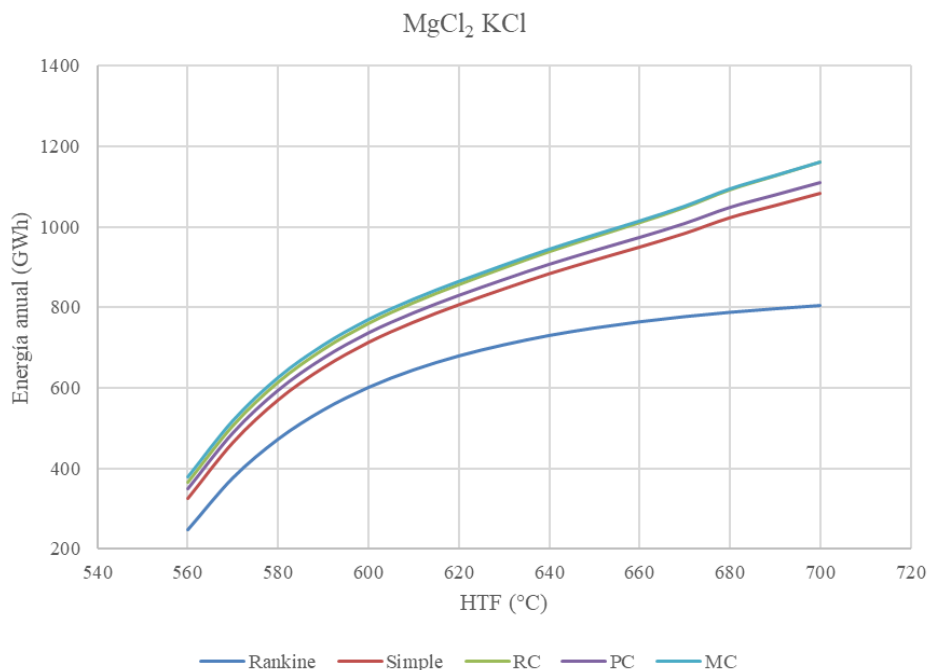


Figura 4-6: Producción de energía anual con HTF MgCl<sub>2</sub> KCl.

En la Figura 4-7 se muestra la producción de energía anual considerando a la sal fundida Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> Li<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> como HTF, obteniéndose con el ciclo con inter-enfriamiento 1,165 GWh/año a una máxima temperatura de 660 °C, con los demás ciclos se obtiene una menor producción energética, 1,160 GWh/año con recompresión, 1,114 GWh/año con enfriamiento parcial y 1,083 GWh/año con ciclo simple, todos a la máxima temperatura de 660 °C para este tipo de sal fundida. Con la sal fundida de NaNO<sub>3</sub> KNO<sub>3</sub> que se muestra en la Figura 4-8, se obtiene una producción de energía anual máxima de 1,097 GWh/año con el ciclo de inter-enfriamiento a una temperatura máxima de la sal de 570 °C, para los demás ciclos termodinámicos se obtiene una menor producción anual, 1,078 GWh/año para el ciclo con recompresión, 1,052 GWh/año para el ciclo con enfriamiento parcial, 1,015 GWh/año con el ciclo simple y 861 1,015 GWh/año con el ciclo Rankine, todos evaluados a una temperatura máxima de la sal de 570 °C. Finalmente en el caso de la sal fundida ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl que se muestra en la Figura 4-9 se obtiene una mayor producción de energía con los ciclos de recompresión e inter-enfriamiento, llegando a 1,220 GWh/año a la máxima temperatura de la sal de 700 °C.

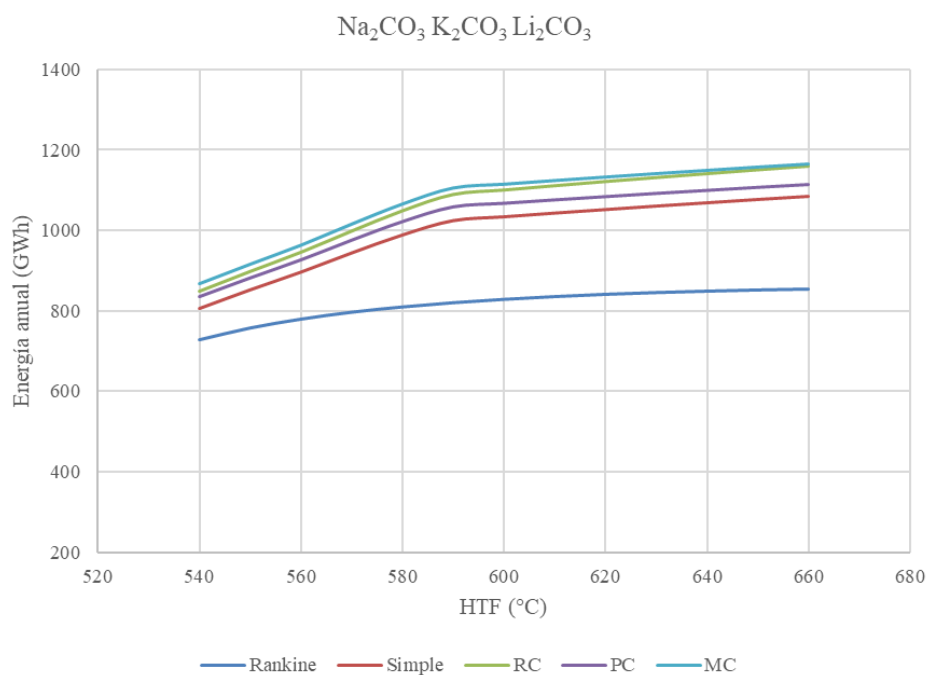


Figura 4-7: Producción de energía anual con HTF  $\text{Na}_2\text{CO}_3 \text{ K}_2\text{CO}_3 \text{ Li}_2\text{CO}_3$ .

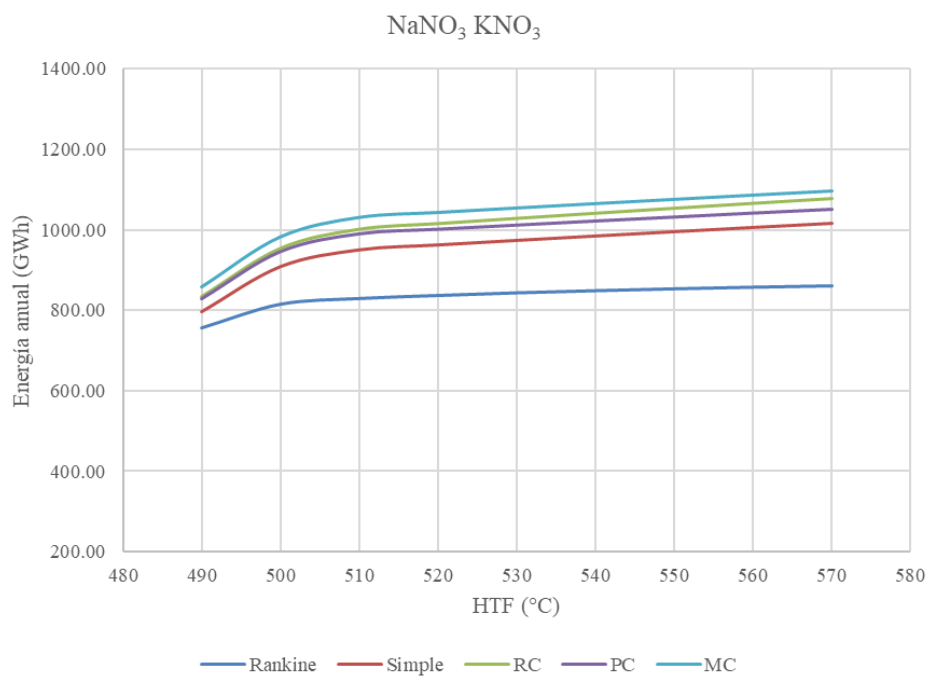


Figura 4-8: Producción de energía anual con HTF  $\text{NaNO}_3 \text{ KNO}_3$ .



