

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Pasado, presente y futuro de la sal solar en CSP

Autor: Remedios Párraga Casanueva

Tutor: Cristina Prieto

Dpto. Ingeniería Energética-Grupo termotecnia
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Pasado, presente y futuro de la sal solar en CSP

Autor:

Remedios Párraga Casanueva

Tutor:

Cristina Prieto

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. de Ingeniería Energética-Grupo termotecnia

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Proyecto Fin de Grado: Pasado, presente y futuro de la sal solar en CSP

Autor: Remedios Párraga Casanueva

Tutor: Cristina prieto

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

A todas las personas que me han acompañado durante toda esta etapa, ofreciéndome su ayuda en todos los momentos por los que he pasado. Gracias en especial a mi familia por la motivación para conseguir todo lo que me he propuesto, a mis compañeros de grado por ser mi segunda familia durante todo este tiempo y a mis amigos de la infancia por confiar en mí. Además de todos ellos, a todos los profesionales de docencia con los que me he ido encontrando todos estos años ya que todos de una manera u otra me han enseñado tanto profesional como personalmente.

Remedios Párraga Casanueva

Sevilla, 2021

Resumen

El objetivo de este trabajo es la búsqueda de los mejores fluidos de transferencia en la tecnología de concentración y como la opción de subir la temperatura de las actuales sales solares es una de las opciones más relevantes para mejorar los costes de la tecnología. Para ello se analizarán diferentes propiedades destacando la temperatura máxima de funcionamiento de los fluidos. Una vez se obtenga el mejor fluido caloportador estudiaremos diferentes formas de aumentar la temperatura máxima de funcionamiento y su repercusión en una central CSP a través de una simulación.

The aim of this work is to see how the option of raising the temperature of current solar salts is one of the most relevant options to improve the costs of concentrating solar power technology. For this purpose, different properties will be analysed, highlighting the maximum operating temperature of the fluids. Once the best heat transfer fluid is obtained, we will study different ways of increasing the maximum operating temperature and its repercussions in a CSP plant through a simulation.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 Introducción	2
1.1 <i>Introducción</i>	2
1.1.1 ENERGIA SOLAR	5
1.1.2 Tecnología CSP	6
1.1.3 Central de circuito directo e indirecto	11
2 Fluido Caloportador	15
2.1 Clasificación de los fluidos de transferencia	16
2.1.1 Estado del arte de los fluidos caloportadores	16
3 Sales Fundidas	25
3.1 Historia	25
3.1.1 Sales de nitrato fundido	25
3.1.2 Descomposición de las sales de nitrato	32
4 Mejoras y desarrollo de las sales	34
4.1.1 Mejoras de la sal solar	34
4.1.2 Aumento de la temperatura de la sal	37
4.1.3 Comparativa salt solar vs mejoras (binarias cuaternarias ternarias nanofluidos)	41
5 Simulación	46
5.1 Optimización del campo solar a diferentes temperaturas.	46
5.1.1 Sal solar a 565°C	46
5.1.2 Sal solar a 575°C	48
5.1.3 Sal solar a 585°C	51
5.1.4 Sal solar a 595°C	53
5.1.5 Sal solar a 600°C	55
5.1.6 Comparativa de los resultados finales de la central.	57
5.3.1 Resultados al disminuir la temperatura a 565°C y manteniendo el campo solar de la central modelo de 600°C	62
5.3.2 Simulación a 575°C manteniendo el campo solar constante de 600°C	62
5.3.3 Simulación a 585°C con el campo solar de la central modelo de 600°C	63
6 CONCLUSIONES	65
Referencias	68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: ventajas de las energías renovables y no renovables [1]	3
Tabla 2: Inconvenientes de las energías renovables y no renovables [1]	3
Tabla 3: diferentes fluidos calo portadores en función del rango de funcionamiento [20]	16
Tabla 4: Comparativa de diferentes propiedades de los fluidos calo portadores [Apuntes de clase] [21]	19
Tabla 5: Ventajas y desventajas de los metales líquidos frente las sales solares	23
Tabla 6: Comparación metales líquidos VS sal solar [21]	24
Tabla 7: Propiedades físicas de la sal solar [15] [24]	26
Tabla 8: Impurezas con sus fuentes conocidas y efecto sobre los mecanismos de degradación [28]	31
Tabla 9: Valor del calor específico según el tipo de nano partícula utilizado en función de la concentración [9]	41
Tabla 10: principales sales fundidas ternarias y cuaternarias en comparación con la sal solar [9]	44
Tabla 11: Comparativa de los resultados de la simulación con la optimización del campo a distintas temperaturas	57
Tabla 12: comparación de una central optimizada a 565°C	60
Tabla 13: comparativa de una central a diferentes temperaturas con campo solar optimizado a 600°C	63
Tabla 14: comparación entre una central optimizada a 565°C y 600°C cuyo fluido caloportador trabaja a 600°C	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular. [5]	4
Ilustración 2: Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular (MW). [5]	5
Ilustración 3: Evolución de la producción de energía eléctrica renovable. [5]	5
Ilustración 4: Elementos de un módulo cilindro-parabólico. [14]	8
Ilustración 5: seguimiento al sol en una tecnología cilindro parabólica [15]	9
Ilustración 6: Esquema de los elementos de una tecnología fresnel. [16]	9
Ilustración 7: Captador Disco Stirling. [17]	10
Ilustración 8: Campo solar de la tecnología de torre central. [18]	11
Ilustración 9: Central de almacenamiento directo [19]	12
Ilustración 10: Central de almacenamiento indirecto [19]	13
Ilustración 11: representación de la transferencia de calor del Therminol VP-1 según la temperatura según la temperatura a 2m/s [23]	20
Ilustración 12: comparación entre los coeficientes de transferencia de calor de las sales fundidas en función de la temperatura a 2m/s [23]	21
Ilustración 13: Coeficientes de transferencia de calor de metales líquidos en función de la temperatura a 2m/s. [23]	22
Ilustración 14: Comparación de los coeficientes de transferencia de calor de gases en función de la temperatura a una velocidad de 15 m/s [23]	22
Ilustración 15: Coeficiente de transferencia de calor del vapor en función de la temperatura para una velocidad constante de 15m/s [23]	23
Ilustración 16: composición de sal fundida en la solar almacenada a 500°C, 560°C, 580C y 600°C purgada con un gas que contiene 0.2atm de O2 en N2 [33]	38
Ilustración 17: Energía total del conjunto vs temperatura [35]	39
Ilustración 18: Desarrollo de una nano estructura dendrítica. [37]	40
Ilustración 19: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 565°C en función del LCOE	46
Ilustración 20: simulación del campo solar a 565°C	47
Ilustración 21: Resultados del campo solar a 565°C	47
Ilustración 22: distribución y valores del campo solar a 565°C	48
Ilustración 23: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 565°C	48
Ilustración 24: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 575°C en función del LCOE	49
Ilustración 25: Simulación del campo solar a 575°C	49
Ilustración 26: Resultados del campo solar a 575°C	50
Ilustración 27: distribución y valores del campo a 575°C	50
Ilustración 28: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 575°C	51
Ilustración 29: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 585°C en función del LCOE	51
Ilustración 30: simulación del campo solar a 585°C	52
Ilustración 31: Resultados del campo solar a 585°C	52

Ilustración 32: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 585°C	53
Ilustración 33: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 595°C en función del LCOE	53
Ilustración 34: simulación del campo solar a 595°C	54
Ilustración 35: Resultados del campo solar a 595°C	54
Ilustración 36: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 595°C	55
Ilustración 37: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 600°C en función del LCOE	55
Ilustración 38: simulación del campo solar a 600°C	56
Ilustración 39: Resultados del campo solar a 600°C	56
Ilustración 40: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 600°C	56
Ilustración 41: Valores de los elementos del campo solar a una temperatura a 565°C	58
Ilustración 42: Resultados de la central para una temperatura de 565°C	59
Ilustración 43: Datos del campo solar de la planta. Manteniéndose iguales a los de la planta optimizada a 565°C	59
Ilustración 44: resultados de la central que trabaja a 600°C siendo el campo solar optimizado para un fluido que trabaje a 565°C	60
Ilustración 45: resultados del campo solar a 600°C	61
Ilustración 46: resultados de la una central a 600°C	61
Ilustración 47: resultados de la central a 565°C con un campo solar optimizado para 600°C	62
Ilustración 48: resultados de la central a 575°C con un campo solar optimizado para 600°C	62
Ilustración 49 resultado de la central a 585°C paa una central optimizada a 600°C	63

A^*	Conjugado
c.t.p.	En casi todos los puntos
c.q.d.	Como queríamos demostrar
■	Como queríamos demostrar
e.o.c.	En cualquier otro caso
e	número e
Re	Parte real
Im	Parte imaginaria
sen	Función seno
tg	Función tangente
arctg	Función arco tangente
sen	Función seno
$\sin^x y$	Función seno de x elevado a y
$\cos^x y$	Función coseno de x elevado a y
Sa	Función sampling
sgn	Función signo
rect	Función rectángulo
Sinc	Función sinc
$\partial y \partial x$	Derivada parcial de y respecto
x°	Notación de grado, x grados.
$\Pr(A)$	Probabilidad del suceso A
SNR	Signal-to-noise ratio
MSE	Minimum square error
:	Tal que
<	Menor o igual
>	Mayor o igual
\	Backslash
\Leftrightarrow	Si y sólo si

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

La energía eléctrica lleva formando parte de nuestra vida desde hace mucho tiempo, de hecho somos incapaces de concebir nuestra vida diaria sin este tipo de energía. El aumento exponencial de la población ha sido el desencadenante de que la demanda de energía eléctrica aumente de forma considerada día tras día. La forma tradicional de la producción de la energía eléctrica ha sido mediante la quema de carbón, petróleo, gas natural y el uranio. En las últimas décadas se ha estado investigando otras formas de producción de energía más sostenible ya que las tradicionales generan dióxido de carbono el principal causante del calentamiento global del planeta. [1]

A partir de este hecho, se empezó a indagar en otras formas de producción de energía dando lugar a las conocidas como energías alternativas como son las energías renovables. Este tipo de energía son todas aquellas producidas por el sol. Dentro de este sector encontramos la energía Eólica, de concentración, hidráulica y marina, fotovoltaica etc. Actualmente algunas de estas energías han llegado a ser competitivas. He de comentar que la tecnología fotovoltaica es la energía renovable más barata, siendo en la actualidad más barata que la tecnología convencional [2]. También cabe destacar que la energía solar de concentración es actualmente la única energía renovable que tiene un sistema de almacenamiento de energía para alta capacidad, mientras que la fotovoltaica tiene un buen sistema de almacenamiento en baterías para pequeñas capacidades.

Para introducirnos en este tipo de energías renovables tenemos que destacar los acuerdos frente al cambio climático ya que estos son los promotores de que las energías renovables se vayan desarrollando cada vez más pues son las únicas capaces de solventar el problema de las emisiones de dióxido de carbono. Uno de los acuerdos más importante ha sido el acuerdo de París [3]. Este acuerdo entró en vigor el 5 de octubre de 2016. Los objetivos de este acuerdo son:

- Mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2°C
- Que las emisiones globales alcancen su nivel máximo cuanto antes
- Realizar las reducciones rápidas para lograr un equilibrio entre las emisiones

Para el último punto, la principal medida adoptada es el desarrollo de las energías renovables. Para ello se puso en vigor el Protocolo de Kioto en 2005. Los compromisos de este último se basan en:

- Compromiso 2020:
 - 20% del consumo de la energía total proveniente de Energías Renovables
 - 20% reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero
 - 20% de mejora en la eficiencia energética
- Compromiso 2050:
 - El 100% de la electricidad producida de Fuentes renovables
 - 80% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

Estos hechos han provocado que las energías renovables cobren una gran importancia debido a las ventajas que presentan este tipo de centrales frente a las convencionales. No todo son ventajas, a

continuación plasmaremos las diferentes ventajas y desventajas de las energías renovables frente a las convencionales.

✚ Ventajas

Tabla 1: ventajas de las energías renovables y no renovables [1]

Energías Renovables	Energías no renovables
<ol style="list-style-type: none"> 1) Son inagotables ya que provienen de la naturaleza. Además, esto hace que este tipo de energías sea gratuita. 2) No son contaminantes por lo que son respetuosas con el medio ambiente. 3) Reducen la dependencia respecto a los combustibles fósiles. 4) Este tipo de energía son abundantes. Dependiendo del lugar que nos encontremos podemos encontrar más de un tipo de energía que de otra, es decir, hay lugares donde la radiación es mayor y en otros donde el viento. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Tienen un alto rendimiento y continuidad de aplicación. 2) Amplio campo de aplicación: generación de electricidad, transporte, industria y servicios 3) Se obtienen subproductos importantes para la industria

✚ Inconvenientes

Tabla 2: Inconvenientes de las energías renovables y no renovables [1]

Energías Renovables	Energías No Renovables
<ol style="list-style-type: none"> 1) Pueden tener un impacto Ambiental. Ejemplo: las aspas de los molinos de la energía eólica pueden dañar a las aves. 2) Costo elevado en algunas instalaciones 3) Son variables por lo que algunas no tienen continuidad 4) Necesitan grandes superficies para su instalación 5) Tecnología en desarrollo aunque existen maduras. 6) Son complementados con energía procedentes de fuentes contaminantes para el buen funcionamiento de la red eléctrica. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Contaminantes 2) No son inagotables, se están reduciendo las reservas fósiles en la tierra. 3) Generan dióxido de carbono 4) El combustible no existe en todos los lugares del planeta, lo que dá lugar a la importación de estos combustibles. 5) Incertidumbre en los mercados energéticos debido a las crisis.

Como vemos, las energías renovables tienen buenas ventajas frente a las convencionales pero también tiene unos problemas bastante importantes. Uno de ellos es la discontinuidad de este tipo de energías lo que hace que nos preguntemos como repercute este tipo de energías al mercado eléctrico. [4]

Para la explicación de este apartado tendremos que explicar que existen centrales base y centrales puntas. Las centrales bases son aquellas que son capaces de trabajar continuamente proporcionando energía eléctrica de forma permanente mientras que las centrales puntas son aquellas que se ponen en marcha cuando la demanda de energía es alta. El tiempo de ponerse en marcha y regularse debe ser pequeño en las centrales puntas [4]. Según la REE (Red eléctrica Española), las centrales base son las centrales nucleares y térmicas y las centrales puntas son las renovables. A continuación veremos la evolución de la generación de energía eléctrica.

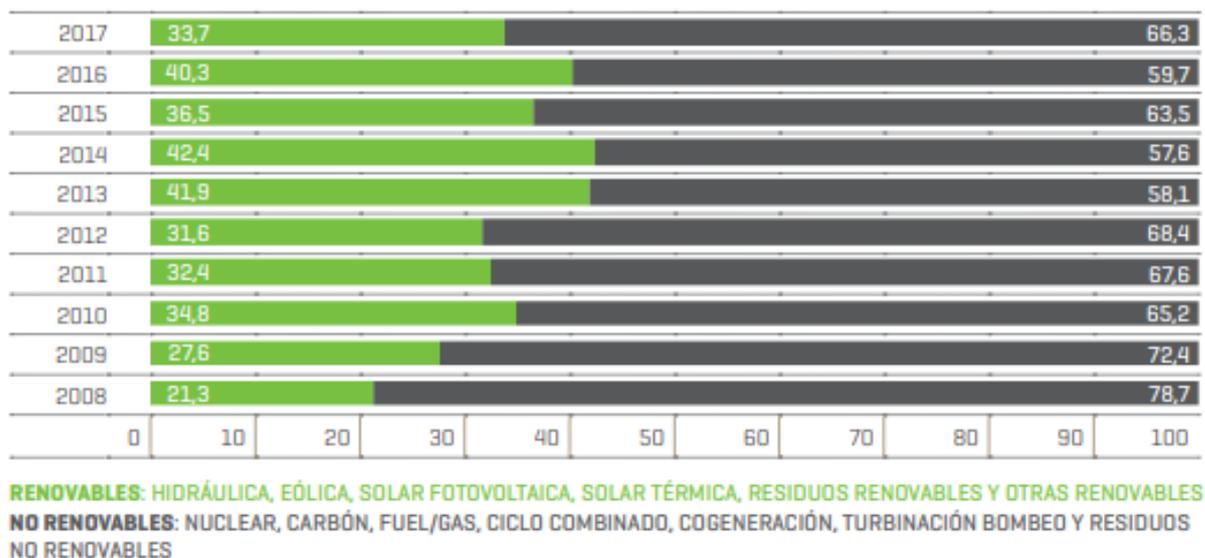


Ilustración 1: Evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular. [5]

Como vemos en esta gráfica, la energía eléctrica producida por renovables varía de un año a otro. Esta variación se debe a la discontinuidad que existe en el recurso disponible. Además, la potencia eléctrica instalada en la península de energía renovable ha ido aumentando con los años. Esto se aprecia en la siguiente gráfica.

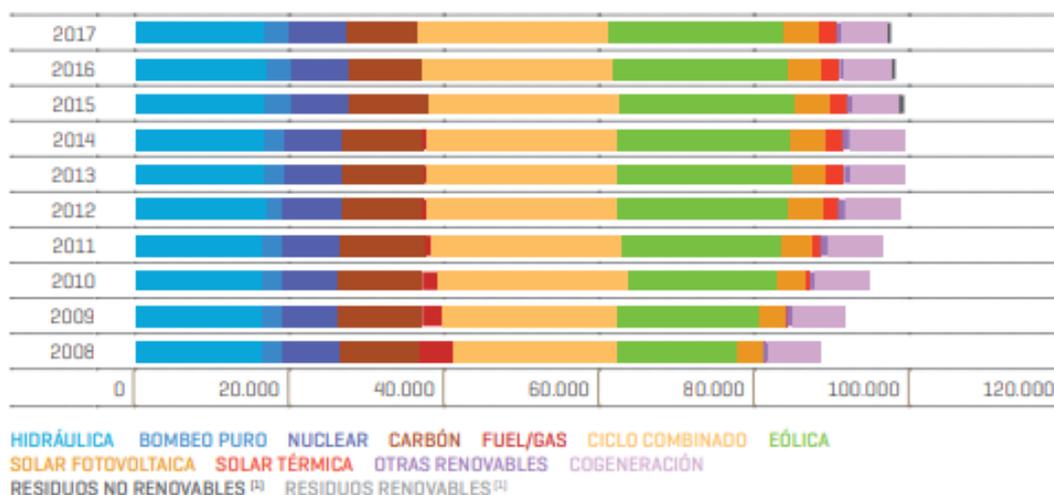


Ilustración 2: Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular (MW). [5]

La generación de energía eléctrica es muy variable, es importante decir que a día de hoy las energías renovables con mayor generación son la energía hidráulica y la eólica.

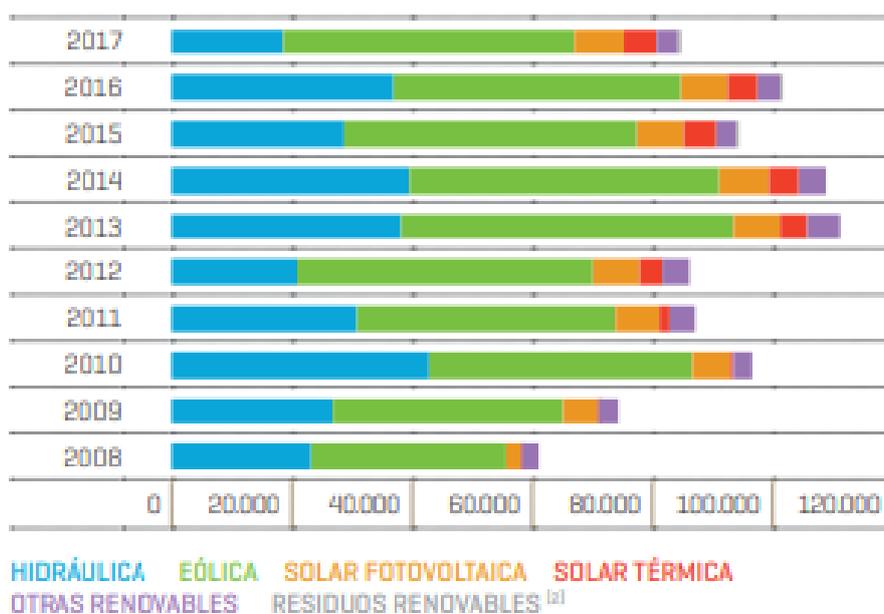


Ilustración 3: Evolución de la producción de energía eléctrica renovable. [5]

Según un estudio realizado y publicado por la Red Eléctrica Española en 2017, la energía eléctrica anual renovable fue producida en un 56.9% por la energía eólica, 21,9% por la energía hidráulica, 9.6% por la solar fotovoltaica y un 6.4% por la solar térmica. [5]

1.1.1 ENERGIA SOLAR

La energía procedente de la radiación solar es actualmente la más esperanzadora ya que la tecnología es la más desarrollada y en el caso de la fotovoltaica es la energía más barata. A día de hoy conocemos dos tipos de tecnologías que se encargan de aprovechar la radiación solar, la tecnología de concentración (CSP) y la tecnología fotovoltaica.

La energía fotovoltaica aprovecha la radiación difusa y directa por lo que no necesitarán los

elementos mecánicos de seguimiento al sol. El proceso de obtención de energía es muy simple, consta de unos paneles fotovoltaicos constituidos por unas células. Cuando la radiación incide sobre estas, los electrones se excitan produciendo una pequeña diferencia de potencial y por lo tanto una tensión. En las células se crea un campo eléctrico permanente, mediante una unión pn. Cuando se crea la unión pn, los electrones libres escapan de la capa n entrando en la capa p. A la célula se le añade un diodo para que el flujo tenga solamente una dirección. La salida de la corriente del panel es en forma continua que llegará hasta un inversor para obtenerla en alterna. [6]

La concentración de energía solar es un proceso que permite la producción de electricidad verde y gestionable. [7] Este tipo de plantas permiten convertir la luz solar en energía térmica logrando altas temperaturas y altos rendimientos. La capacidad de las plantas en 2018 aumentó a más de 5GWel en el mundo. Las centrales de concentración necesitan que la radiación que les llega sea alta ya que necesitan alcanzar altas temperaturas en el receptor y altas eficiencias de conversión de energía [7]. Dentro del receptor circula un fluido de trabajo encargado de transportar la energía térmica hasta el bloque de potencia donde se produce la energía eléctrica. Por ello, las zonas donde deben instalarse este tipo de centrales deben garantizar una alta radiación solar para poder asegurar la producción de electricidad. Además, la termosolar permite almacenar energía térmica a través de unos tanques de almacenamiento de sales fundidas [8]. Este almacenamiento es uno de los puntos más importantes de esta tecnología ya que, en primer lugar es un almacenamiento de alta capacidad permitiendo abastecer durante horas la demanda de energía con ausencia de radiación solar, esto la convierte en una tecnología gestionable ya que puede abastecer la demanda a cualquier hora. Otra de las ventajas de esta tecnología es la hibridación con otros tipos de tecnologías [7], uno de los más importante es la hibridación térmica, en el que se fusionan la tecnología fotovoltaica y la termosolar permitiendo obtener energía barata (conseguido por la fotovoltaica) y un abastecimiento de la demanda mayor gracias al almacenamiento de alta capacidad de la termosolar.

Este tipo de tecnología tiene diferentes peculiaridades como por ejemplo que solo pueden aprovechar la radiación directa incidente por lo que su elemento concentrador deberá estar siempre perpendicular a la radiación incidente lo que supone que los espejos deberán tener un sistema de seguimiento del sol para cumplir esto.

La base fundamental para el funcionamiento de esta tecnología se basa en la concentración de la radiación solar reflejada por unos espejos hacia un receptor por el que circula un fluido de trabajo encargado de absorber la energía de la radiación y transfórmala en térmica. Este fluido transporta la energía térmica hacia el bloque de potencia que es el encargado de producir la energía eléctrica. [9]

1.1.2 Tecnología CSP

La tecnología CSP se empezó a desarrollar en la década de los 80 en Estados Unidos. Solar One fue la primera central en 1982. Más tarde vinieron otros proyectos como el Solar Energy Generation System. Esta central sigue en funcionamiento demostrando madured y fiabilidad a esta tecnología. [9]

Dentro de la CSP nos encontramos con la tecnología de reflector cilindro-parabólico y reflector lineal Fresnel que son consideradas como concentradores de foco lineal cuyas temperaturas de operación se encuentran entre 290 y 390°C con unas eficiencias de conversión pico y promedio anual de 14-20% y 13-15% respectivamente. Además tenemos la tecnología de torre central y discos parabólicos conocidos también como concentradores de foco puntual. [10]

Es importante saber que este tipo de centrales están constituidas en 3 bloques distintos. El primero es el conocido como el campo solar donde se encuentra los elementos de concentración de la radiación solar que son una secuencia de espejos de vidrio diseñados para interceptar la radiación solar y concentrarla en un punto focal. Además, el componente fundamental [11] de esta tecnología es el colector ya que puede recolectar y transmitir la radiación solar al receptor solar donde se produce el intercambio de calor con el fluido caloportador. El segundo bloque es el almacenamiento que caracteriza este tipo de centrales permitiendo almacenar la energía térmica

perteneciente al campo solar. Por último, se encuentra el bloque de potencia donde se produce la transformación de la energía térmica a energía eléctrica. [12]

Para que este tipo de centrales tengan un buen funcionamiento la temperatura del receptor debe ser elevada, ya que por dentro de este circula un fluido caloportador que tiene como función absorber la máxima cantidad de energía y transportarla en forma de energía térmica hacia el bloque de potencia donde mediante un intercambiador de calor producirá vapor, encargado de accionar una turbina. Para que se cumpla lo comentado anteriormente, las centrales deben ser instaladas en lugares con mayor radiación. Para concentradores de foco lineal la concentración de la radiación ha de ser del orden de 60-80 veces alcanzando temperaturas próximas a 400°C. La tecnología de torre central llegan a tener una concentración de 600 veces, alcanzando una temperatura de hasta 565°C.

Además, es importante saber que si por el campo solar se utiliza sal solar como fluido HTF, este deberá incluir un sistema de calefacción eléctrica auxiliar para los colectores solares, tuberías y válvulas con el fin de evitar la congelación del fluido caloportador durante el arranque, drenaje y operaciones de emergencia. Existen dos métodos diferentes, uno de ellos es a través de un cableado eléctrico conocido como un sistema “Joule directo” con la aplicación de una tensión de 80 V produciendo una corriente eléctrica de 300-400 Amperios produciendo una temperatura mayor a 300°C. El segundo método es mediante un trazado eléctrico que se utiliza solo en las operaciones de arranque o drenaje. [13]

1.1.2.1 Tecnología Cilindro-Parabólica

El nombre de esta tecnología es debido a la forma parabólica de los espejos reflectores que es la primera diferencia con las demás tecnologías. Esta tecnología se encarga de transformar la radiación solar directa en energía térmica. Para ello constan de unos espejos que concentran la radiación a lo largo de un tubo absorbedor situado en la línea focal de la parábola. Por el interior del tubo receptor circula el fluido de trabajo, también conocido como fluido caloportador, que aumenta su temperatura debido a la radiación solar absorbida y la transporta en forma de energía térmica.

Es típico que esta tecnología tenga un sistema de seguimiento del sol en torno al eje paralelo a la línea focal, que gira los reflectores cilindro parabólicos, para aprovechar la radiación directa. El sistema de seguimiento al sol puede ser eléctrico o hidráulico dependiendo del tamaño de los colectores. Pequeños colectores tendrán un sistema eléctrico y los colectores grandes un sistema hidráulico.

Además al conjunto de espejos parabólicos, tubo absorbedor, estructura soporte y la estructura de seguimiento del sol se le conoce como módulos, estos suelen estar orientados con dirección nort-sur para mayor captación de radiación. La longitud de estos módulos suele ser de 600 metros y 800 metros y el conjunto se le conoce como lazos. El campo solar es el conjunto de todos los lazos.

A continuación haremos una breve explicación de los elementos de esta tecnología:



Ilustración 4: Elementos de un módulo cilindro-parabólico. [14]

- Espejo parabólico: conocido como concentrador o reflector. Con forma parabólica para maximizar la radiación solar incidente. Se requiere que estos tengan: altas propiedades ópticas, alta reflectividad, especularidad, bajo mantenimiento, bajo coste y una alta durabilidad.
- Elementos conectores: permiten el giro de los sistemas de seguimiento sin afectar a los puntos fijos del resto de la instalación. Además, son aquellos que se encargan de absorber las dilataciones del fluido para que estas perjudiquen de forma mínima a los elementos de la instalación. Dos ejemplos de estos elementos serían las mangueras flexibles y las juntas rotatorias.
- Tubo absorbedor: la función de este elemento es la captación máxima de la radiación concentrada en él convirtiéndola en energía térmica y transmitiéndola al interior hacia el fluido caloportador. Normalmente estos tubos están formados por dos tubos concéntricos, uno exterior de cristal y uno interior de acero inoxidable. Los nuevos diseños están adaptando su longitud a nuevos reflectores o ampliando el diámetro del tubo.
- Estructura soporte: tiene como objetivo la sujeción de espejos y tubos colectores para que estos se mantengan lo más estable además de proporcionar un buen seguimiento solar y alta concentración.
- Sistema de seguimiento: permite obtener una radiación que llegue de forma perpendicular al espejo. El seguimiento en este tipo de centrales suele ser de un solo eje con una rotación este-oeste. En la siguiente imagen se podrá apreciar como es este seguimiento:

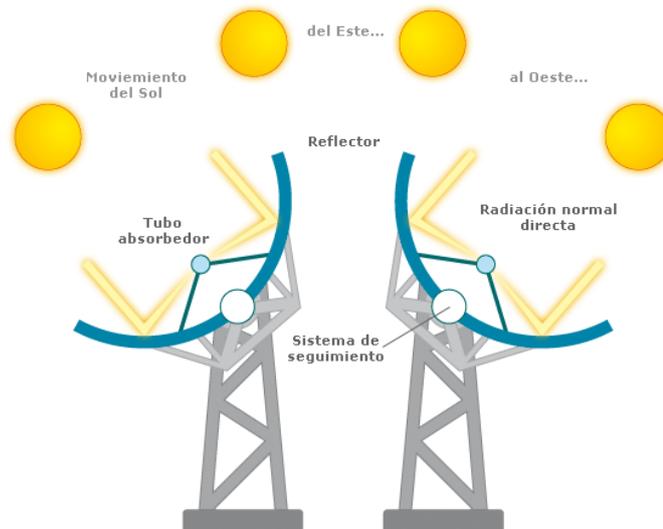


Ilustración 5: seguimiento al sol en una tecnología cilindro parabólica [15]

1.1.2.2 Tecnología Fresnel

Una central con tecnología fresnel es muy parecida a una cilindro-parabólica teniendo algunas diferencias.

- Una de ellas es que los espejos de las hileras son planos por lo que la concentración es menor debido a una menor eficiencia óptica que tendrán un seguimiento al sol en un eje. Además, esta tecnología tiene dos series de espejos, la primera para concentrar la radiación en el tubo receptor y la segunda para concentrar la radiación desviada de la trayectoria.
- Otro aspecto importante de esta tecnología es que las temperaturas de trabajo son menores por lo que la temperatura de salida en el campo solar ronda los 270-280 °C.
- Las ventajas de este tipo de tecnología es que al tener estructuras más sencillas el coste de inversión es menor y además la estructura plana de este tipo de tecnología hace que las cargas de viento sean menores.

Se recomienda que este tipo de tecnología se utilice para lugares con radiaciones solares muy altas y sistemas de producción directa de vapor para calor de proceso.