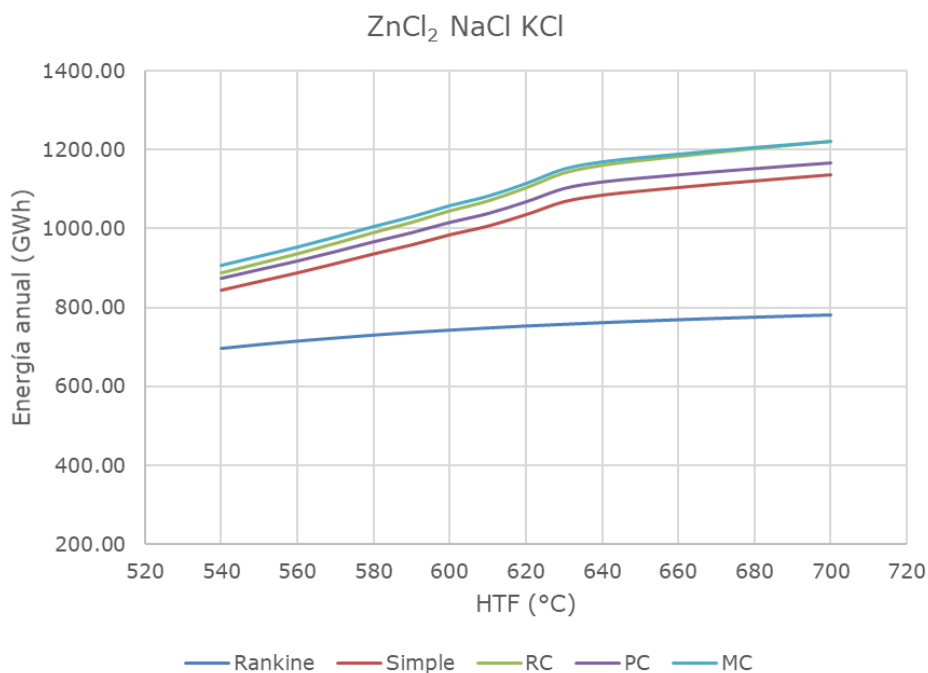


Figura 4-9: Producción de energía anual con HTF ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl.

#### 4.1 Costo nivelado de la energía (LCOE)

Para el cálculo del costo nivelado de la energía se consideró un costo específico base del bloque de potencia del ciclo Rankine de 685 \$/kWe y se evaluó para 4 diferentes escenarios, diferentes porcentajes sobre el costo base (+15%, +25%, +50% y +100%), el costo específico del bloque de potencia del ciclo Simple, RC, PC y MC.

##### 4.1.1 Ciclo de potencia Simple

Para el ciclo simple, la variación del LCOE con la temperatura del HTF y para las diferentes sales fundidas se muestra en la Figura 4-10, además para diferentes porcentajes sobre el costo base del bloque de potencia se compara con el ciclo Rankine (con sal fundida NaNO<sub>3</sub> KNO<sub>3</sub>). Con +15% se tiene un menor LCOE, en comparación con el ciclo Rankine (79.9 \$/MWh), con las sales LiF NaF KF, ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl y MgCl<sub>2</sub> KCl para temperaturas de operación del HTF mayores a 620 °C, 540 °C y 640 °C respectivamente. Para

+100% aún se tiene a las sales fundidas  $ZnCl_2$   $NaCl$   $KCl$  y  $MgCl_2$   $KCl$  con menor LCOE para temperaturas de operación mayores a  $590\text{ }^\circ\text{C}$  y  $680\text{ }^\circ\text{C}$  respectivamente. En la Figura 4-11 se muestra la variación del LCOE a máxima temperatura de operación del HTF del ciclo Simple con el porcentaje sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine. Tomando en consideración que el costo específico del ciclo de potencia Brayton simple sobrepase al ciclo Rankine, con las sales fundidas de  $Na_2CO_3$   $K_2CO_3$   $Li_2CO_3$  y  $MgCl_2$   $KCl$   $NaCl$  se sobrepasa el LCOE con ciclo Rankine ( $79.9\text{ } \$/\text{MWh}$ ). Con la sal fundida de  $LiF$   $NaF$   $KF$  el LCOE con ciclo simple toma valores menores al del ciclo Rankine, siempre que el costo del ciclo de potencia del ciclo Brayton simple no sea superior sobre  $47\%$  más que el ciclo Rankine. Con las sales fundidas  $ZnCl_2$   $NaCl$   $KCl$  y  $MgCl_2$   $KCl$  se obtiene un menor LCOE aún si el costo del ciclo es  $100\%$  más que el ciclo Rankine.

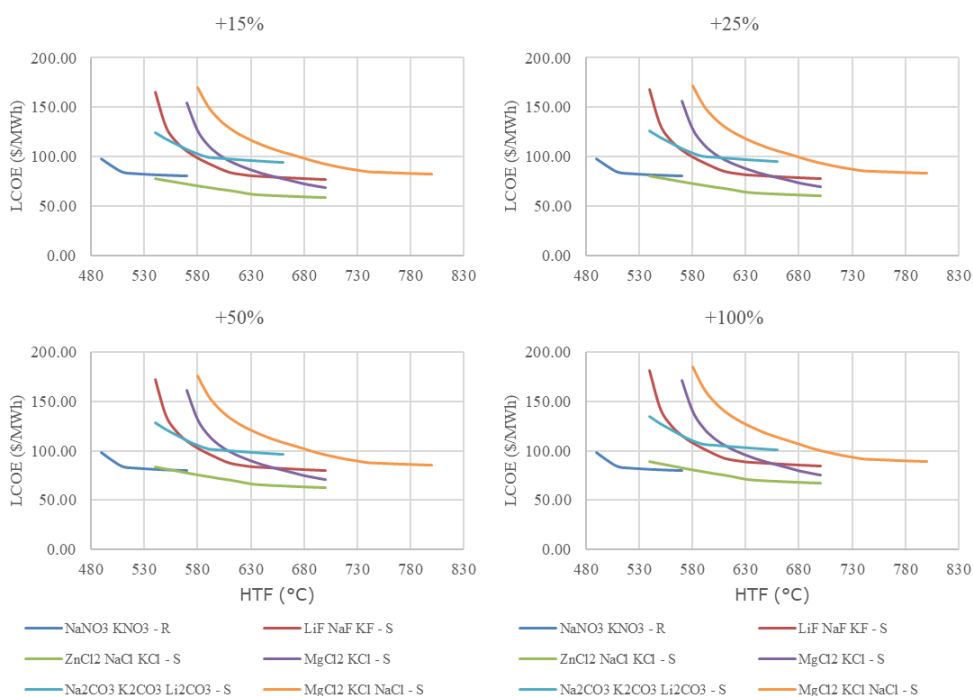


Figura 4-10: LCOE del ciclo Simple para +15, +25, +50% y +100% sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine.