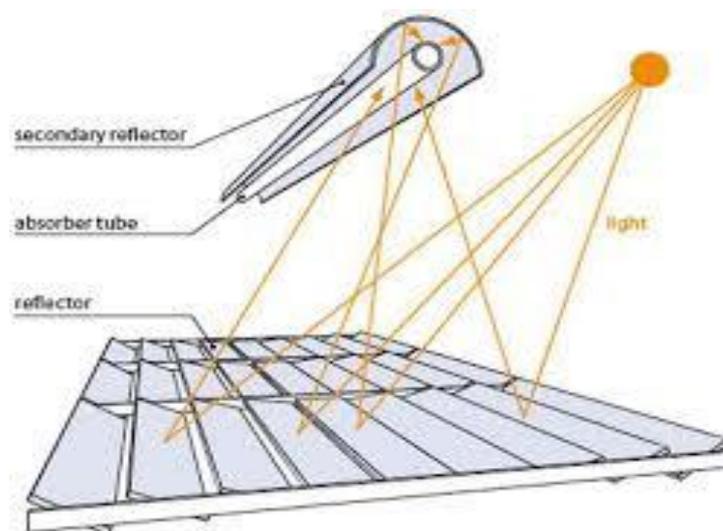


Ilustración 6: Esquema de los elementos de una tecnología fresnel. [16]

1.1.2.3 Tecnología de disco Stirling

La tecnología de disco Stirling consiste en unos espejos con forma de disco parabólico, como su propio nombre indica, que se encarga de concentrar la radiación en el foco de la parábola. En dicho foco se coloca un receptor, encargado de absorber toda la energía concentrada posible, conectado a un motor Stirling. Esta tecnología tiene un sistema de seguimiento al sol en dos ejes. Este proceso convierte energía térmica en energía mecánica que se encarga de mover un generador para producir la energía eléctrica. Esta tecnología tiene una producción autónoma por lo que no tienen elementos de tuberías ni estructura permitiendo poder tratarlos de forma independiente.

Esta tecnología está compuesta por pequeñas unidades autónomas entre las que destacan:

- Colector parabólico: Estructura con forma de parábola que debe de tener una reflectividad y especularidad altas para disminuir las pérdidas.
- Receptor: Se encuentra en el foco de la parábola y sus características deben ser: alto poder de absorción y transporte. También reciben el nombre de cavidad que permiten reducir las pérdidas de energía a través de radiación y convección.
- Sistema de seguimiento: como hemos comentado este tipo de tecnología tiene un seguimiento al sol en dos ejes para conseguir así una precisión mayor en la trayectoria del Sol.
- Máquina térmica: es un ciclo Stirling encargado de convertir la energía térmica en mecánica.
- Generador: es el encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica con unas eficiencias alrededor del 95%



Ilustración 7: Captador Disco Stirling. [17]

La estructura de modularidad hace de esta tecnología una ventaja ya que permite que se produzca electricidad en diferentes zonas del mundo incluidas las menos pobladas o incluso aisladas. Como hemos visto, al analizar este tipo de tecnología se aprecia que no utiliza ningún fluido caloportador lo que reduce el costo. Esta tecnología está en pleno desarrollo por lo que no tenemos en la

actualidad ninguna central de este tipo.

1.1.2.4 Tecnología de Torre Central

Para hablar de este tipo de tecnología debemos hablar de los heliostatos que son un conjunto de espejos que pueden ser planos o ligeramente cóncavos colocados alrededor de una torre de forma que reflejen y concentren la radiación en el receptor situado en la zona más alta de la torre. Estos heliostatos tienen un seguimiento al sol en dos ejes, una de las diferencias con las demás tecnologías lineales.

El alcance de una temperatura tan alta es posible ya que el enfoque de la radiación es en un punto, esto es una ventaja ya que nos permite conseguir una temperatura cerca de 1000°C, por lo que esta tecnología es una buena sustituta para las centrales convencionales que generan altas temperaturas. Por el contrario, esta temperatura tan elevada limita los materiales de construcción de la central.

Esta tecnología al igual que la tecnología cilindro-parabólica permite un almacenamiento térmico mediante sales fundidas.

Como algunas de las demás tecnologías de concentración se tiene un fluido calo portador en el interior del receptor transportando energía térmica hasta el bloque de transformación o de potencia.

Los elementos que forman esta central son muy parecidos a los de la tecnología cilindro-parabólica aunque hay algunas diferencias:

- Heliostato: conjunto de espejos planos o con una pequeña curvatura encargados de reflejar la radiación solar hacia el receptor solar situado en la torre.
- Torre: elemento soporte de alta altura por donde circula el fluido calo portador y en el que se encuentra el receptor en la zona más alta.
- Receptor: elemento por el que circula el fluido calo portador y donde se concentra la radiación reflejada por los heliostatos.



Ilustración 8: Campo solar de la tecnología de torre central. [18]

1.1.3 Central de circuito directo e indirecto

El almacenamiento de energía térmica es un elemento importante ya que permite ofrecer electricidad distribuible a alta capacidad (MW). La operación con campo solar durante las horas diurnas permiten un funcionamiento directo de la planta para producir electricidad pero a la misma vez se va almacenando la energía excedente. La tecnología TES resuelve el desfase temporal entre el suministro de energía solar y la demanda de electricidad proporcionando una ventaja a las plantas CSP.

Un sistema de almacenamiento está formado por tres zonas. Una de ellas es el material de almacenamiento, otra es el tipo de transferencia de calor (directo o indirecto) y por último el tanque de almacenamiento.

El material de almacenamiento puede ser: almacenamiento de calor sensible, calor latente y almacenamiento termoquímico. En el primero la energía se almacena o se libera, mediante el uso de almacenamiento sólido o líquido, aumentando o disminuyendo la temperatura del fluido que depende en gran medida de la cantidad de fluido que tengamos, la capacidad calorífica específica y el cambio de temperatura, siendo en la actualidad el tipo de almacenamiento más usado en las centrales CSP. El almacenamiento de calor latente usa materiales de cambio de fase y el almacenamiento termoquímico es a través de reacciones químicas reversibles. [19]

En las plantas CSP, las ventajas que se pueden obtener de que la unidad TES se encargue de calentar el fluido de trabajo del ciclo térmico en las horas donde no se produce energía en el campo solar pueden ser [7]:

- Que el factor de capacidad se puede aumentar del 20 al 25% para CSP sin TES, hasta un 60-85% para CSP junto con una unidad TES.
- La operación a carga parcial se reduce significativamente
- Se aumentan los ingresos debido a la generación de electricidad en los picos de demanda.

La tecnología TES de última generación integrada en las plantas cilindro parabólicas y de torre es el almacenamiento de energía sensible de dos tanques que usan sales fundidas (más comúnmente, sal solar). El proceso de almacenamiento térmico se produce mediante un fluido caloportador frío que se calienta a su paso por el campo solar y que se dirige hacia el tanque de almacenamiento caliente y se va llenando. El HTF procedente del campo solar se denomina HTF caliente. Si el HTF que llega al tanque caliente es el mismo que el sale del campo solar se denomina una central de almacenamiento de calor directo, es decir, no existe intercambiador entre la zona del campo solar y la zona de los tanques. En la siguiente imagen podemos ver un ejemplo de una central de almacenamiento directo.

Este tipo de proceso es el más usado en las plantas de torre, empleando sales fundidas como HTF y fluido de almacenamiento. A diferencia del almacenamiento indirecto el costo de este es más barato ya que se elimina el intercambiador y aumenta la eficiencia general de la planta.

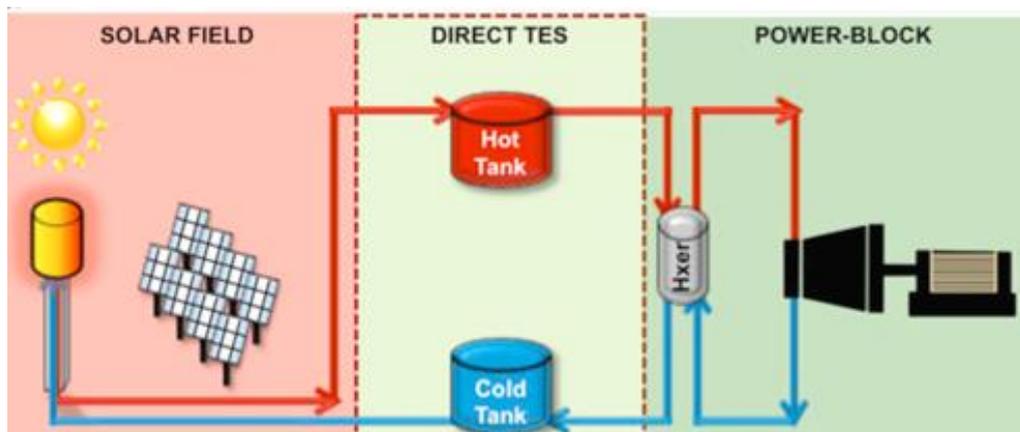


Ilustración 9: Central de almacenamiento directo [19]

Si para el mismo proceso anterior existe un intercambiador de calor entre el campo solar y la zona de almacenamiento, la central se denomina de almacenamiento indirecto. En este caso se usarán dos tipos de fluidos calo portadores, normalmente diferentes, en que se producirán el intercambio de energía entre ambos en el intercambiador. El HTF procedente del bloque de almacenamiento debe estar frío cuando entre en el intercambiador y el HTF procedente del campo solar entrará caliente para que el HTF que debe entrar al tanque caliente lo haga a la temperatura adecuada para poder almacenar la energía. Normalmente, en las plantas CSP, en concreto las cilindro parabólicas, usan este tipo de almacenamiento usando como fluido de almacenamiento las sales fundidas que son las que se calientan en el intercambiador de calor gracias al aceite que es el HTF suministrado desde el campo solar.

Este método puede proporcionar calor si el campo solar no es capaz de generarlo. Se utiliza la sal caliente para calentar el aceite y poder evitar así la congelación del fluido HTF del campo solar.

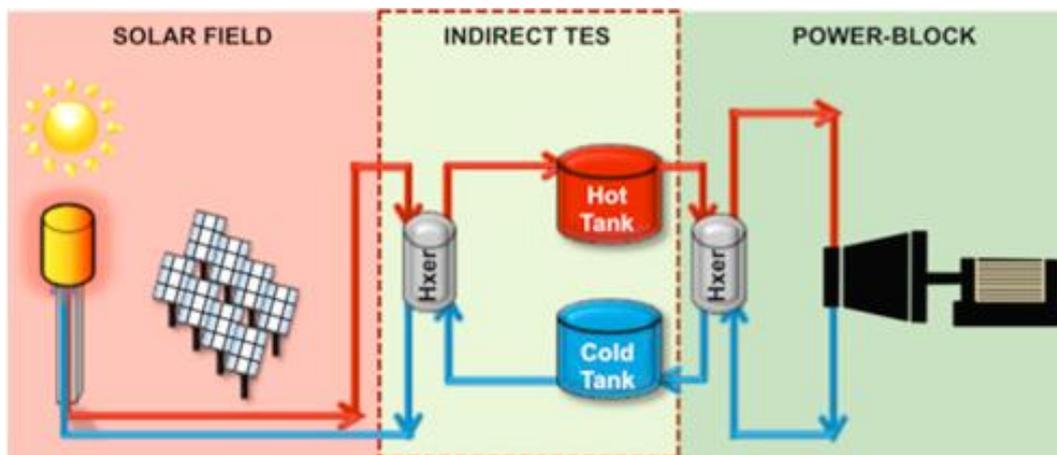


Ilustración 10: Central de almacenamiento indirecto [19]

No solo existe almacenamiento con dos tanques, también existe el almacenamiento con un solo tanque conocido como almacenamiento de termoclina. La eliminación de un tanque permite una reducción de costos de aproximadamente el 35% en comparación con un almacenamiento con dos tanques. Este almacenamiento utiliza el método de la estratificación térmica para separar el fluido caliente del frío y un deflector se moverá dentro del tanque de forma horizontal para mantener el fluido caliente en la parte superior del tanque y el frío en la inferior. Pero este almacenamiento tiene algunos problemas para el diseño y funcionamiento como son la estabilidad del material de relleno en el ambiente de fluido caliente y distribución del flujo. [19]

Como se ha comentado anteriormente el fluido más utilizado en el almacenamiento es la sal solar. La sal solar tiene una alta capacidad para el almacenamiento de energía a gran escala y a largo plazo. Es importante que el material utilizado para el almacenamiento de la sal solar tenga una estabilidad química al estar en contacto con la sal para la confianza de por vida y para el desarrollo de la tecnología de almacenamiento hacia temperatura más alta. La capacidad de almacenamiento es proporcional a la diferencia de temperatura máxima y mínima, concluyendo que una temperatura máxima más alta mejora la capacidad de almacenamiento y la eficiencia del bloque de potencia.

La temperatura del bloque de almacenamiento depende de la tecnología CSP, si hablamos de una cilindro-parabólica y torre el rango de temperatura de almacenamiento será de 292-385°C (temperatura limitada por la temperatura de descomposición del aceite térmico del campo) y 290-565°C respectivamente.

Un estudio realizado por Abengoa Solar [19], donde se analizó la viabilidad, costo y desempeño de una planta cilindro parabólico con 6 horas de almacenamiento utilizando sales fundidas. En este estudio se obtuvo como resultado que la planta reducía el costo de almacenamiento en un 43,2%, el costo del campo solar en un 14,8% y el LCOE en un 9.8-14.5% respecto a una planta de petróleo

con therminol VP-1. Además, centrándonos más en el fluido calo portador, al tener como fluido de trabajo a las sales fundidas se obtendría mayor temperatura de salida del campo solar ofreciendo una mayor eficiencia del bloque de potencia y un sistema de almacenamiento de energía más barato.

Para los sistemas de almacenamiento sensible el costo se reducirá a medida que aumenta la temperatura de operación. Esto se aprecia en la cantidad de sal que se necesita para una planta.

Como podemos apreciar, en las centrales CSP el HTF es un elemento crítico en la instalación. Una de las principales mejoras que se obtienen al mejorar las propiedades del fluido caloportador es el aumento del rendimiento de la central. Este aumento está relacionado de forma directa con el aumento del rango de temperatura del fluido caloportador, a mayor temperatura máxima de trabajo mayor será el rendimiento del ciclo de potencia y por tanto se obtiene un menor coste de generación, ya que a igualdad de producción necesita instalar menos campo solar. **El objetivo de este trabajo es estudiar los diferentes fluidos de trabajos y sus mejoras para ver como mejora la eficiencia de una central CSP. A continuación, entraremos en detalles de los fluidos HTF.**

2 FLUIDO CALOPORTADOR

Las centrales termo solares actuales (CSP) están acopladas a cualquier tipo de motor térmico y casi todas las tecnologías CSP funcionan con algún tipo de fluido caloportador. El fluido caloportador es, como hemos explicado antes, el encargado de absorber la energía solar, transportarla y almacenarla en forma de energía térmica. Este fluido va por el interior del receptor y debe tener unas buenas características para cumplir su trabajo. Además, el fluido caloportador afecta al diseño de la planta y a la temperatura de trabajo deseada.

Para la elección de un buen fluido calo portador necesitamos que este cumpla una serie de características [10]:

- Alto rango de temperatura de utilización para maximizar la eficiencia. Baja temperatura de fusión y alta la de ebullición.
- Un fluido que trabaje a altas temperaturas y a baja presión.
- Una buena estabilidad térmica para evitar rotura de enlaces, deterioro fisicoquímico y evitar contacto con oxígeno en caso de fluidos inflamables
- Baja viscosidad para reducir las pérdidas de carga y el tamaño de los equipos de bombeo o redes de transporte. Además, favorece el arranque de la instalación a temperatura ambiente evitando así el precalentamiento.
- Es deseable que la conductividad térmica sea alta para mejorar así la transferencia de calor y reducir los gradientes de temperatura.
- Punto de inflamación y temperatura de auto ignición que sean altos para evitar así la inflamación o la ignición espontánea del fluido.
- Alta densidad de energía. Para maximizar la cantidad de energía térmica almacenada por unidad de volumen reduciendo así el espacio necesario para la instalación.
- Agresividad baja frente a los materiales de la instalación baja para evitar daños en los diferentes elementos de la planta o en su defecto encarecer los materiales constructivos.
- Toxicidad baja para minimizar cualquier daño sobre el personal o del medio ambiente y tener en cuenta la estanqueidad para los fluidos en caso de que sean tóxicos
- Resistencia mecánica y química.
- Dilatación influye en el diseño de los elementos de la central como son el vaso de expansión y el depósito de almacenamiento.
- Bajo coste
- Pérdidas térmicas bajas
- Bajo impacto ambiental.