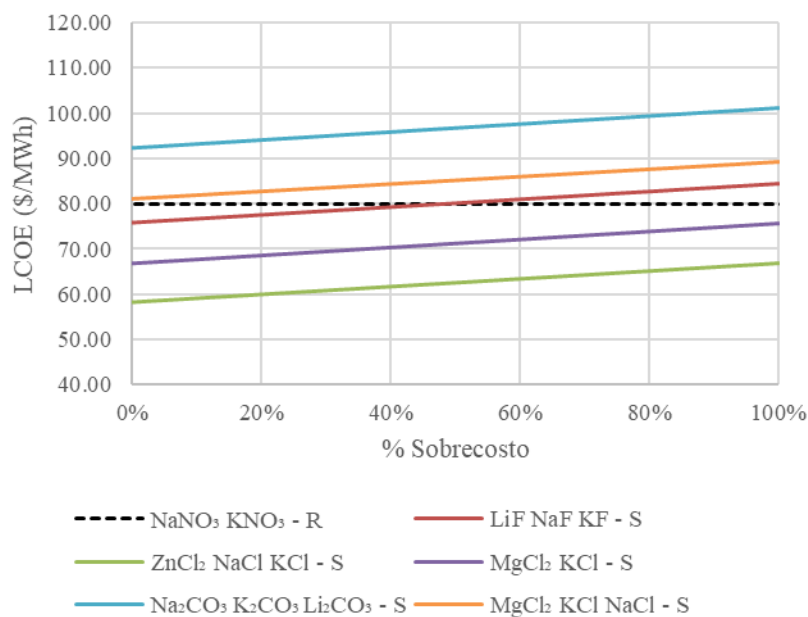


Figura 4-11: Variación del LCOE a máxima temperatura del HTF del ciclo Simple con el porcentaje sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine.

#### 4.1.2 Ciclo de potencia con recompresión (RC)

En el ciclo de potencia con recompresión también se realiza la comparación con el ciclo Rankine (con sal  $\text{NaNO}_3 \text{KNO}_3$ ), en el escenario del costo del ciclo RC de 15% más sobre el costo del ciclo Rankine, las sales fundidas de  $\text{LiF NaF KF}$ ,  $\text{ZnCl}_2 \text{NaCl KCl}$ ,  $\text{MgCl}_2 \text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2 \text{KCl NaCl}$  alcanzan un LCOE menor al ciclo Rankine (79.9 \$/MWh) para temperaturas de operación del HTF mayores a 610 °C, 540 °C, 640 °C y 730 °C respectivamente, según la Figura 4-12. En el escenario de 100 % más sobre el costo del ciclo Rankine se observa que las sales fundidas de  $\text{LiF NaF KF}$ ,  $\text{ZnCl}_2 \text{NaCl KCl}$  y  $\text{MgCl}_2 \text{KCl}$  alcanzan un LCOE mínimo de 78.9 \$/MWh, 62.58 \$/MWh y 70.86 \$/MWh respectivamente a una máxima temperatura de operación de 700 °C. En la Figura 4-13 se muestra la variación del LCOE a máxima temperatura del HTF con ciclo de potencia RC y se alcanza un mínimo LCOE con las sales de  $\text{ZnCl}_2 \text{NaCl KCl}$  y  $\text{MgCl}_2 \text{KCl}$ , de 54.4 \$/MWh y 62.6 \$/MWh respectivamente asumiendo costos de los ciclos Rankine y RC iguales.

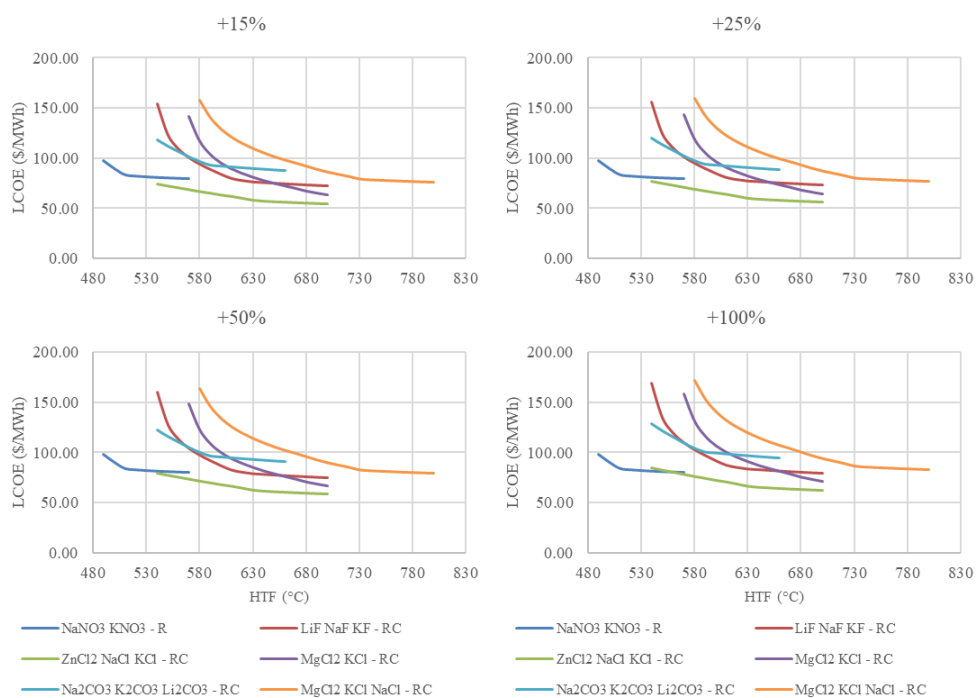


Figura 4-12: LCOE del ciclo RC para +15, +25, +50% y +100% sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine.

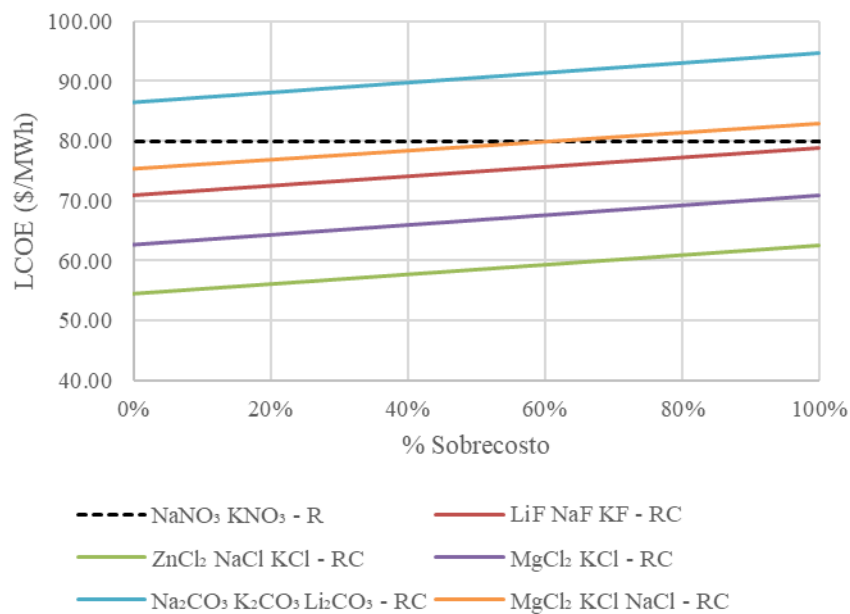


Figura 4-13: Variación del LCOE a máxima temperatura del HTF del ciclo RC con el porcentaje sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine.