Por lo tanto, a la hora de elegir un fluido calo portador, tendremos que comparar las propiedades anteriores para obtener el fluido más apropiado y óptimo. A continuación analizaremos y compararemos diferentes propiedades y diferentes fluidos caloportadores.

2.1 Clasificación de los fluidos de transferencia

Para empezar con este apartado, clasificaremos diferentes fluidos caloportadores según la temperatura máxima de trabajo. Esta clasificación se muestra de forma general para después profundizar. A continuación, se muestra una tabla con una pequeña clasificación:

Tabla 3: diferentes fluidos calo portadores en función del rango de funcionamiento [20]

Rango de temperatura (°C)	Fluidos calo portadores
Mayores de 400	Gases de combustión, vapor recalentado, aire, sales fundidas, metales fundidos.
200-400	Gases de combustión, vapor recalentado, aire, fluidos térmicos
50-200	Vapor saturado, agua, agua sobrecalentada, aire
0-50	Agua, aire
-30-0	Salmuera, glicoles, freones, NH ₃ , SO ₂ , CO ₂
-100-(-30)	Metano, propano
Menores a -100	Aire líquido, N ₂ , H ₂

2.1.1 Estado del arte de los fluidos caloportadores

Como se aprecia en la tabla anterior, existen muchos fluidos calo portadores, pero existen los conocidos como fluidos convencionales, que han sido los más usados hasta ahora. Entre ellos destacan agua, aceite, sales fundidas y vapor de agua. El objetivo del trabajo está en encontrar el fluido caloportador más apropiado para las CSP. Por este motivo introduciremos, analizaremos y compararemos diferentes fluidos calo portadores.

2.1.1.1 Fluidos caloportadores en aplicación comercial

- El fluido más utilizado desde siempre ha sido agua sin necesidad de colocar un intercambiador y haciendo que la central sea de tipo directa. Pero actualmente se están utilizando otros tipos de fluidos caloportadores entre ellos se está investigando acerca de las sales fundidas ya que por las características de este fluido el rendimiento de la planta aumentaría. El desarrollo del uso del agua como fluido caloportador en las centrales CSP se realizó en Europa, Abengoa Solar construyó una planta cilindro-parabólica en la Plataforma Solucar [21]. Del agua cabe destacar que es respetuosa con el medio ambiente y que la fuga de agua en el campo solar no es un peligro a comparación de aceite térmico y las sales fundidas. Es importante comentar que el calor absorbido se produce durante el cambio de fase mejorando así la eficiencia térmica. Por otra parte y no menos importante, la temperatura de congelación del agua es menor que la del aceite y sales fundidas por lo que es más fácil mantenerla en estado líquido. Si hablamos de la corrosión, el agua es

menos corrosiva que los demás fluidos más comunes. Los problemas al trabajar con este fluido se presentan en el coste de la instalación cuando aumenta la temperatura de trabajo. Para temperaturas superiores a 200-250°C, la presión de diseño necesaria (superior a la presión de vapor) encarece la instalación. [10]

- Para mayores temperaturas de trabajo, uno de los fluidos caloportadores más usados es el aceite térmico, que presenta un rango de temperatura de trabajo en el campo solar entre 290-390°C. Los inconvenientes del aceite térmico son su precio e inflamabilidad. Por otro lado tiene una estabilidad térmica de hasta unos 400°C y debe trabajar presurizado por encima de 300°C. Si se superan los 400°C se produce el cracking en el fluido, descomponiéndose en subproductos ligeros y pesados que afectan a las propiedades del fluido. Los subproductos producen la formación de lodos, reduciendo así la eficiencia térmica y aumentando el costo del mantenimiento de la planta. Las ventajas de este tipo de fluido es que puede alcanzar su temperatura de trabajo con una presión más baja que el vapor de agua. Para trabajar a alta temperatura (mayor a 400°C) se utiliza sales fundidas. [10] [21]
- Las sales fundidas son una mezcla de sales inorgánicas de nitrato sódico y nitrato potásico (60%p y 40%p respectivamente) que tienen buenas propiedades térmicas y baja presión de vapor a altas temperaturas. Estas trabajan en el rango operativo entre 290-565 °C mejorando el rendimiento energético. Las sales fundidas cubren un gran rango de temperaturas. Además se utiliza también como sistema de almacenamiento debido a sus buenas características químicas. Las demostraciones de los sistemas que utilizan sales fundidas se llevaron a cabo en el proyecto THEMIS en los años 80. Trabajar con este tipo de fluido pueden hacer que la eficiencia de conversión anual sea de 14-18 %. Las sales son más baratas que los aceites térmicos sintéticos y tiene bajo impacto ambiental. Por el contrario tienen una temperatura de congelación entre 220°C y 240°C, es decir, la temperatura de congelación de las sales fundidas está muy por encima de la temperatura ambiente. Actualmente se están buscando nuevas mezclas de sales de nitrato fundido que tengan un punto de fusión más bajo para minimizar los costes de los sistemas auxiliares de calentamiento y minimizar riesgos operativos por congelación de líneas. Además se busca que tenga mayor temperatura de trabajo que permitirá el aumento de la eficiencia sin que aumente el gasto de otros factores importantes. Un estudio realizado por Kelly y Kearney demostró que los gastos específicos para un almacenamiento directo son un 50% más bajos que para un sistema de almacenamiento indirecto debido a la reducción del tamaño de tanques y la ausencia de intercambiador. Las sales en comparación de los aceites son más baratas, menos contaminantes, no son inflamables y permiten que el tamaño de los tanques de almacenamiento sean menores. [10]
- Generación directa de vapor que permite una temperatura de trabajo de hasta 400°C a una presión de 100 atm. Tiene como ventaja que puede alimentar directamente la turbina de vapor sin ser necesario un intercambiador de calor. Los problemas de este fluido son, en primer lugar, que presentan grandes desafíos en el almacenamiento térmico. [10]

Los fluidos mencionados anteriormente son los más usados en la historia de los HTF, pero con la evolución de las tecnologías se han ido conociendo posibles fluidos caloportadores. Por lo tanto, continuaremos haciendo una introducción a los demás fluidos calo portadores.

2.1.1.2 Medios de transferencia de calor innovadores.

2.1.1.2.1 Suspensiones de partículas

Los sólidos en suspensión tienen una alta capacidad calorífica, trabajan a temperaturas altas entorno a los 750-1000°C y son químicamente inertes. Este aumento en la temperatura permite el uso de configuraciones avanzadas de ciclo de energía. Además, se obtendrá un aumento de la eficiencia, alcanzando un 45% y reduciendo el campo solar. Se debe de comentar que el calor específico es menor que el de las sales fundidas pero al tener una diferencia de temperatura mayor, aumenta también la densidad calorífica. [22]

El principal escollo del uso de estos materiales de transferencia es el diseño de los receptores de partículas: Estos funcionan según diferentes tipos de circulación de partículas como pueden ser el lecho móvil, película descendente, lecho fluidizado burbujeantes etc. Los sistemas de absorción directa son muy atractivos ya que no necesitan ventanas y aceptan una densidad de flujo solar muy alta, aunque su principal defecto es la dificultad de controlar la estabilidad del flujo y las altas pérdidas por convección por lo que a día de hoy no hay un receptor de partículas de alta eficiencia validado. Los receptores de partículas sólidas de absorción indirecta aceptan una densidad de flujo menor pero son capaces de ofrecer un mejor control de la circulación de partículas dentro del receptor. [23]. Este componente aún se encuentra en desarrollo.

2.1.1.2.2 Fluidos supercríticos

2.1.1.2.2.1 sH_2O

Conocida también como agua supercrítica, que se caracteriza por estar a 374°C y a una presión de 221 bar. Han sido utilizadas como fluido en centrales eléctricas convencionales durante muchos años. Debido a los problemas técnicos de alta presión y alta temperatura se dejó de utilizar. [23]

2.1.1.2.2.2 sCO_2

El estado súper crítico del dióxido de carbono se produce a una presión de 73.8 bar y 304,5 K. El principal desafiante para este fluido de trabajo reside en el almacenamiento, se demostró que es inviable la compatibilidad de ambos ya que se requiere un intercambio de calor intermedio con un medio de almacenamiento separado. [23]

2.1.1.2.3 Metales líquidos

Los metales líquidos son fluidos calo portadores eficientes que podrían conducir a un mayor desarrollo de sistemas CSP. La ventaja de este tipo de fluidos son las temperaturas de funcionamiento que podemos alcanzar y los coeficientes de calor, ambos parámetros superiores a los HTF habituales. Estos aspectos hacen que el rendimiento de la planta aumente, además de producir una reducción en los costes, esto solo si comparamos a nivel energético y no tenemos en cuenta el coste de construcción. Estos fluidos tienen unas propiedades de corrosión altas por lo que hay que tenerlos en cuenta. El precio de los metales líquido suele ser alto.

Además del Sodio y LBE, también existe el estaño líquido que tiene un alto potencial. Es importante indicar que tiene problemas de compatibilidad cuando se alcanza una temperatura mayor a 500°C. Otros tipos de metales líquidos son el Na-K eutéctico (22% Na + 77,8%K) teniendo una temperatura de fusión y ebullición de -12.6°C y 785°C, respectivamente. [23]

2.1.1.3 Comparación de los fluidos caloportadores de mayor temperatura

Una vez que hemos introducido los fluidos caloportadores, tanto los más conocidos como algunos innovadores, entraremos en más detalle para poder concluir cual es el mejor fluido calo portador. Como se comentó anteriormente, un fluido con mejores propiedades puede mejorar el rendimiento de la central y disminuir el coste de la generación de energía. Por este motivo, este apartado tiene como finalidad analizar diferentes fluidos calo portadores para poder concretar cuál puede ser el mejor fluido. Se estudiarán fluidos que alcancen mayores temperaturas de trabajo, sin olvidar las demás propiedades, ya que todas son determinantes a la hora de elegir un fluido caloportador. A continuación mostraremos una comparativa de los que son los mejores candidatos para ser un buen fluido calo portador.

Tabla 4: Comparativa de diferentes propiedades de los fluidos calo portadores [Apuntes de clase] [21]

	Agua/ vapor	Aire	Sales solares	Sodio líquido	Potassium salt	Aceite térmico	Sal hitec XL (43%KN O ₃ + 42% Ca(NO ₃) ₂ +15% NaNO ₃)	Salt hitec (53% KNO ₃ + 40% NaNO ₂ + 7%NaNO ₃)
T ^a	De 0°C hasta 250°C	De 0°C hasta más de 1000°C. se recomienda no usar el aire	de 280°C hasta 565°C solidificación a 220°C	de 97.82 hasta 540°C	de 63.2°C hasta 756.5°C	de 12°C hasta 400°C a baja presión	de 130°C hasta 550°C	de 142°C hasta 550°C
Estabilidad térmica	hasta 200°C	alta	buena a alta T ^a	alta	buena a alta T ^a	hasta 400°C	buena a alta T ^a	buena a alta T ^a
Viscosidad	baja	baja	depende del fluido, T ^a	baja	baja	media	depende del fluido, T ^a	depende del fluido, T ^a
Conductividad térmica	alta	bajo	baja	alta	alta	baja	na	baja
Capacidad calorífica (j/kgK)	alta	bajo	alta	alta	alta	alta	alta	alta
Punto de inflamación y T ^a de auto ignición	no existe riesgo	no existe riesgo	para altas T ^a	si se tiene contacto con aire o agua	sí	sí	para altas T ^a	para altas T ^a
Agresividad frente a los materiales de la instalación	alto	bajo	sí	si se tiene contacto con aire o agua	sí	sí	sí	sí
Toxicidad	no	no	sí	sí	sí	sí	sí	sí

Si analizamos la tabla anterior:

- Los fluidos que mejor se adapta a un amplio rango de temperatura, que alcance altas temperaturas y baja presión son sales solares, sal hitec, salt hitec XL, Na líquido y K: estos dos últimos son los que tienen más alto el punto de inflamación y auto ignición.
- La viscosidad de los fluidos caloportadores estudiados anteriormente son bajas, excepto el aceite, cuya viscosidad es mayor y las sales solares, Hitec y Hitec XL. La viscosidad

depende de la temperatura. Por ello, si los fluidos trabajan a altas temperaturas la viscosidad es menor.

- Las conductividades de todos los fluidos son bajas menos el agua, sodio y potasio.
- Para un buen fluido caloportador, la capacidad energética ha de ser alta, este punto lo cumplen las sales solares, Hitec y Hitec XL además del sodio líquido y aceite.
- Los únicos que no son tóxicos son el aire y el agua.

Los fluidos calo portadores que presentan mejores características termo físicas para ser un buen fluido caloportador son la Sal Solar, Sal Hitec, Sal Hitec XL, Potasio y Sodio. Pero las propiedades termo físicas no son las únicas que tenemos que tener en cuenta para elegir un fluido caloportador. Antes de comparar las demás características y concluir un fluido, vamos a estudiar un parámetro importante para un buen fluido calo portador, el llamado coeficiente de película.

2.1.1.3.1 Estudio del coeficiente de película en los diferentes HTF

En este apartado analizaremos distintos fluidos calo portadores desde otra perspectiva, no tanto como sus propiedades termo físicas. En este apartado entraremos a estudiar fluidos calo portadores tales como: Therminol VP-1, Sales fundidas, Metales líquidos, gases y vapor de agua.

Para conocer más en detalle los diferentes fluidos calo portadores podemos hacer un análisis más exhaustivo de estos. Para este análisis nos centraremos en una de sus propiedades más importante, el coeficiente de película, h , este parámetro es importante porque representa la transferencia de calor entre una superficie sólida y un fluido por unidad de superficie por unidad de diferencia de temperatura. Haremos el análisis respecto a esta propiedad ya que anteriormente hemos hecho un breve estudio de las propiedades termo físicas más importantes de un HTF.

1. Therminol VP-1: el coeficiente de transferencia de este fluido varía en función de la temperatura. Su coeficiente de transferencia varía según la siguiente gráfica:

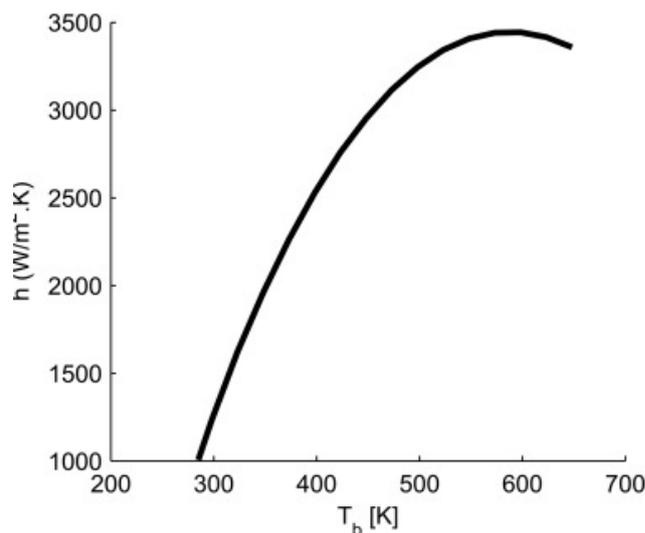


Ilustración 11: representación de la transferencia de calor del Therminol VP-1 según la temperatura según la temperatura a 2m/s [23]

Como podemos apreciar el coeficiente convectivo en el aceite alcanza su máximo a una

temperatura cercana a los 600K, que corresponde a unos 326,85°C

2. Sales fundidas: el coeficiente de transferencia aumenta con la temperatura con una inflexión a 700K. esto se debe a la caída de la viscosidad dinámica con la temperatura que se vuelve más lenta.