### 4.1.3 Ciclo de potencia con enfriamiento parcial (PC)

En el ciclo de potencia con enfriamiento parcial también se realiza la comparación con el ciclo Rankine (con sal  $\text{NaNO}_3$   $\text{KNO}_3$ ), en el escenario del costo del ciclo PC de 15% más, se obtiene un menor LCOE con las sales fundidas de  $\text{LiF}$   $\text{NaF}$   $\text{KF}$ ,  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$  a temperaturas de operación superiores a  $630^\circ\text{C}$ ,  $540^\circ\text{C}$  y  $650^\circ\text{C}$  respectivamente, según la Figura 4-14. En el escenario de 100% más, el ciclo PC con las sales fundidas de  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$  se alcanza menores LCOE que el ciclo Rankine a temperaturas del HTF mayores a  $580^\circ\text{C}$  y  $680^\circ\text{C}$  respectivamente. En la Figura 4-15 se muestra la variación del LCOE a máxima temperatura del HTF con ciclo de potencia PC y se alcanza un mínimo LCOE con las sales de  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$ , de  $65.3$   $\$/\text{MWh}$  y  $73.9$   $\$/\text{MWh}$  respectivamente, asumiendo iguales costos de los ciclos Rankine y PC.

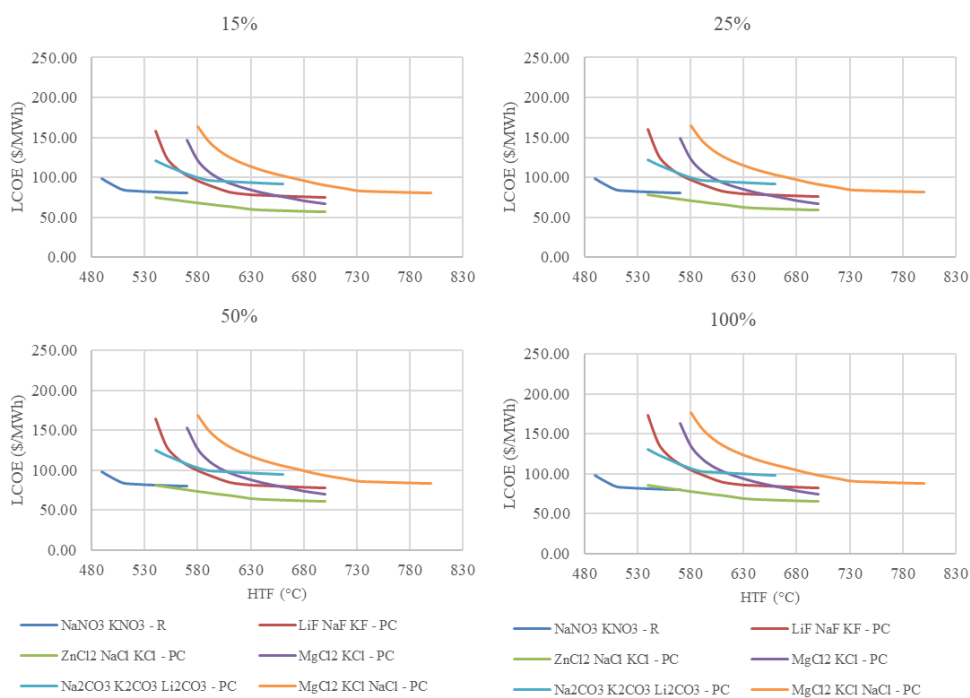


Figura 4-14: LCOE del ciclo PC para +15, +25, +50% y +100% sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine.

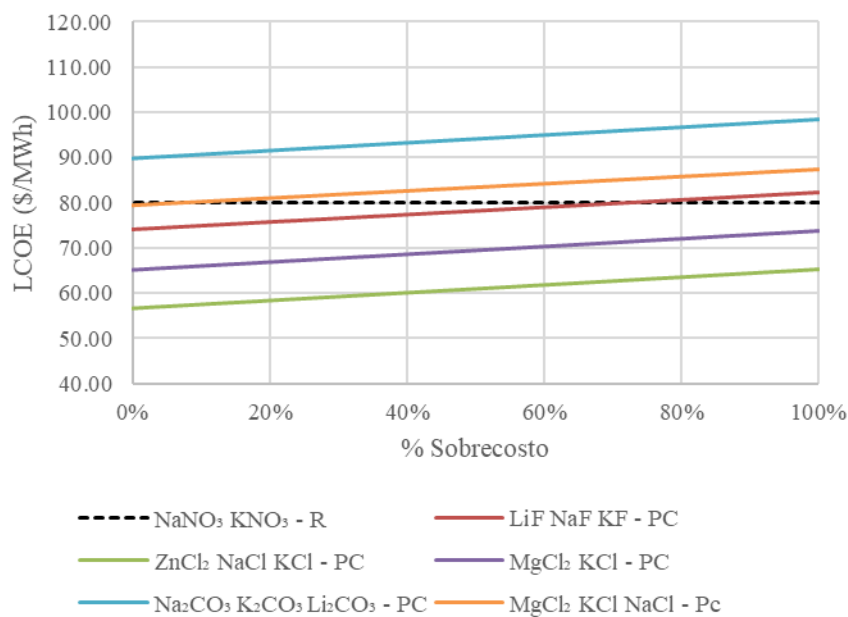


Figura 4-15: Variación del LCOE a máxima temperatura del HTF del ciclo PC con el porcentaje sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine.

#### 4.1.1 Ciclo de potencia con inter-enfriamiento (MC)

En el ciclo de potencia con MC también se realiza la comparación con el ciclo Rankine (con sal  $\text{NaNO}_3$   $\text{KNO}_3$ ), en el escenario del costo del ciclo MC de 15% más, se obtiene un menor LCOE con las sales fundidas de  $\text{LiF}$   $\text{NaF}$   $\text{KF}$ ,  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$   $\text{NaCl}$  a temperaturas de operación superiores a  $600^\circ\text{C}$ ,  $540^\circ\text{C}$ ,  $660^\circ\text{C}$  y  $720^\circ\text{C}$  respectivamente según la Figura 4-16. En el escenario de 100 % más, el ciclo MC con las sales fundidas de  $\text{LiF}$   $\text{NaF}$   $\text{KF}$ ,  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$  presenta menores LCOE que el ciclo Rankine a temperaturas del HTF mayores a  $680^\circ\text{C}$ ,  $560^\circ\text{C}$  y  $670^\circ\text{C}$  respectivamente. En la Figura 4-17 se muestra la variación del LCOE a máxima temperatura del HTF con ciclo de potencia MC y se alcanza un mínimo LCOE con las sales de  $\text{LiF}$   $\text{NaF}$   $\text{KF}$ ,  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$ , de  $70.9$   $\$/\text{MWh}$ ,  $54.4$   $\$/\text{MWh}$  y  $62.6$   $\$/\text{MWh}$  respectivamente, asumiendo costos de los ciclos Rankine y MC iguales.