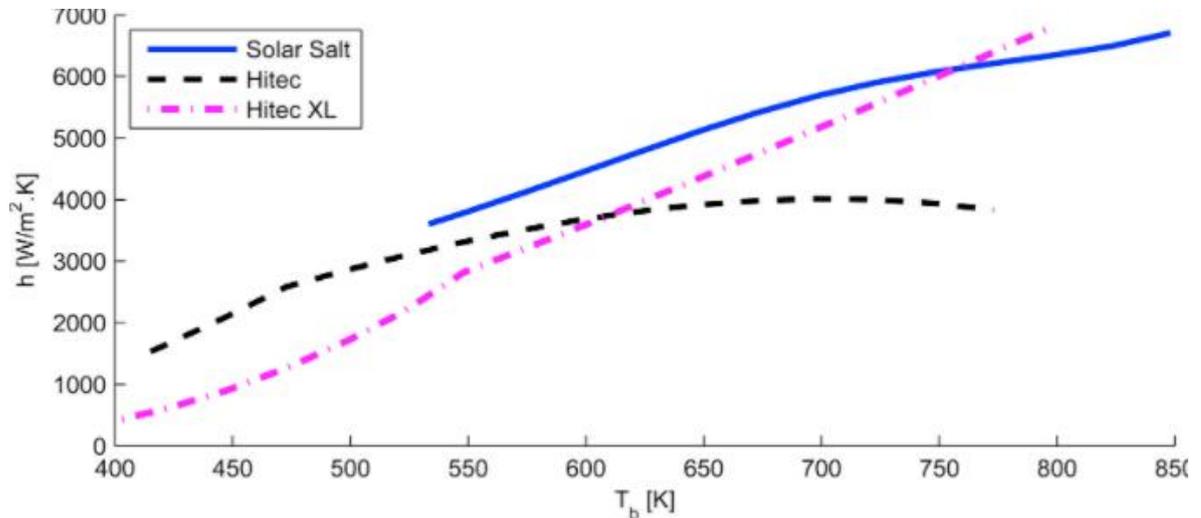


Ilustración 12: comparación entre los coeficientes de transferencia de calor de las sales fundidas en función de la temperatura a 2m/s [23]

Como podemos ver en esta gráfica la sal solar es un poco mejor hasta aproximadamente 750°K (477°C). Para la elección de qué tipo de sal se tendrá que analizar el rango de temperatura y el precio. Es importante saber que la Sal Hitec y la Sal Hitec XL son mejoras de la sal solar que explicaremos en apartados posteriores, por lo que a partir de ahora la comparación con los demás fluidos caloportadores se realizarán con la sal solar.

3. Metales líquidos

Para los metales presentaremos el sodio y el LBE. El coeficiente de transferencia de calor del primero disminuye con la temperatura mientras que el LBE (eutéctico de plomo-bismuto) aumenta con la temperatura.

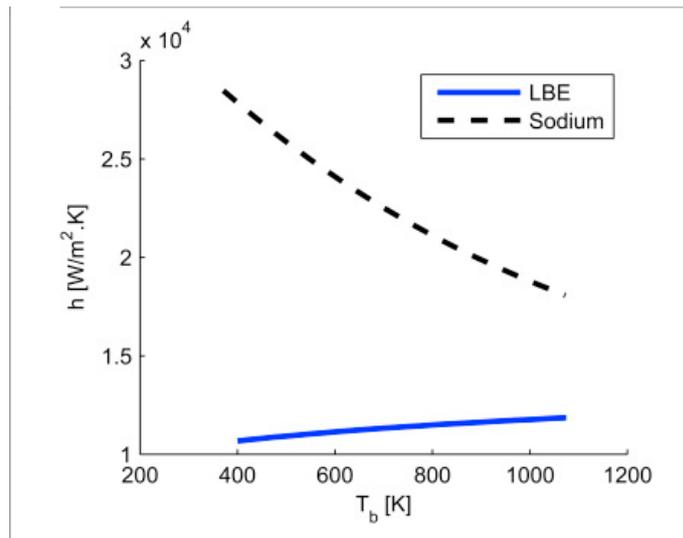


Ilustración 13: Coeficientes de transferencia de calor de metales líquidos en función de la temperatura a 2m/s. [23]

El coeficiente de película, h , es mayor en el sodio que en el LBE aunque la tendencia del sodio sea disminuir con el aumento de temperatura.

4. Gases

En este punto compararemos todos los gases excepto el vapor. El coeficiente de transferencia de calor, disminuye en todos los gases a medida que aumenta la temperatura. Esto se debe a que la densidad de estos decae con la temperatura.

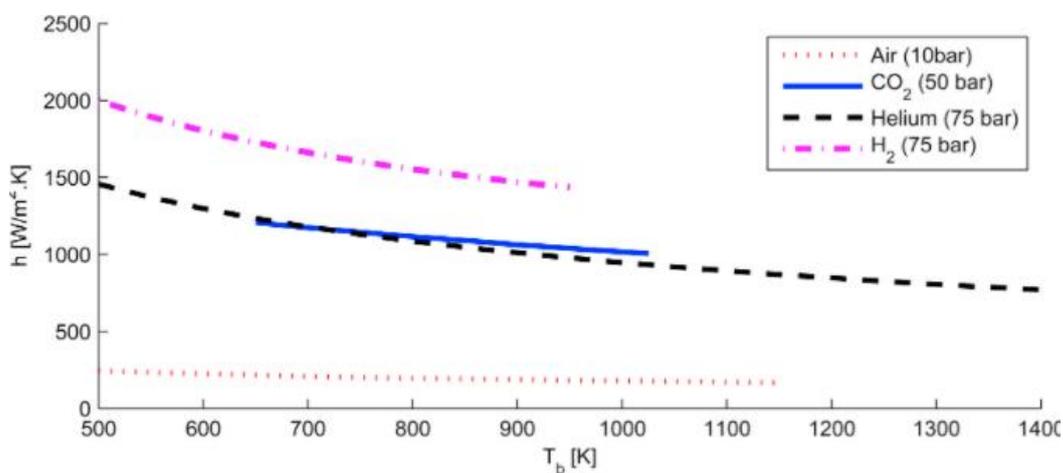


Ilustración 14: Comparación de los coeficientes de transferencia de calor de gases en función de la temperatura a una velocidad de 15 m/s [23]

En esta comparativa se obtuvo diferentes resultados. El primero a comentar es que el coeficiente de transferencia del aire es muy bajo. El dióxido de carbono tiene un coeficiente de transferencia medianamente alto, pero se propuso que en las configuraciones que utilicen dióxido de carbono deberán incorporar aletas para un aumento del coeficiente de transferencia. Para terminar el helio y el hidrogeno tienen altos coeficientes de transferencia de calor, llegando a valores tan altos como el aceite térmico.

5. Vapor de agua

Como se puede ver en la figura que se muestra a continuación puede apreciar que la presión tienen

un efecto beneficioso sobre el coeficiente de transferencia, más concretamente sobre la densidad del fluido. A medida que vaya aumentando la temperatura, el calor específico y la densidad disminuyen haciendo que el coeficiente de transferencia de calor disminuya.

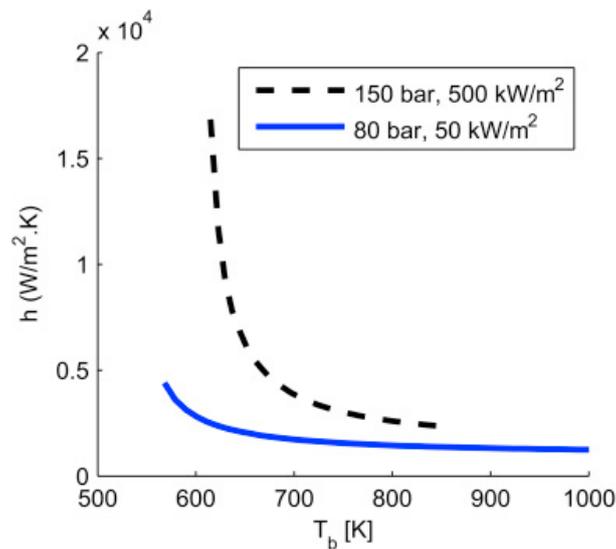


Ilustración 15: Coeficiente de transferencia de calor del vapor en función de la temperatura para una velocidad constante de 15m/s [23]

Como conclusión de este análisis, se pueden ver que los metales líquidos tienen los coeficientes de transferencia de calor y temperatura más altos. En comparación con las sales fundidas, el Na y el LBE presentan una menor densidad energética y una menor capacidad calorífica volumétrica. Por lo tanto tenemos que hacer una comparativa final entre metales líquidos y sales solares ya que son los dos fluidos con mejores propiedades.

2.1.1.3.2 Comparación final entre metales líquidos y sal solar

Para la elección final debemos tener en cuenta todos los puntos que comentamos al principio del trabajo para la elección de un buen fluido calo portador. Por lo tanto, haremos una breve comparativa entre metales líquidos y sal solar, comparando diferentes parámetros, no solo sus propiedades termo físicas.

Tabla 5: Ventajas y desventajas de los metales líquidos frente las sales solares

<i>Ventajas de los metales líquidos frente las sales solares</i>	<i>Desventajas de los metales líquidos frente las sales solares</i>
Mayor rango de temperatura	Mayor corrosión
Punto de fusión más bajo y punto de ebullición más alto	Mayor coste
Mayor conductividad térmica y mayor coeficiente de película.	Problema de seguridad con algunos de estos fluidos, ejemplo sodio

En la tabla anterior se muestra de forma comparativa las ventajas y desventajas de los metales líquidos frente a la sal solar. Como podemos apreciar la sal solar tiene mejores propiedades no

termo físicas pero igual de importantes que estas. Para poder concluir mejor el fluido caloportador elegido, se mostrará a continuación una tabla comparativa entre un metal líquido, como es el sodio, y la sal solar para poder elegir de forma más correcta el fluido caloportador a partir de los valores de sus propiedades termo físicas más importantes.

Tabla 6: Comparación metales líquidos VS sal solar [21]

	Unidades	Sodium (N/A)	solar salt
Temperatura de fusión	°C	97.82	240
Temperatura de ebullición o temperatura máxima de funcionamiento	°C	881.4	567
densidad	Kg/m ³	820	1794
Capacidad calorífica específica	KJ/Kg K	1.256	1.214
Viscosidad	Pa.s	0.00015	0.0022
Conductividad térmica	W/m K	119.3	0.536

Con el breve estudio realizado, comparando diferentes fluidos caloportadores, los metales líquidos tienen mejores propiedades térmicas que las sales solares pero no son extremadamente superiores como podemos ver en la tabla anterior. Además, para elegir un buen fluido caloportador no solo se estudian sus propiedades térmicas si no que existen otros parámetros como la corrosión, coste y seguridad que son claves para la elección del fluido, que se pueden ver en la primera tabla del apartado. En el caso de los metales líquidos conseguir un amplio rango de temperatura de trabajo permite tener un aumento de la eficiencia de la central, mientras que tener una baja temperatura de fusión reduce la necesidad de elementos exteriores para el calentamiento de los materiales y así evitar la congelación del fluido. Todo esto se traduce en una reducción de costes. Pero es importante comentar que los metales líquidos suelen tener una alta reactividad con el agua y el aire, por lo que las medidas de seguridad que se necesitan encarecen la instalación

En este caso, las sales tienen mejores tasas de corrosión, coste y seguridad y las propiedades térmicas son próximas a las de los metales líquidos. Pero las desventajas de este frente a las sales solares si son importantes, por lo que podemos llegar a la conclusión de que las sales fundidas son los fluidos caloportadores más óptimos. Además, por último pero no menos importante, debemos comentar que los metales líquidos no son económicamente competitivos como medio de almacenamiento ya que el costo unitario es más alto.

3 SALES FUNDIDAS

Las sales fundidas tienen una serie de ventajas, entre ellas el costo del volumen requerido de intercambiadores de calor y bombas se reduce de forma considerable, al usar sales fundidas en lugar de otros fluidos. Las sales fundidas tienen una transferencia de calor mejor y además la potencia de bombeo y el volumen del intercambiador de calor son menores. La capacidad calorífica volumétrica de las sales fundidas es un 25% mayor que la del agua a presión, unas cinco veces mayor que la del sodio líquido y más del doble en el eutéctico de plomo o bismuto de plomo.

3.1 Historia

En 1950 aproximadamente las sales fundidas empiezan a utilizarse en las centrales nucleares, el primer reactor de sal fundida fue construido en el Laboratorio Nacional Oak Ridge. Además, las sales fundidas se comienzan a utilizar también en la industria para procesos como la gasificación del carbón. Más recientemente y concretamente en la actualidad se utilizan como fluido caloportador como hemos estado explicando anteriormente.

Las sales fundidas constituyen una clase importante de fluidos para aplicaciones de alta temperatura, como medio catalítico para la gasificación del carbón, la oxidación de los desechos con sales fundidas o para el almacenamiento de calor latente o sensible.

3.1.1 Sales de nitrato fundido

La composición de las sales fundidas determina sus propiedades. La sal solar (60% NaNO_3 + 40% KNO_3 (p)) es la más usada como fluido caloportador y de almacenamiento en las plantas CSP.

Se ha verificado que las sales solares de nitrato fundido son las apropiadas ya que han superado las dificultades técnicas de su uso, alto punto de fusión y estabilidad térmica, aumentando el rendimiento de las plantas, además de tener adecuadas características como son baja presión de vapor, estado líquido en un amplio rango de temperatura, viscosidad baja y alta capacidad calorífica. Las sales solares están siendo investigadas ya que se quiere obtener un mayor rango de operación, interesándose en aumentar la temperatura máxima de trabajo y mejorar las propiedades químicas y térmicas de estas.

La sal fundida se caracteriza por tener una alta densidad de energía por volumen específico, alta inercia térmica y bajas tasas de corrosión por debajo de 580°C . Además, el uso de la sal a mayor temperatura en la CSP aumenta la eficiencia del ciclo Rankine del bloque de potencia y mejora la eficiencia global de las plantas.

El principal inconveniente de los sistemas de sales fundidas es el rango de temperatura de funcionamiento admisible, limitado por la temperatura de solidificación de la sal solar, el inicio de la descomposición térmica y la corrosión.

A continuación, mostraremos las propiedades físicas de la sal solar:

Tabla 7: Propiedades físicas de la sal solar [15] [24]

	Sal solar
T_{liquidus}	238 °C
$T_{\text{degradación}}$	550 °C *
ΔT	312
Conductividad térmica	0,55 W / (m * K)
Capacidad calorífica	1,6 (J / K * g)
Densidad	1,7 g / mL
Viscosidad	1,5 Cp **

3.1.1.1 Preparación de la sal solar

La sal solar se produce mezclando y fundiendo un 60% en peso de NaNO_3 y un 40% en peso de KNO_3 . Por lo que analizáramos la obtención de ambos compuestos, por separado.

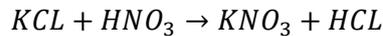
- El nitrato de sodio (NaNO_3) tiene su origen en dos procesos: por extracción directa de mina, a resaltar las salares de Chile, o por un proceso de producción sintético. En 1830 empezó la exportación del nitrato de sodio para su uso en agricultura hasta día de hoy, convirtiéndose en uno de los fertilizantes comerciales inorgánicos más antiguo. Para producir el nitrato de sodio sintético se utilizan diferentes productos químicos como pueden ser el amoníaco, carbonato de sodio, nítrico ácido, sosa cáustica, cloruro de sodio. El nitrato de sodio se produce sintéticamente con fijaciones de nitrógeno. Los óxidos de nitrógeno se absorbe en el agua y produce el ácido nítrico. Los óxidos de nitrógenos que se escapan del proceso anterior se envían a torres alcalinas donde son absorbidas en una solución de sodio carbonato. Se separan el nitrato de sodio y el nitrito de sodio. El nitrato de sodio una vez cristalizado se separa de la solución, se seca y se envía al almacenamiento. La fabricación del nitrato de sodio también se produce en plantas donde se utiliza amoníaco sintético para la fijación del nitrógeno atmosférico. Se parte de la oxidación de amoníaco, para formar óxidos de nitrógeno, en contacto con un catalizador de platino en una presión atmosférica. El óxido de nitrógeno se utiliza para la producción de sodio. Una vez obtenido el óxido de nitrógeno se opera de igual forma que el proceso descrito anteriormente. Por último, la mezcla se alimenta en un reactor de columna donde se trata con ácido nítrico. Pero si en vez de ser tratadas con ácido nítrico se tratan con óxidos superiores de nitrógenos se convierte NaNO_2 (nitrito de sodio) en NaNO_3

Otros de los métodos para la producción del nitrato de sodio es utilizar la piedra caliza que es tratada con ácido nítrico para formar una solución de calcio de nitrato que se pasa a través de una zeolita de sodio para obtener el nitrato de sodio. Para evitar la utilización del carbonato de sodio, otro método utiliza el cloruro de sodio tratado directamente con ácido nítrico obtenido de la oxidación del amoníaco para la producción de nitrato de sodio.

- El nitrato de potasio puede ser extraído de mina o producirse por proceso químico a partir de otros compuestos. En mina el KNO_3 contiene nitrato de sodio, nitrato de potasio y algo de cloruro y sulfato y se extrae de las salares de Chile. Para la producción del KNO_3 , el utilizado para formar la sal solar, se lixivia y una parte del nitrato de sodio se cristaliza y se

elimina. Se separa el cloro de sodio del resultado de la mezcla de cloruro de potasio con una salmuera. Se cristaliza el nitrato de potasio y la salmuera residual se concentra por evaporación para eliminar la sal y el sulfato de sodio, se añade más KCl y se cristaliza de nuevo KNO₃. Otro proceso usa el KCl o K₂SO₄ que pueden utilizarse en los procesos de cristalización fraccionada con NH₄NO₃ o Ca(NO₃)₂ para producir nitrato de potasio. El KCl se vuelve a extraer del disolvente con agua y luego se destila como una solución de HCl al 20%.

La reacción que sigue es la siguiente:



Se alimentan cloruro de potasio y ácido nítrico (60-70%) enfriado en un primer reactor al que se le añade la salmuera reciclada y el disolvente. Durante este proceso el nitrato de potasio cristaliza y se separa en un decantador y más tarde se envía a una centrifugadora y secadora. Una vez tenemos el nitrato de potasio se puede vender en forma de polvo o fundido y granulado.

3.1.1.1.1 Temperatura de fusión y congelación

La temperatura de fusión y de congelación son las propiedades más interesantes e importantes para elegir un fluido como fluido caloportador. Estos parámetros determinan la temperatura más baja de utilización en estado líquido. Los fluidos caloportadores en las plantas CSP sufren descensos de temperatura importantes llegando a la temperatura de congelación, estos momentos son las noches y días nublados [10]. Para evitar la congelación del fluido, debido a las altas temperaturas de fusión que tienen estos, las centrales solares deben de incluir sistemas de calentamiento y aislamiento del fluido para evitar la congelación. Uno de los sistemas más empleados para conseguir que el fluido no se congele suelen ser un trazado eléctrico entorno a las tuberías que consiguen mantener la temperatura a 300°C gracias al voltaje del trazado eléctrico. La eficiencia del ciclo termodinámico de la central eléctrica depende de la temperatura de funcionamiento, por lo que cuanto mayor sea la temperatura de degradación mayor es la eficiencia de la planta. [10]

La sal solar tiene un punto de fusión y de congelación de 221°C y 238°C, respectivamente. Es importante comentar que para la sal solar existe un margen de seguridad en la temperatura mínima para evitar así la congelación, este margen de seguridad son 30K. [7] La pureza y la composición de la sal afecta al comportamiento de fusión

Una temperatura de congelación baja permite que la sal de nitrato mantenga una temperatura por encima del punto de congelación cuando la temperatura ambiente decae, evitando así daños en los diferentes elementos de la instalación como son por ejemplo, las tuberías. Además, que esta temperatura sea baja facilita las operaciones de mantenimiento de la planta, como el vaciado de los tubos del tanque de almacenamiento.

3.1.1.1.2 Estabilidad térmica

La estabilidad térmica depende del rango de temperatura en las que un fluido puede trabajar sin que se produzca ninguna reacción química que cambie su composición ni su masa [8]. Los métodos analíticos para examinar la estabilidad térmica incluyen análisis de gases evolucionados, análisis post o in situ de la composición de la sal y las mediciones de la pérdida de peso.

En las sales de nitrato, la principal reacción de descomposición es la disociación parcial del ion nitrato al ion nitrito y oxígeno. Este cambio está limitado por la presión parcial de oxígeno en la atmósfera que entra en contacto con la sal.

La estabilidad térmica depende de la temperatura y se estima que está entre 550°C y 600°C. Además de la temperatura, la estabilidad térmica depende de las condiciones aplicadas como pueden ser el tipo de material utilizado, las condiciones atmosféricas, los fenómenos de sobrecalentamiento, etc. Como comentaremos más adelante en la descomposición de la sal solar, la formación de nitritos, la formación de carbonatos y la formación de óxidos afectan a la

estabilidad de la mezcla. Las impurezas también afectan a la estabilidad térmica como pueden ser las trazas de Mg que aumentan las emisiones de NOx. El CO2 y el vapor de agua afectan a la química de la sal y si reaccionan con óxidos puede producirse la descomposición. [7]

La estabilidad térmica también se mide mediante un análisis termo gravimétrico [25] [26]

3.1.1.1.3 Corrosión

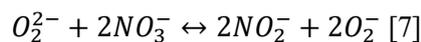
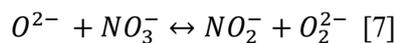
Las impurezas y manipulación de sales pueden afectar a su comportamiento térmico y corrosivo.

Las sales de nitrato son oxidantes a altas temperatura lo que se traduce a la producción de desafíos en la protección contra la corrosión en las centrales de concentración (CSP). La corrosión general implica la disolución uniforme de la superficie del metal, mientras que el ataque localizado ocurre en sitios específicos de una superficie de metal pasivo donde hay altas tasas de disolución local. La corrosión puede provocar falla catastrófica especialmente en plantas que operan a alta presión. La corrosión puede provocar grietas o pequeñas fugas.

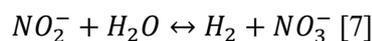
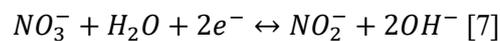
La resistencia a la corrosión de los materiales de la planta es uno de los problemas de ingeniería más desafiantes ya que la temperatura de las sales solares es alta y deben mantenerse por encima de la temperatura de congelación, 221°C, para garantizar el estado líquido de estas. [15]. Las impurezas pueden acelerar el proceso de corrosión al actuar como catalizador que conduce a una corrosión más rápida. Estas impurezas pueden reducirse sometiendo las sales a una purificación rigurosa antes de su aplicación eliminando impurezas como óxidos, humedad residual y oxidantes potenciales. Las impurezas que se encuentran en la mayoría de las sales fundidas producen iones como O^{2-} , H^+ y OH^- que aceleran la corrosión. Los iones de óxido, iones de cloruro y humedad reaccionan con el cromo en el acero de los elementos conectores, disolviéndolo efectivamente y desestabilizando la capa protectora en la superficie del acero. La formación de Na_2O y KO_2 disminuyen la transferencia electrónica disminuyendo así el comportamiento corrosivo. [27]

El óxido-anión es un agente oxidante agresivo sobre las superficies metálicas por eso, cuando la sal está en contacto con materiales de contención metálicos se puede producir oxidación del hierro y del cromo.

Alguno de los componentes oxidantes de las sales de nitrato fundido, que aparecen debido a la presencia de óxido, peróxido y superóxido, son NO_2^- y NO_3^- y O_2 . El peróxido y el superóxido se forman mediante las reacciones con las especies de nitrato/nitrito:



A las altas temperaturas de operación, los trabajos realizados son muy limitados sobre el tipo exacto de la especie de óxido. El agua también afecta a la corrosión por la formación de hidróxido, esto es importante porque la solubilidad del agua es mayor que la de otros gases. El agua, es capaz de consumir nitrito e impedir la formación de peróxidos y superóxidos. Las reacciones que sigue el agua son las siguientes.



Por otro lado, la humedad aumenta la velocidad de corrosión y los óxidos mejora la basicidad de la masa fundida que afecta a la solubilidad de las aleaciones metálicas en la sal. [7]

Las aleaciones con alto contenido de cromo a base de Ni y los aceros austeníticos con alto contenido de cromo tienen menores tasas de corrosión en sales fundidas. El cromo muestra una mayor protección contra la corrosión ya que produce una capa continua de óxido de cromo, pero a la vez las aleaciones con alto contenido en cromo son más caras. Además del cromo, encontramos que las aleaciones de aluminio inducen la formación de una escala protectora de óxido de aluminio que genera resistencia a la oxidación, sulfuración a altas temperaturas y corrosión.

Tenemos varios métodos para conocer las diferentes tasas de corrosión. El más conocido es el

análisis gravimétrico que consiste en determinar la pérdida de masa. Si se combina con otros métodos para la caracterización de materiales como microscopía, espectroscopia y difracción se puede saber qué tipo de corrosión es, reacciones y mecanismos químicos y cambios de material. La desventaja principal de este método es el tiempo que tarda en completarse, pueden llegar a meses.

Otros de los métodos que se pueden usar para sales fundidas son los métodos electroquímicos como EIS (técnica de Espectroscopia de Impedancia Electroquímica) que se basa en el uso de una señal de corriente alterna que se aplica al metal (conocido también como electrodo) y una gran variedad de métodos voltamétricos para evaluar las velocidades, mecanismos y reacciones de corrosión de las sales fundidas. EIS consiste en un análisis de materiales donde la conducción iónica es el principal mecanismo de conducción.

3.1.1.1.4 Densidad

Determina la capacidad volumétrica de almacenamiento de calor del fluido. Esta propiedad depende de la temperatura y de la presión, es este tipo de fluido la densidad sigue un comportamiento lineal y decreciente con la temperatura. [7]

Para el funcionamiento del fluido en las plantas se necesita una alta densidad, de forma que la transferencia de calor entre fluidos sea alta al igual que la capacidad de almacenar la energía. Cuanto más denso sea el fluido menor serán los tamaños de los elementos de la instalación. Pero que la densidad sea alta también se traduce en que el consumo energético de las bombas sea alto, traduciéndose en un aumento del costo de la instalación.

Como tenemos en la tabla anterior, el valor de la densidad de las sales de nitrato fundido es de 1.7 g/ml

La medición de la sal solar se realizó con un dispositivo fabricado a partir de la teoría de Arquímedes [26]. En este proceso se utilizaba un crisol, un cilindro y un alambre de platino. El cilindro de platino se conectó a una balanza electrónica mediante el alambre y se introdujo completamente en la sal fundida y los valores se registraron para diferentes temperaturas. Se pudo estimar la incertidumbre de la densidad a 0.0039g/cm^3 . La tensión superficial de las sales de nitrato sobre el error total y la incertidumbre son insignificantes para la sal de nitrato [26]. La ecuación que sigue la densidad es:

$$\rho = \frac{m_1 - m_2 + \sigma \pi D / g}{V_0 [1 + \beta(T - 298)]^3} \quad [26]$$

Dónde:

- ρ es la densidad
- V_0 es el volumen del cilindro de platino en el aire
- m_1 es el peso del cilindro en el agua pura
- m_2 es el peso del cilindro en las sales fundidas
- D es el diámetro del alambre de platino
- g es la constante de gravedad
- T es la temperatura de las sales fundidas
- β es el coeficiente de expansión lineal del platino

3.1.1.1.5 Difusividad Térmica

La difusividad térmica es el encargado de medir la velocidad a la que la temperatura cambia dentro de una sustancia, es decir, cómo de rápido un material o sustancia reacciona a un cambio de temperatura.

Para la obtención de este parámetro se realizó un análisis de flash láser en una atmósfera de helio. Para realizar esta medición con éxito es necesario realizar un pre tratamiento de la sal. El procedimiento de este análisis consistió en utilizar una muestra de polvo de sal de nitrato y prensarla antes de colocarla en un crisol de grafito. Este crisol, lleno de la sal de nitrato, se calentó y se mantuvo a la temperatura objetivo del estudio en un horno vacío durante media hora. Posteriormente, este se dejó enfriar y se volvió a repetir el proceso al menos tres veces. Este proceso se realizó para poder liberar la sal fundida de las burbujas de gas. Se calentó el fondo del crisol mediante un solo pulso de láser y la temperatura de la superficie frontal se obtuvo a través de un detector de infrarrojos. La incertidumbre de la difusividad térmica puede estimarse con un valor menor al 15%. [26]

La difusividad térmica puede calcularse como: $\alpha = \frac{k}{c_p \cdot \rho}$ [mm²/s] [7]

3.1.1.1.6 Conductividad térmica

Que este valor sea alto produce un aumento de la eficacia de los procesos de intercambio de calor. Es un valor importante para el diseño de elementos de transferencia de calor como puede ser el intercambiador de calor y receptor solar. Para las sales de nitrato fundido la conductividad térmica es baja en el rango de temperatura de funcionamiento.

La conductividad térmica sigue la expresión: $K = \frac{Q \cdot d}{A \cdot \partial T}$

Siendo:

- Q: flujo de calor
- d: espesor de la muestra
- ∂T : diferencia de temperatura entre las superficies
- A: Área de la sección transversal de la muestra.

La conductividad térmica junto a la difusividad térmica son las propiedades más difíciles de medir.

3.1.1.1.7 Viscosidad

Este valor está relacionado con el tamaño de los elementos de la instalación, conduciendo a una reducción del tamaño del intercambiador si este valor es bajo. Por otra parte, facilita el bombeo de los fluidos a través de las tuberías. A temperaturas altas, la viscosidad de los líquidos cambia solo marginalmente y no varía mucho con la composición. La viscosidad baja requiere técnicas sensibles y se pueden encontrar grandes errores. La viscosidad depende de las diferencias en el radio catiónico entre los iones participantes, es decir, dependen de las interacciones repulsivas entre los cationes que dan un resultado de mayores grados de libertad. La viscosidad de las sales puras es mayor que la de mezcla de sales. [7]

Los problemas técnicos de aumentar la viscosidad muy cerca del punto de congelación no tendrán un papel importante debido al margen de seguridad de la temperatura de 30K. [7]

Para la obtención de la viscosidad se utiliza el viscosímetro de cilindro coaxial rotacional, un dispositivo factible con una viscosidad de 1.6 a 20 cP a una temperatura inferior a 1273K. En un crisol de grafito se colocó la sal de nitrato que se derritió a una temperatura de estudio durante una hora para poder conseguir que fuese homogénea. Un cilindro se sumergió en la sal fundida se hizo girar a una velocidad determinada para que el flujo fuese laminar. La sal solar se calentó y se mantuvo durante una hora a la misma temperatura para poder medirse con precisión mediante un termopar. La incertidumbre de la viscosidad es menor al 2.5%. [26]

3.1.1.1.8 Calor específico

Al igual que la densidad, determina la capacidad volumétrica de almacenamiento de calor del fluido. Es uno de los parámetros más importantes. El valor de este parámetro es importante también para obtener un balance de calor de los sistemas térmicos utilizando mediciones de fluidos caloportadores. El calor específico de la sal solar se describe como linealmente dependiente de la

temperatura.