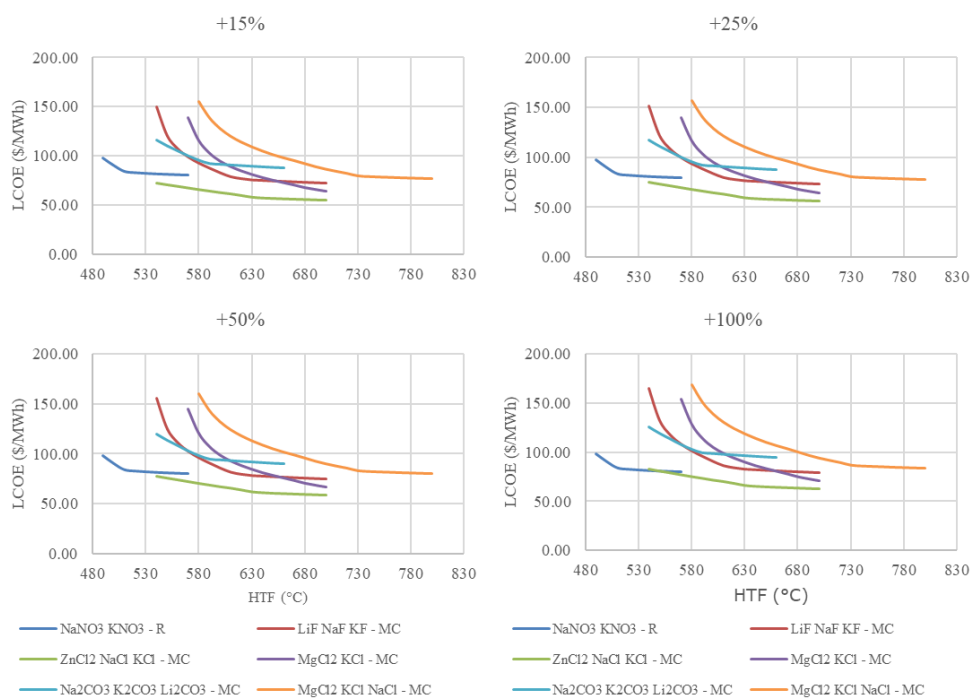


Figura 4-16: LCOE del ciclo MC para +15, +25, +50% y +100% sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine.

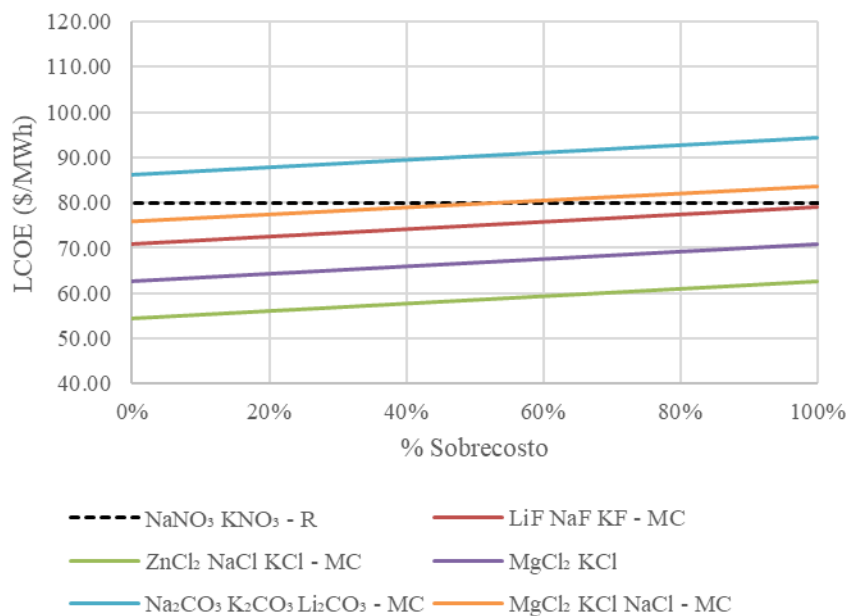


Figura 4-17: Variación del LCOE a máxima temperatura del HTF del ciclo MC con el porcentaje sobre el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine.

En la Tabla 4-1 se resume el LCOE a igual costo del bloque de potencia de las configuraciones del ciclo Brayton con sCO<sub>2</sub> y el ciclo Rankine, mostrándose un LCOE mínimo de 54.4 USD/MWh con las configuraciones RC y MC y con la sal fundida ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl como HTF, muy inferior a los 79.98 USD/MWh del ciclo Rankine.

Tabla 4-1: LCOE a igual costo del bloque de potencia.

<b>Sal fundida</b>	<b>Simple</b>	<b>RC</b>	<b>PC</b>	<b>MC</b>	<b>Rankine</b>
LiF NaF KF	75.88	70.93	74.06	70.92	
ZnCl <sub>2</sub> NaCl KCl	58.15	54.41	56.77	54.40	
MgCl <sub>2</sub> KCl	66.81	62.59	65.26	62.59	
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	92.33	86.48	89.86	86.09	
MgCl <sub>2</sub> KCl NaCl	81.02	81.02	79.49	76.00	
NaNO <sub>3</sub> KNO <sub>3</sub>					79.98

En la Tabla 4-2 se resume la comparación resultante de los distintos ciclos de potencia. Claramente el ciclo de potencia de recompresión (RC) con sCO<sub>2</sub> presenta un mejor desempeño en energía anual producida (1271.85 GWh/año), además presenta un menor LCOE (54.41 USD/MWh) a condición de iguales costos del bloque de potencia.

Tabla 4-2: Comparación resultante de los distintos ciclos de potencia.

<b>Ciclo de potencia</b>	<b>Simple</b>	<b>RC</b>	<b>PC</b>	<b>MC</b>	<b>Rankine</b>
Eficiencia del ciclo % <sup>4</sup>	53.14	57.38	54.21	56.83	41.20
Energía anual (GWh/año) <sup>5</sup>	1178.20	1271.85	1201.96	1259.85	860.87
Energía anual (GWh/año) <sup>6</sup>	1136.09	1219.72	1165.53	1219.89	
LCOE (USD/MWh)	58.15	54.41	56.77	54.40	79.98

<sup>4</sup> Eficiencia del ciclo de potencia a máxima temperatura de 800 °C del HTF para los distintos ciclos Brayton con sCO<sub>2</sub>.

<sup>5</sup> Energía anual producida considerando la sal fundida MgCl<sub>2</sub> KCl NaCl como HTF. En el caso del ciclo Rankine se considera la sal fundida NaNO<sub>3</sub> KNO<sub>3</sub>.

<sup>6</sup> Energía anual producida considerando la sal fundida ZnCl<sub>2</sub> KCl NaCl como HTF.



## 5. CONCLUSIONES

Se realizó el modelamiento de la planta de concentración solar de torre central con características equivalentes a la planta CSP ST Cerro Dominador, para lo cual se utilizó el software SAM, SolarPILOT y Excel. Se caracterizó la planta CSP ST y se evaluó con distintas sales fundidas para fluidos de transferencia de calor y almacenamiento térmico.

Se realizó la caracterización energética de la planta CSP con un ciclo de potencia Rankine de vapor, comparando con distintas sales fundidas. Con la sal fundida binaria de  $\text{NaNO}_3$   $\text{KNO}_3$  se alcanzó una producción de 860.9 GWh/año para una temperatura máxima de 570 °C, convirtiéndola en ideal para el ciclo Rankine. Por otra parte, con la sal fundida ternaria  $\text{LiF}$   $\text{NaF}$   $\text{KF}$  a la temperatura de 700 °C se alcanzó 858.1 GWh/año, con la sal fundida ternaria  $\text{Na}_2\text{CO}_3$   $\text{K}_2\text{CO}_3$   $\text{Li}_2\text{CO}_3$  se alcanza 855.2 GWh/año a una temperatura máxima de 660 °C. Con las sales fundidas de  $\text{ZnCl}_2$   $\text{NaCl}$   $\text{KCl}$  y  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$  se alcanzó una producción menor, 780.4 GWh/año y 805.1 GWh/año respectivamente a una máxima temperatura de 700 °C, éstas sales, además de la sal fundida ternaria  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$   $\text{NaCl}$  (con temperatura de operación máxima de 800 °C), necesitan de altas temperaturas y ciclos avanzados de mayor eficiencia.