Los métodos estándar para medir el calor específico se encuentran en la norma alemana DIN 51007 y la estadounidense ASTM E1269-11. [7]. El proceso de ambas normas son tres pasos de medición. La primera medición es la de un crisol vacío. La segunda medición es la de la capacidad calorífica de una sustancia conocida por lo general zafiro, en el mismo crisol. Y la última medición es en el mismo crisol, limpio de zafiro, de la sal fundida. [7]

Para terminar con este apartado, mostraremos una tabla donde encontraremos los efectos de las impurezas sobre las sales de nitrato:

Tabla 8: Impurezas con sus fuentes conocidas y efecto sobre los mecanismos de degradación [28]

<i>Impureza</i>	<i>Fuente</i>	<i>Tipo de sal que se encuentra en:</i>	<i>Efecto sobre el mecanismo de degradación</i>
Cloruro, Cl^-	Material partida	de Nitratos, carbonatos, sulfatos	Desestabiliza la capa de pasivación, lo que provoca el desconchado de las incrustaciones, aumenta las picaduras y la corrosión intergranular .
Magnesio, Mg	Material partida	de Nitratos, cloruros, sulfatos, carbonatos	Capaz de formar óxidos que mejoran la estabilidad de la sal e inhiben la corrosión.
Calcio, Ca	Material partida	de Nitratos, cloruros, carbonatos	Se desconoce el efecto sobre el mecanismo de degradación.
Carbonatos	Material partida	de Nitratos	Mejora la estabilidad térmica de la sal HITEC, disminuye la estabilidad térmica de la sal solar
Sulfatos	Material partida	de Fluoruros, nitratos, carbonatos	En las sales de nitrato, los sulfatos aumentan el potencial de corrosión, reducen el potencial de pasivación y disminuyen la temperatura de desconchado. Forman compuestos insolubles que obstruyen bombas y tuberías. Conduce a la formación de azufre, provocando fragilización en el acero y las aleaciones a base de Ni.
Percloratos, ClO_4^-	Material partida	de Nitratos	A altas temperaturas, se disocia en oxígeno y cloruro, ambos productos aumentan la corrosión.
Nitrito, NO_2^-	Material partida	de Nitratos	Potencialmente estabiliza el equilibrio de nitratos en un ambiente de oxígeno.
Humedad, iones de hidrógeno e hidróxido, H_2O, H^+, OH^-	Material partida, atmósfera	de Todas las sales	La humedad es una fuente de oxígeno, impulsa la hidrólisis de los componentes de la sal / aleación. Conduce a la formación de ácido fluorhídrico en sal de fluoruro, ácido clorhídrico en sales de cloruro. Los ácidos reaccionan con los elementos de aleación, aumentando la corrosión. Actúa como catalizador para el transporte de elementos de aleación desde la pared de contención. Se considera el principal factor que impulsa la corrosión en las sales de cloruro.

<i>Impureza</i>	<i>Fuente</i>	<i>Tipo de sal que se encuentra en:</i>	<i>Efecto sobre el mecanismo de degradación</i>
<i>Óxido, O²⁻</i>	Material de partida, atmósfera	Todas las sales	El ión de óxido reacciona con elementos de aleación, por ejemplo, Cr, desestabiliza la capa protectora en la superficie del metal. El óxido aumenta la basicidad de la masa fundida, aumenta la solubilidad de los elementos de aleación.
<i>Oxígeno, O₂</i>	Atmósfera	-	Cuando se disuelve en la masa fundida, aumenta el potencial de oxidación, lo que aumenta la corrosión. Mejora la estabilidad térmica de las mezclas de sal de nitrito / nitrato.
<i>Nitrógeno, N₂</i>	Atmósfera	-	Disminuye la estabilidad térmica de las sales de nitrato.
<i>Argón, Ar</i>	Atmósfera	-	Disminuye la velocidad de corrosión.
<i>Cromo, Cr</i>	Producto de corrosión	-	Soluble en sal fundida. Ralentiza la corrosión cuando la cantidad de Cr en la sal fundida alcanza un límite de solubilidad.
<i>Manganeso, Mn</i>	Producto de corrosión	-	Soluble en sal fundida. Se desconoce el efecto sobre el mecanismo de degradación.

3.1.2 Descomposición de las sales de nitrato

La sal solar se vuelve inestable alrededor de 565°C produciendo iones de óxido que son altamente corrosivos produciendo una pérdida de masa significativa. Es decir, las sales de nitrato fundido se descomponen gradualmente con el aumento de la temperatura. [26]

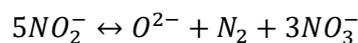
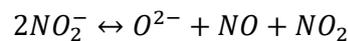
La descomposición de las sales de nitrato da como resultado la formación de nitritos siguiendo la siguiente reacción: $NO_3^- \leftrightarrow NO_2^- + \frac{1}{2}O_2$

Las primeras investigaciones dieron lugar a una constante de equilibrio, debido a la reacción intrínseca de la mezcla equimolar de NaNO₃ y KNO₃:

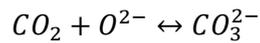
$$K = \frac{[NO_3^-]}{[NO_2^-]} \cdot P_{O_2}^{-\frac{1}{2}}$$

Con esta constante, se obtuvo la conclusión de que la reacción inicial no origina inconvenientes por la formación de nitritos, produciéndose una disminución en el punto de fusión de la mezcla y la liberación del oxígeno del Sistema de almacenamiento.

También, se produce la descomposición del ion nitrito en especies gaseosas que comprenden óxidos, hiperóxidos y peróxidos. Algunas reacciones que se producen son las siguientes [7]:



NO y NO₂ son óxidos de nitrógeno que son los encargados de limitar la temperatura máxima de funcionamiento ya que agravan la corrosión. Además, la reacción que se produce con el CO₂ atmosférico produce carbonatos siguiendo la siguiente reacción [7]:



La formación de los carbonatos puede producir problemas técnicos y agravar la corrosión debido a la formación de especies de óxidos.

Los óxidos nitrosos que se producen de la descomposición de los nitritos pueden ser CNO, NO₂, N₂ y O₂. El componente menos estable es el que determina la estabilidad térmica de la mezcla.

Según la estabilidad térmica se puede decir que las mezclas que contienen cationes de metales alcalinos (Na, K, Li) son más estables que las mezclas que contienen metales alcalinotérreos (Ca). La estabilidad y la descomposición de la sal están directamente relacionadas ya que la variación de la estabilidad puede producir la descomposición [7].

Además de todos los casos anteriores comentados, las impurezas como pueden ser CO₂ y el vapor de agua reaccionan con óxidos y pueden producir la descomposición.

Como hemos visto, en estos apartados encontramos algunos problemas a la hora de utilizar sal solar como fluido caloportador. En la actualidad, se están desarrollando mejoras de la sal solar para poder combatir estas limitaciones. Por consiguiente, en el siguiente apartado comentaremos algunas mejoras que se pueden encontrar.

4 MEJORAS Y DESARROLLO DE LAS SALES

En el desarrollo y mejora de los sistemas de CSP se encuentran, el aumento de la temperatura de operación haciendo que la conversión de energía térmica en eléctrica sea más eficiente, disminuir las pérdidas de energía de los receptores y el uso de materiales de bajo coste. La utilización de las sales fundidas ha hecho que las centrales se enfrenten a problemas críticos y desafiantes de corrosión severa y menor capacidad de calor específico. Para ello se han realizado estudios para explorar mezclas alternativas de sal de nitrato que serán en las que nos centraremos.

En primer lugar nos centraremos en mejorar la sal solar para que mejoren algunas de sus propiedades termo físicas como son la temperatura de congelación, estabilidad, capacidad calorífica etc. Y en segundo lugar nos centraremos en diferentes métodos para poder aumentar la temperatura máxima de trabajo de la sal solar.

4.1.1 Mejoras de la sal solar

Es importante resaltar que la adición de $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ o LiNO_3 podrían mejorar el rango de temperatura de trabajo y la resistencia a la corrosión. Esto se conoce como sales ternarias de las que comentaremos algunas en este apartado. Si hablamos un poco antes de introducirnos en los diferentes casos, el $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ tiene un costo bajo y es capaz de reducir el punto de fusión de los nitratos. [9]

Existen diferentes desarrollos o soluciones de materiales alternativos para mejorar la aplicación:

1. Las **nanopartículas** pueden mejorar las propiedades térmicas, en especial la capacidad calorífica específica y la conductividad térmica mediante la adición mínima a la mezcla de sal y minimizando al mismo tiempo su efecto sobre la viscosidad. Dependiendo del fluido base, el efecto de la adición de estas nanopartículas podría tener resultados perjudiciales. La agregación de las nanopartículas a las sales fundidas potencian su calor específico ya que tienen mayores cambios en la capacidad calorífica específica con nanopartículas como líquidos iónicos, agua o etilenglicol. En la caracterización de los nanofluidos varios parámetros pueden afectar al porcentaje de mejora de la conductividad térmica, calor específico y entalpía. Algunos de estos parámetros son: concentración en masa de las nanopartículas, dispersión y procedimiento de síntesis. Lo más importante de la adición de nanopartículas es que es diferente para cada combinación de sal, por lo que deben estudiarse para cada caso.

Si nos centramos en las nanopartículas agregadas a los nitratos estas suelen ser tres: SiO_2 , Al_2O_3 y una mezcla de $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$. Además de las anteriores se utilizan otras nano partículas como son MgO , TiO_2 , CuO , Fe_2O_4 . Trabajando con diferentes concentraciones, se demostró, que con un contenido de nano partículas más bajo al 0.5% en peso usando SiO_2 se obtenía un aumento de la capacidad calorífica específica del 15.89% y aumentando la temperatura de descomposición 18.6°C y el punto de fusión disminuye 2.5°C. Una solución prometedora es la utilización del MgO en concreto un 5% en peso de concentración ya que la estructura de la capa semisólida puede provocar una mejora en la capacidad calorífica específica. Estos casos se estudiarán más en profundidad para el caso de aumentar la temperatura máxima de trabajo de la sal [29]

- a. Además, esto podría ser un método contra la corrosión, diferentes estudios demostraron que la sal solar dopada con nanopartículas de Al_2O_3 o SiO_2 pueden mitigar la corrosión contra el acero al carbón a una temperatura de

390°C. Pero también, la incorporación de nanopartículas de TiO_2 a la sal de nitrato binaria eutéctica puede disminuir la velocidad de corrosión del acero al carbono. Es decir, la grafitización por pulverización del acero al carbono y la adición de grafito a la sal de nitrato fundido podrían mejorar considerablemente la resistencia a la corrosión.

- b. La sal solar dopada con nanopartículas de MgO en diferentes concentraciones hizo que la viscosidad tuviese un resultado favorable y económico. La densidad de los nanofluidos experimenta un aumento del 0.87% con respecto a la sal solar pura, pudiéndose así disminuir la cantidad de tubería por unidad de volumen.
- c. Nanotubos de carbón de paredes múltiples son un material de conductividad térmica alta. La conductividad térmica de la sal solar mejoró, en un estudio realizado, hasta un 50,88% y la capacidad calorífica también aumentó un 4.38%.

La adición de nanotubos de carbón puede cambiar ligeramente las características del cambio de fase (punto de fusión y el calor latente de fusión) llegando a la conclusión que las nanoestructuras son la posible causa de modificar propiedades.

2. Mezcla de sal ternarias

- a. Un nuevo fluido calo portador llamado HITEC, es una mezcla de sal ternaria de NaNO_3 , KNO_3 y NaNO_2 tiene un bajo punto de congelación de 142°C. La estabilidad de la HITEC salt se encontró hasta 450°C en uso a largo plazo y de hasta 528°C en uso a corto plazo [30]. Una desventaja es que necesitan utilizar gases inertes a temperaturas superiores a 350°C para evitar la oxidación de nitritos al entrar en contacto con el oxígeno. [9]. A esta sal se le introdujo partículas de nano polvo de AL_2O_3 y compuesto de espuma de nano sal/cobre.

El nano polvo de AL_2O_3 como la espuma de metal puede mezclarse bien con la sal pura de HITEC. La adición de nano polvo de Al_2O_3 puede disminuir la temperatura de fusión y aumentar la temperatura de congelación. Los calores específicos de las nano-sales mejoran con la adición de nanopolvo de Al_2O_3 ya sea en estado sólido como líquido. La desviación de la temperatura fusión/congelación del compuesto de espuma de nano-sal cobre es de 3,54°C [31].

La mejora de la transferencia de calor mejora con ambos procesos, tanto con la adición del nano polvo como con la espuma de cobre. [31]

- b. Una nueva composición de la sal, conocida como la sal ternaria formada por una combinación de LiNO_3 - NaNO_3 - KNO_3 proporciona un punto de fusión bajo. Las estabilidades térmicas a corto y largo plazo y la fiabilidad de la composición eutéctica es excelente. El punto de congelación de la mezcla eutéctica es inferior a 100°C pero debido a la inestabilidad de la sal de nitrato de amonio a temperaturas mayores a 300°C no se usan en centrales cilindro parabólicas. La adición del nitrato de litio proporciona una alta densidad energética convirtiéndola en una mejora importante respecto a la sal solar utilizada actualmente. Esto permite que se puede reducir los volúmenes de la sal. [9].[30]

La adición del nitrato de litio a la sal solar mejora el desempeño de las sales fundidas, ampliando el rango de temperatura.

La composición de esta nueva mezcla es de 25.9% en peso de LiNO_3 , NaNO_3

tiene un 20.06% en peso y un 54.1% en peso KNO_3 y una temperatura de 118°C . La temperatura de esta sal es menor que la de la sal solar y la de la HITEC salt convirtiendo la mezcla eutéctica en un gran candidato para la aplicación de almacenamiento de energía térmica.

Para determinar la fiabilidad de esta mezcla se realizaron diferentes estudios [30] de los que se obtuvieron las diferentes conclusiones:

- En el estudio de la estabilidad térmica a corto plazo se produjo una pérdida de peso en el primer ciclo de calentamiento debido a la eliminación de la humedad. La excelente estabilidad térmica cíclica a corto plazo también se reflejó en el estudio de confiabilidad térmica.
 - Por otro lado, el estudio de la estabilidad térmica a largo plazo se realizó en cuatro etapas hasta una temperatura de 500°C durante 6 horas mostrando una pérdida de peso de 8.57% en peso.
 - El límite superior de la estabilidad térmica se realizó mediante una medición isotérmica escalonada dando lugar a una temperatura de 435°C .
- c. Otra sal ternaria estudiada [9] fue una mezcla compuesta por 44% en peso de $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, 44% en peso de KNO_3 y un 12% en peso de NaNO_3 , siendo el principal inconveniente la alta viscosidad. El parámetro de la viscosidad se puede controlar en las sales ternarias controlando el contenido de NaNO_3 . Por lo tanto la mezcla finalmente quedo con la siguiente composición: 60% en peso de KNO_3 , 22% en peso de LiNO_3 y 18% en peso de $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ teniendo un punto de fusión de 112°C y unos valores de viscosidad razonables. Además de este se encuentran otro tipo de mezclas como $\text{Mg}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O} + \text{LiNO}_3$ introduciendo KNO_3 o NaNO_3 que proporciona un punto de fusión bajo, alrededor de 55°C , una entalpía alta pero una baja estabilidad térmica. Es importante comentar, que las sales ternarias tiene como objetivo mejorar el punto de fusión y el control de impurezas.
3. Se modeló [32] una nueva **mezcla eutéctica cuaternaria** de bajo punto de fusión que consta de nitratos alcalinos y nitrito de sodio. La densidad de esta mezcla disminuye linealmente con el aumento de la temperatura y la estabilidad térmica produce pérdida de peso insignificante. La capacidad de almacenamiento de energía térmica es mayor que la de la sal solar y que la sal HITEC. Este tipo de mezclas están siendo estudiadas para mejorar la capacidad de almacenamiento y por lo tanto tener una mayor eficiencia de conversión de energía y reducir los costes.

Las características más deseadas son: bajo punto de fusión, densidad moderada, alta capacidad calorífica y excelente estabilidad térmica. Esta mezcla se prepara mezclando LiNO_3 , NaNO_3 , KNO_3 , NaNO_2 .

El punto de fusión de la nueva sal eutéctica cuaternaria es mucho más bajo que el de la sal solar y la sal HITEC. Este bajo punto de fusión mejora la capacidad de almacenamiento gracias al aumento de la temperatura de trabajo.