También se caracterizó la producción de energía para las distintas configuraciones del ciclo Brayton y se comparó con el ciclo Rankine. En el caso de la sal fundida de  $\text{LiF}$   $\text{NaF}$   $\text{KF}$  se alcanzó 1,115.9 GWh/año a 700 °C para el ciclo simple, 1,144.6 GWh/año a 700 °C para el ciclo con enfriamiento parcial, 1,197.8 GWh/año a 700 °C para el ciclo con recompresión y 1,197.8 GWh/año a 700 °C para el ciclo con inter-enfriamiento. En la sal fundida ternaria  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$   $\text{NaCl}$ , se alcanzó 1,271.8 GWh/año a 800 °C con el ciclo de recompresión, con el ciclo de inter-enfriamiento se alcanzó una producción máxima de 1,259.8 GWh/año a 800 °C y con el ciclo de enfriamiento parcial 1,201.9 GWh/año a 800 °C. Con la sal fundida binaria  $\text{MgCl}_2$   $\text{KCl}$ , se obtuvo una menor producción energética en comparación con las sales anteriores, sin embargo, se alcanzó 1,160 GWh/año a 700 °C, tanto con el ciclo de recompresión como con el ciclo de inter-enfriamiento. Con la sal fundida  $\text{Na}_2\text{CO}_3$   $\text{K}_2\text{CO}_3$   $\text{Li}_2\text{CO}_3$ , se alcanzó 1,165 GWh/año a una máxima temperatura de la sal de 660 °C con el ciclo con inter-enfriamiento, con los demás ciclos se obtiene una menor producción energética, 1,160 GWh/año con recompresión, 1,114 GWh/año con enfriamiento parcial y

1,083 GWh/año con ciclo simple, todos a la máxima temperatura de la sal de 660 °C. Con la sal fundida de NaNO<sub>3</sub> KNO<sub>3</sub> se obtuvo una producción de energía anual máxima de 1,097 GWh/año con el ciclo de inter-enfriamiento a una temperatura máxima de la sal de 570 °C, para los demás ciclos termodinámicos se obtiene una menor energía anual, 1,078 GWh/año para el ciclo con recompresión, 1,052 GWh/año para el ciclo con enfriamiento parcial, 1,015 GWh/año con el ciclo simple y 861 1,015 GWh/año con el ciclo Rankine, todos evaluados a una temperatura máxima de la sal de 570 °C. Finalmente en el caso de la sal fundida ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl se alcanzó una mayor producción de energía con los ciclos de recompresión e inter-enfriamiento, llegando a 1,220 GWh/año a la máxima temperatura de la sal de 700 °C. Las diferentes configuraciones del ciclo Brayton poseen mayor eficiencia y alcanzan una mayor producción de energía con todas las sales fundidas evaluadas en comparación con el ciclo Rankine.

Se evaluó y comparó el LCOE de las diferentes tecnologías. La evaluación se realizó considerando distintos escenarios del costo del bloque de potencia de los distintos ciclos Brayton y se comparó con el ciclo Rankine (con sal fundida NaNO<sub>3</sub> KNO<sub>3</sub>). En el caso del ciclo simple con las sales fundidas ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl y MgCl<sub>2</sub> KCl se obtiene un menor LCOE aún si el costo del ciclo es 100% más que el ciclo Rankine (79.9 \$/MWh) y un LCOE mínimo de 58.2 \$/MWh con la sal fundida ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl, siempre que el costo del bloque de potencia simple y Rankine sean iguales.

El ciclo de potencia con recompresión (RC) también se comparó con el ciclo Rankine en los distintos escenarios y las sales fundidas de LiF NaF KF, ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl y MgCl<sub>2</sub> KCl alcanzan un LCOE mínimo de 78.9 \$/MWh, 62.58 \$/MWh y 70.86 \$/MWh, aun cuando el costo del bloque de potencia es 100 % sobre el costo del ciclo Rankine. Con la sal de ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl se alcanza un LCOE mínimo de 54.4 \$/MWh en el escenario de que los costos de los ciclos Rankine y RC sean iguales.

En el ciclo de potencia con enfriamiento parcial (PC) con las sales fundidas de ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl y MgCl<sub>2</sub> KCl se alcanza menores LCOE que el ciclo Rankine a temperaturas del HTF mayores a 580 °C y 680 °C respectivamente, cuando el bloque de potencia es 100 % sobre el costo del ciclo Rankine y se alcanza un LCOE mínimo de 56.7 \$/MWh con la sal de ZnCl<sub>2</sub> NaCl KCl en el escenario de que los costos de los ciclos Rankine y RC sean iguales.

En el ciclo de potencia con inter-enfriamiento (MC) también se alcanza se alcanza menores LCOE que el ciclo Rankine con las sales fundidas de LiF NaF KF,  $ZnCl_2$  NaCl KCl y  $MgCl_2$  KCl a temperaturas de operación superiores a 600 °C, 540 °C, 660 °C y 720 °C respectivamente y en el escenario de 100 % sobre el costo del ciclo Rankine. Se alcanza un LCOE mínimo de 54.4 \$/MWh en el escenario de que los costos del bloque de potencia del ciclo Rankine y MC sean iguales.

Todas las configuraciones del ciclo Brayton con  $sCO_2$ , simple, RC, PC y MC con recalentamiento muestran mejores rendimientos y menores LCOE que el ciclo Rankine de vapor considerado, se tornan competitivos utilizando las sales fundidas  $ZnCl_2$  NaCl KCl y  $MgCl_2$  KCl, bajo el escenario que los costos del bloque de potencia de estos ciclos no superen el 100% más que el costo del bloque de potencia del ciclo Rankine, por lo tanto sería recomendable utilizar estas tecnologías en centrales CSP de torre central que puedan operar a alta temperatura. Las sales fundidas de LiF NaF KF,  $Na_2CO_3$   $K_2CO_3$   $Li_2CO_3$  y  $MgCl_2$  KCl NaCl, que también presentan rendimientos energéticos significativos a altas temperaturas, necesariamente se debe reducir sus costos para que puedan ser competitivas.

Finalmente se debe tener en cuenta que existen desafíos técnicos, económicos, de seguridad y materiales para alta temperatura que se deben superar, por lo tanto, es necesaria mayor investigación y desarrollo de ingeniería.

### **5.1 Sugerencias para trabajos futuros**

Para trabajos futuros se sugiere evaluar los posibles riesgos que podrían presentarse en las instalaciones, tuberías, turbomaquinaria y otros de los ciclos avanzados Brayton con  $sCO_2$  que demandan altas temperaturas y presiones.

También se sugiere realizar una comparación de los ciclos avanzados Brayton con  $sCO_2$ , utilizando la metodología de esta actividad u otra, con el ciclo Rankine con agua supercrítica, evaluando costos, LCOE y desempeño en sistemas CSP.

**BIBLIOGRAFÍA**

- Agalit, H., Zari, N., Maalmi, M., & Maaroufi, M. (2015). Numerical investigations of high temperature packed bed TES systems used in hybrid solar tower power plants. *Solar Energy*, *122*, 603-616. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.09.032>
- Ahn, Y., Lee, J., Kim, S., Lee, J., Cha, J., & Lee, S. (2015). Design consideration of supercritical CO<sub>2</sub> power cycle integral experiment loop. *Energy*, *86*, 115-127. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.066>
- Alsagri, A., Chiasson, A., & Gadalla, M. (2019). Viability Assessment of a Concentrated Solar Power Tower With a Supercritical CO<sub>2</sub> Brayton Cycle Power Plant. *Solar Energy Engineering*, *141*. doi:<https://doi.org/10.1115/1.4043515>
- An, X.-H., Cheng, J.-H., Su, T., & Zhang, P. (2017). Determination of thermal physical properties of alkali fluoride/carbonate eutectic molten salt. *AIP Conference Proceedings*, *190*. doi:<https://doi.org/10.1063/1.4984415>
- Bianchi, G., Saravi, S., Loeb, R., Tsamos, K., Marchionni, M., Leroux, A., & Tassou, S. (2019). Design of a high-temperature heat to power conversion facility for testing supercritical CO<sub>2</sub> equipment and packaged power units. *Energy Procedia*, 421-428. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.02.109>
- Bradshaw, R., & Meeker, D. (1990). High-temperature stability of ternary nitrate molten salts for solar thermal energy systems. *Solar Energy Materials*, *21*, 51-60. doi:[https://doi.org/10.1016/0165-1633\(90\)90042-Y](https://doi.org/10.1016/0165-1633(90)90042-Y)
- Bravo, J. P. (29 de Abril de 2021). *El Mercurio*. Recuperado el 17 de Noviembre de 2021, de El Mercurio Web site: <http://infografias.elmercurio.com/20210429-INN-plantasolar/>
- Chordia, L., Portnoff, M., & Green, E. (2017). High Temperature Heat Exchanger Design and Fabrication for Systems with Large Pressure Differentials. *United States*. doi:<https://doi.org/10.2172/1349235>
- Clementoni, E., Cox, T., & Sprague, C. (2014). Startup and Operation of a Supercritical Carbon Dioxide Brayton Cycle. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, *136*. doi:<https://doi.org/10.1115/1.4026539>

- Crespi, F., Gavagnin, G., Sánchez, D., & Martínez, G. (2017). Supercritical carbon dioxide cycles for power generation: A review. *Applied Energy*, *195*, 152-183. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.02.048>
- Dostal, V., Driscoll, M., & Pavel, H. (2004). A supercritical carbon dioxide cycle for next generation nuclear reactors. Massachusetts Institute of Technology. Recuperado el 3 de julio de 2021, de [https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/60925385/A\\_Supercritical\\_Carbon\\_Dioxide\\_Cycle\\_for20191016-56157-48a23k.pdf?1571278306=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DA\\_Supercritical\\_Carbon\\_Dioxide\\_Cycle\\_for.pdf&Expires=1625442160&Signature=Qn9BFh](https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/60925385/A_Supercritical_Carbon_Dioxide_Cycle_for20191016-56157-48a23k.pdf?1571278306=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DA_Supercritical_Carbon_Dioxide_Cycle_for.pdf&Expires=1625442160&Signature=Qn9BFh)
- Gallardo Giacomozzi, F. (2017). *Factores críticos en diseño y operación de centrales CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas en el desierto de Atacama*. Santiago de Chile: Repositorio Académico Universidad de Chile.
- Guo, J.-Q., Li, M.-J., Xu, J.-L., Yan, J.-J., & Wang, K. (2019). Thermodynamic performance analysis of different supercritical Brayton cycles using CO<sub>2</sub>-based binary mixtures in the molten salt solar power tower systems. *Energy*, *173*, 785-798. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.02.008>
- Held, T. (2014). Initial test results of a megawatt-class supercritical CO<sub>2</sub> heat engine. *The 4th International Symposium - Supercritical CO<sub>2</sub> Power Cycles*. Recuperado el 2 de julio de 2021, de <http://sco2symposium.com/papers2014/testing/28-Held.pdf>
- Hernández, C., Barraza, R., Saez, A., Ibarra, M., & Estay, D. (2020). Potential Map for the Installation of Concentrated Solar Power Towers in Chile. *Energies*, *13*. doi:<https://doi.org/10.3390/en13092131>
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report*. Recuperado el 26 de mayo de 2021, de Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>
- IRENA. (2020). *Renewable power generation costs in 2019*. Recuperado el 4 de junio de 2021, de International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
- Kuravi, S., Trahan, J., Goswami, Y., Rahman, M., & Stefanakos, E. (2013). Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. *Progress in*

*Energy and Combustion Science*, 39, 285-319.  
doi:<https://doi.org/10.1016/j.pecs.2013.02.001>

Li, P., Molina, E., Wang, K., Xu, X., Dehghani, G., Kohli, A., . . . Teja, A. (2016). Thermal and Transport Properties of NaCl–KCl–ZnCl<sub>2</sub> Eutectic Salts for New Generation High-Temperature Heat-Transfer Fluids. *ASME. J. Solar Energy Engineering*, 138. doi:<https://doi.org/10.1115/1.4033793>

Marion, J., Kutin, M., McClung, A., Mortzheim, J., & Ames, R. (2019). The STEP 10 MWe sCO<sub>2</sub> Pilot Plant Demonstration. *Turbomachinery Technical Conference and Exposition*, 9. doi:<https://doi.org/10.1115/GT2019-91917>

Mehos, M., Jorgenson, J., Denholm, P., & Turchi, C. (2015). An Assessment of the Net Value of CSP Systems Integrated with Thermal Energy Storage. *Energy Procedia*, 69, 2060-2071. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.219>

Mohan, G. (2018). Development of high-temperature sensible thermal energy storage systems for advanced concentrating solar power generation. *ANU College of Engineering and Computer Science, The Australian National University*. doi:10.25911/5c99f1dcac7c2

Murphy, Caitlin, Sun, Y., Cole, W., Maclaurin, G., Turchi, C., & Mehos, M. (2019). *The potential role of concentrating solar power within the context of DOE's 2030 solar cost targets*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-71912. Recuperado el 2 de junio de 2021, de <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71912.pdf>.

National Renewable Energy Laboratory. (7 de Julio de 2021). *Solarpaces*. Recuperado el 17 de 11 de 2021, de SolarPACES Web site: <https://solarpaces.nrel.gov/project/atacama-i-cerro-dominador-110mw-csp-100-mw-pv>

NREL. (2017). *Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap*. Recuperado el 29 de mayo de 2021, de National Renewable Energy Laboratory: [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications)

Park, S., Kim, J., Yoon, M., Rhim, D., & Yeom, C. (2018). Thermodynamic and economic investigation of coal-fired power plant combined with various supercritical CO<sub>2</sub> Brayton power cycle. *Applied Thermal Engineering*, 130, 611-623. doi:<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.10.145>.

- Pasch, J., & Stapp, D. (2018). Testing of a new turbocompressor for supercritical carbon dioxide closed brayton cycles. *Proceedings of ASME Turbo Expo*. doi:<https://doi.org/10.1115/GT2018-77044>
- REN21. (2020). *Renewables 2020 Global status report*. Recuperado el 27 de mayo de 2021, de Renewable Energy Policy Network for the 21st Century: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf)
- Santini, L., Accornero, C., & Cioncolini, A. (2016). On the adoption of carbon dioxide thermodynamic cycles for nuclear power conversion: A case study applied to Mochovce 3 Nuclear Power Plant. *Applied Energy*, 181, 446-463. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.046>.
- Sohal, M., Ebner, M., Sabharwall, P., & Sharpe, P. (2010). Engineering database of liquid salt thermophysical and thermochemical properties. *Idaho National Laboratory*. doi:10.2172/980801
- Stein, W., & Buck, R. (2017). Advanced power cycles for concentrated solar power. *Solar Energy*, 152, 91-105. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.054>
- Suzuki, S., Iwai, Y., Itoh, M., Morisawa, Y., Jain, P., & Kobayashi, Y. (2019). High Pressure Combustion Test of Gas Turbine Combustor for 50 MWth Supercritical CO<sub>2</sub> Demonstration Power Plant on Allam Cycle. *Proceedings of the International Gas Turbine Congress*. Recuperado el 4 de julio de 2021, de [https://www.researchgate.net/profile/Parikshit-Jain/publication/338431114\\_Supercritical\\_CO2\\_Demonstration\\_Power\\_Plant\\_on\\_Allam\\_Cycle/links/5e66c2424585153fb3d1be8e/Supercritical-CO2-Demonstration-Power-Plant-on-Allam-Cycle.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Parikshit-Jain/publication/338431114_Supercritical_CO2_Demonstration_Power_Plant_on_Allam_Cycle/links/5e66c2424585153fb3d1be8e/Supercritical-CO2-Demonstration-Power-Plant-on-Allam-Cycle.pdf)
- Thermosol glass. (2011). *History Of CSP*. Recuperado el 4 de julio de 2021, de Thermosol glass WEB site: [http://www.thermosolglass.com/solar/index.php?option=com\\_content&view=article&id=66&Itemid=148](http://www.thermosolglass.com/solar/index.php?option=com_content&view=article&id=66&Itemid=148)
- Utamura, M., Hasuike, H., Ogawa, K., Yamamoto, T., Fukushima, T., Watanabe, T., & Himeno, T. (2012). Demonstration of Supercritical CO<sub>2</sub> Closed Regenerative Brayton Cycle in a Bench Scale Experiment. *Turbine Technical Conference and Exposition*, 3, 155-164. doi:<https://doi.org/10.1115/GT2012-68697>

- Villada, C., Ding, W., Bonk, A., & Bauer, T. (2021). Engineering molten MgCl<sub>2</sub>–KCl–NaCl salt for high-temperature thermal energy storage: Review on salt properties and corrosion control strategies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 232. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111344>
- Wang, K., Li, M.-J., Guo, J.-Q., Li, P., & Liu, Z.-B. (2018). A systematic comparison of different S-CO<sub>2</sub> Brayton cycle layouts based on multi-objective optimization for applications in solar power tower plants. *Applied Energy*, 122, 109-121. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.031>
- White, M., Bianchi, G., Chai, L., Tassou, S., & Sayma, A. (2021). Review of supercritical CO<sub>2</sub> technologies and systems for power generation. *Applied Thermal Engineering*, 185. doi:<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.116447>
- Williams, D. (2006). Assessment of Candidate Molten Salt Coolants for the NGNP/NHI Heat-Transfer Loop. *United States*. doi:<https://doi.org/10.2172/1360677>
- Wright, S., Conboy, T., & Rochau, G. (2011). Break-even Power Transients for two Simple Recuperated S-CO<sub>2</sub> Brayton Cycle Test Configurations. *The 3rd International Symposium on Supercritical CO<sub>2</sub> Power Cycles*. Recuperado el 3 de julio de 2021, de <https://www.osti.gov/servlets/purl/1108096>
- Xu, X., Dehghani, G., Ning, J., & Li, P. (2018). Basic properties of eutectic chloride salts NaCl-KCl-ZnCl<sub>2</sub> and NaCl-KCl-MgCl<sub>2</sub> as HTFs and thermal storage media measured using simultaneous DSC-TGA. *Solar Energy*, 162, 431-441. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.01.067>
- Xu, X., Vignarooban, K., Xu, B., Hsu, K., & Kannan, A. (2016). Prospects and problems of concentrating solar power technologies for power generation in the desert regions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 53, 1106-1131. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.015>
- Yin, J. M., Zheng, Q. Y., Peng, Z. R., & Zhang, X. R. (2019). Review of supercritical CO<sub>2</sub> power cycles integrated with CSP. *International Journal of Energy Research*, 1-33. doi: <https://doi.org/10.1002/er.4909>
- Zhuang, X., Xu, X., Liu, W., & Xu, W. (2019). LCOE Analysis of Tower Concentrating Solar Power Plants Using Different Molten-Salts for Thermal Energy Storage in China. *Energies*, 12. doi:<https://doi.org/10.3390/en12071394>





## GLOSARIO

<b>Sigla</b>	<b>Significado en inglés</b>	<b>Descripción en Castellano</b>
GHG	<i>Greenhouse Gases</i>	Gases de efecto invernadero
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>	Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>	Captura y almacenamiento de carbono
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>	Concentración solar de potencia
TES	<i>Thermal Energy Storage</i>	Energía térmica de almacenamiento
sCO <sub>2</sub>	<i>Supercritical Carbon Dioxide</i>	Dióxido de carbono supercrítico
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i>	Costo nivelado de la energía
TAC	<i>Turbine-Alternator-Compresor</i>	Turbina Alternador Compresor
DOE	<i>Department of Energy</i>	Departamento de Energía de EE.UU.
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>	Laboratorio Nacional de Energía Renovable
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>	Agencia Internacional de Energía renovable
HTF	<i>Heat transfer fluid</i>	Fluido de transferencia de calor
CAPEX	<i>Capital expenditures</i>	Gastos de capital
OPEX	<i>Operational expenditures</i>	Gastos operacionales
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>	Irradiancia normal directa
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>	Irradiancia horizontal global
DHI	<i>Difuse Horizontal Irradiance</i>	Irradiancia horizontal difusa
ST	<i>Solar Tower</i>	Torre solar
SNL	<i>Sandia National Laboratories</i>	Laboratorio Nacional Sandia
PS10	<i>Solar Plant 10</i>	Planta Solar 10
PS20	<i>Solar Plant 20</i>	Planta Solar 20
SEGS	<i>Solar Energy Generating Systems</i>	Sistema de Generación de Energía Solar
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
CC	<i>Combined cycle</i>	Ciclo combinado
ISCCS	<i>Integrated Solar Combined Cycle Systems</i>	Sistemas Solares Integrados de Ciclo Combinado
BCSS	<i>Bottom Cycle Storage Systems</i>	Sistemas de Almacenamiento de Ciclo de Fondo
Tdry	<i>Dry bulb temperatura</i>	Temperatura de bulbo seco
Tdew	<i>Wet bulb temperatura</i>	Temperatura de bulbo húmedo
PDF	<i>Probability density function</i>	Función de densidad de probabilidad
CDF	<i>Cumulative distribution function</i>	Función de distribución acumulativa
STTPP	<i>Solar tower thermal power plant</i>	Planta de energía solar térmica de torre

S	<i>Simple</i>	Simple
RC	<i>Recompression</i>	Recompresión
PC	<i>Partial cooling</i>	Enfriamiento parcial
MC	<i>Inter cooling</i>	Inter enfriamiento
BOP	<i>Balance of plant</i>	Balance de planta
AC	<i>Annual degradation</i>	Degradación anual
O&M	<i>Operation and maintenance</i>	Operación y mantenimiento