La capacidad calorífica de la mezcla aumenta con la temperatura independientemente del estado en el que se encuentre la mezcla, se obtiene un 7,8-16,9 % más de capacidad calorífica que la sal solar y la sal HITEC, respectivamente. Este aumento de la capacidad calorífica se traduce en una mejora en el potencial de capacidad de almacenamiento de energía para las aplicaciones de almacenamiento de energía solar térmica.

El valor de la densidad de la mezcla es menor a la de la sal solar y la sal HITEC.

Para la estabilidad térmica tenemos que hablar sobre corto y largo plazo. En el primero se muestra una pérdida de peso pero es tan insignificante que se puede decir que la

mezcla era térmicamente estable. Esta pérdida de peso se debe a las impurezas y humedad que presentaba la muestra. Se llegó a la conclusión que como la pérdida de peso fue tan insignificante la muestra tiene una excelente reciclabilidad del Sistema en toda su vida útil para la aplicación de almacenamiento de energía térmica. En la estabilidad a largo plazo, la pérdida de peso fue pequeña también dirigida a la eliminación de impurezas y humedad demostrando que la mezcla era estable hasta 623,15K. A partir de la temperatura de 698,15K no se produce pérdida de peso importante hasta 723,15K generándose una pérdida de peso de forma constante. Se obtuvo que a 773,15K la pérdida de peso es relativamente grande correspondiéndose a la descomposición de la mezcla cuaternaria. [32]

La capacidad de almacenamiento de la mezcla cuaternaria depende del rango de temperatura de trabajo, la densidad y la capacidad calorífica. Se tiene una capacidad de almacenamiento superior a la de las demás sales, este valor es de 51,2% mayor a la de la sal solar en almacenamiento a corto plazo y 25,7% a largo plazo.

Además de todas las mejoras que pueden producirse por los cambios anteriores, la modificación más interesante se encuentra en el aumento de la temperatura de operación. Como hemos comentado anteriormente, el aumento de la temperatura máxima de trabajo aumenta la eficiencia de la planta y por lo tanto reduce el precio energético. Por este motivo, el objetivo del siguiente apartado se trata del aumento de temperatura de la sal solar.

4.1.2 Aumento de la temperatura de la sal

Aumentar la temperatura máxima de funcionamiento a 600°C y mantener la estabilidad térmica tanto en el HTF como en los sistemas TES es uno de los desafíos más importantes. Las sales fundidas tienen propiedades termo físicas que no son ideales como es la capacidad calorífica específicas y conductividad térmicas.

Los ciclos de energía de alta eficiencia que trabajan a temperaturas mayores a 600°C, que pueden reducir el coste de la electricidad, se están desarrollando en las CSP y en la tecnología nuclear. Un aumento de temperatura afecta a los componentes de la central como es el campo solar y el diseño del receptor, la elección del fluido de transferencia de calor y el medio de almacenamiento y la selección del material.

El aumentar la temperatura de 560°C a 600°C nos permite mejora la capacidad de almacenamiento pero también promueven reacciones de descomposición, entre ellos pueden encontrarse iones de óxido, que como hemos visto antes afectan a la corrosión.

En este apartado vamos a analizar diferentes casos de la sal solar cuando aumentamos su temperatura por encima de los 565°C.

- El uso de nuevas sales, que comentaremos a continuación de forma breve, están limitadas debido a la corrosión y se encuentran lejos de ser utilizadas en las plantas. Por ello es interesante que las sales de nitrato puedan aumentar su temperatura y poder seguir utilizándolas. La utilización de la sal solar hasta 560-565°C se debe a una corrosión inaceptable y la producción de gases tóxicos como son gases nitrosos. La utilización de la sal solar por encima de su temperatura máxima de funcionamiento se puede conseguir si los equilibrios químicos de las reacciones de composición se desplazan sistemáticamente al lado del reactivo. Para el desplazamiento hay que tener especial atención en la descomposición de la sal ya que se demuestra que la forma más factible de realizarlo sería un aumento de las presiones parciales de los gases O₂ y NO_x. Este proceso puede realizarse de dos maneras diferentes: la primera es el aumento de la temperatura de la sal solar en configuración abierta y la segunda en configuración cerrada.

En atmosfera abierta, a una temperatura de 580°C se obtiene que el óxido aumenta de manera constante y a una gran velocidad. A 600°C, el contenido de nitrato es más bajo pero el contenido de nitrito es el más alto. Además, se concluyó que los niveles de óxidos aumentan a una velocidad mayor lo que indica una descomposición acelerada de la sal solar. Esto determina, que existe un límite en la temperatura de funcionamiento, pero la temperatura máxima de funcionamiento difícilmente puede descomponerse en una sola temperatura, ya que presenta un intercambio de niveles aceptables de formación de nitritos, que afectan a las propiedades térmicas de la sal y la velocidad de formación de iones de óxido. Esto puede relacionarse directamente con la corrosividad de la sal, la estabilidad a largo plazo de los materiales y la emisión constante de gases nitrosos tóxicos. [33]

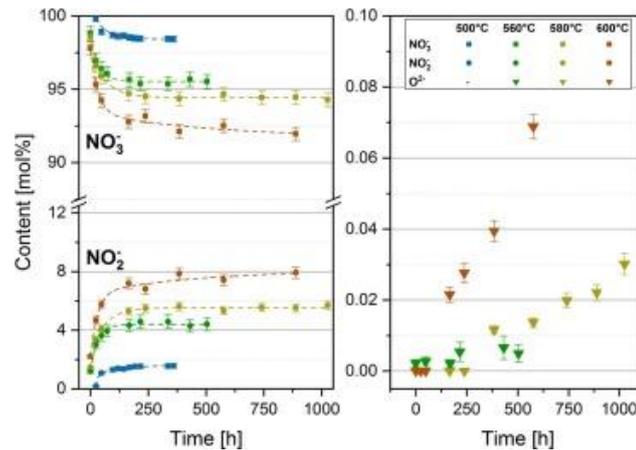


Ilustración 16: composición de sal fundida en la solar almacenada a 500°C, 560°C, 580°C y 600°C purgada con un gas que contiene 0.2atm de O₂ en N₂ [33]

En atmosfera cerrada, cuando la sal solar llegó a una temperatura de 550°C, se selló junto a su fase gaseosa. La química de la sal solar fue un contenido de nitrito de 2,5% en moles y 97,4% en moles de nitrato encontrándose cantidades menores de iones de óxido del 0.01% en moles. El contenido en nitrito es más bajo en comparación a una configuración en atmósfera abierta a 550°C, lo que indica el equilibrio de la reacción. Se ha desplazado significativamente hacia el lado de los nitratos. [33]

Como conclusión, el sellado hermético del Sistema de almacenamiento cerrado evitaría la pérdida de gases producto formados durante la descomposición y desplazar el equilibrio químico hacia el lado de los nitratos produciendo, además, una disminución de los iones óxidos, los principales causantes de la corrosión. Con el sellado hermético demostró que el contenido de nitrito es mucho menor en comparación con una atmósfera abierta obteniéndose así el equilibrio de la reacción. Es decir, utilizar un gas vacío con alto contenido de oxígeno aumenta la temperatura máxima de funcionamiento de la sal solar estabilizando el anión nitrato. [33]

El aumento de la temperatura no será mayor a 700°C pero es importante comentar que si en un Sistema de almacenamiento la sal aumenta diez grados las turbinas de vapor supercríticas modernas pueden trabajar con temperaturas del vapor de 620-650°C aumentando así la eficiencia.

Es importante decir que enriquecer la atmósfera con gases nitrosos y oxígeno, permiten, además del aumento de la temperatura del fluido, la reducción de la liberación de gases nocivos. [33] [34]

- Para mejorar la capacidad calorífica específica efectiva de las sales eutécticas de nitrato binarias se le añadieron nano partículas de sílice amorfa (SiO₂). Un estudio encargado de analizar el comportamiento de las nano partículas en la sal de nitrato concluyó que la

capacidad calorífica específica media aumenta con la adición de las nano partículas [35]. El tamaño de las nano partículas es importante, porque de los tres tamaños utilizados, 10,20 y 30 nm, el mayor aumento de la capacidad calorífica se obtuvo con el tamaño de 20 nm produciendo una mejora del 26.7% de la capacidad calorífica específica. La adición de nano partículas puede producir una resistencia al contacto térmico ya que las pequeñas estructuras pueden aumentar la superficie específica de los nano materiales. Es decir, un área de superficie elevada contribuirá a un aumento de la resistencia térmica interfacial entre la fase sólida y las moléculas líquidas circundantes, actuando así como almacenamiento térmico adicional.

La figura que se muestra a continuación ofrece la relación entre la energía total del conjunto y la temperatura en 1,0% en peso de SiO₂ nano fluidos solar salt eutéctica. Se muestra que la energía total aumenta linealmente con la temperatura obteniéndose que la capacidad calorífica específica del nano fluido de sal fundida de SiO₂ es casi constante en un rango de temperatura de 550 a 750K

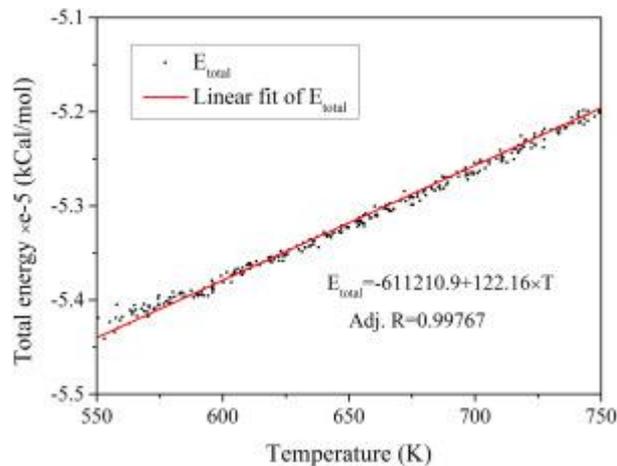


Ilustración 17: Energía total del conjunto vs temperatura [35]

Como conclusión, se puede resumir que la capacidad calorífica específica de los nano fluidos aumenta con el número de nano estructuras formadas, aumentando el área superficial del nano material, lo que provoca una mayor energía superficial a la capacidad calorífica efectiva.

- La adición de nano partículas de Al₂O₃ (en dos tamaños, 0.5% en peso y 3,0% en peso) a la sal solar aumenta el rango de temperatura entre un 1,44% y un 8,29%. La temperatura mínima disminuyó gradualmente con el aumento de las nanopartículas. La alta superficie específica de los nano partículas con estructura porosa, la Resistencia térmica de la interfaz y los pequeños grupos de nano partículas pueden contribuir al aumento del calor específico. También es importante comentar que la energía superficial proporcionó una cierta contribución al almacenamiento de calor del Sistema y se mejoró el calor específico igual pasa con el aumento del área de superficie específica que aumenta también el calor específico.

Aparte de las características anteriores, el aumento del tamaño de las partículas de las nano partículas añadidas mejora la conductividad térmica. Esto se debe a que cuanto mayor sea el área de contacto, más se promueve el micro movimiento y más rápida es la transferencia de calor entre la sustancia y el medio ambiente. Si analizamos la viscosidad, cuando la cantidad de nanopartículas es superior al 2,0% en peso este mejoró ligeramente con el aumento del contenido de las partículas y por lo tanto también se produjo cambios en la temperatura. [36]

- Si hablamos dentro de los nanofluidos se han estudiado diferentes desarrollos para la

mejora de la capacidad calorífica. Una de ellas es el desarrollo de estructuras nanodendríticas. Como hemos analizado con las diferentes adiciones de nano partículas, estas mejoran la capacidad calorífica debido a su mayor superficie. Un estudio propone que los núcleos segregados en la superficie de las nano partículas a través de la nucleación heterogénea se conviertan en dendríticos a través del crecimiento del grano unidimensional. Los problemas que se obtienen con las nano partículas, se encuentran en aumentos severos de la viscosidad y la estabilidad. La estabilidad del nano fluido aumenta con el aumento de la viscosidad y viceversa mientras que la mejora de la capacidad calorífica es constante en los diferentes procesos estudiados. Se realizó un estudio para explicar la ruptura de una mezcla de sal eutéctica al abordar las fuerzas electrostáticas entre las partículas de sal y las nano partículas, esta ruptura de la mezcla eutéctica se convierte en una estructura dendrítica salina y mejora la capacidad calorífica efectiva. [37]

Una estructura dendrítica suele ser el resultado de una nucleación heterogénea que consta de una parte sólida y otra líquida. El sólido se encuentra a una temperatura menor que el líquido. Ambas partes entran en interacción en una capa interactiva produciéndose un enfriamiento del líquido incluso solidificación de estos en la superficie del sólido. Este proceso es el denominado nucleación heterogénea. Cuando se almacena suficiente sólido se puede conseguir dendritas secundarias. A medida que el tamaño de la dendrita aumenta el gradiente de temperatura disminuye. En la siguiente ilustración mostraremos el proceso de creación de las dendritas.

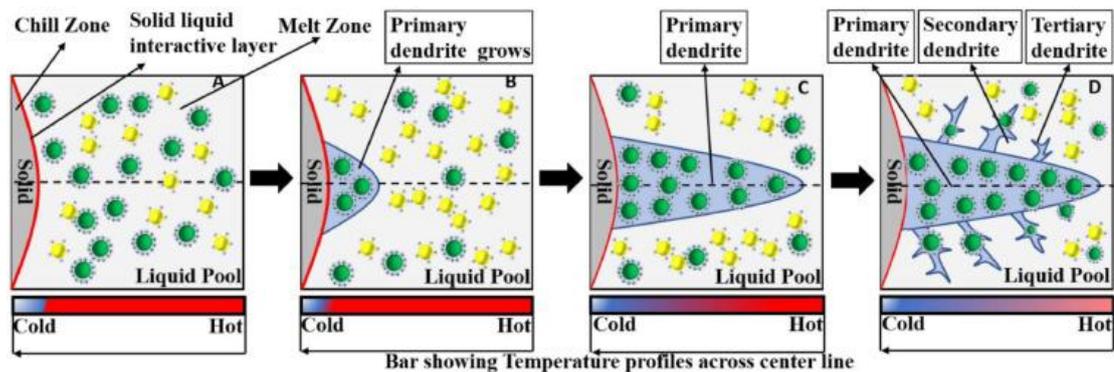


Ilustración 18: Desarrollo de una nano estructura dendrítica. [37]

En la primera imagen se puede ver la interacción de la nano partícula y el líquido, es decir, lo que anteriormente hemos introducido como parte sólida y parte líquida. En la segunda imagen se aprecia como la sal dominante empieza a desarrollar núcleos en la superficie sólida. En la siguiente fotografía se puede ver como el sólido se convierte en una dendrita debido a la acumulación de los sólidos y por último vemos como el sólido se acumula en mayor cantidad dando lugar a dendritas secundarias y terciarias.

El efecto de las estructuras dendríticas hace que la capacidad calorífica aumente ya que la capacidad calorífica está directamente relacionada con el área de superficie específica de un material. Como hemos visto las nano estructuras dendríticas salinas crecen por lo que el área específica también lo hace por lo que el aumento de la capacidad calorífica efectiva también aumenta y puede ser un aumento significativo.

- Uno de los puntos más especiales para analizar es el almacenamiento térmico para temperaturas mayores a 600°C. Como hemos analizado antes se busca un desarrollo en las sales como es extender la estabilidad térmica de las sales o buscar alternativas de mezclas salinas para mejorar las propiedades de la sal. Para un buen almacenamiento a temperaturas mayores a 600°C se considera el uso de mezclas de sales de carbonato, cloruro y fluoruro. [38]

- La primera de ellas se utiliza para las celdas de combustible de carbonato fundido debido a sus propiedades de transporte de iones entre ánodo y cátodo. Pero estas mezclas no son las adecuadas para el uso en las centrales debido a sus altos puntos de fusión. Existe un carbonato fundido, LiNaK-CO_3 que puede tener un buen uso para el almacenamiento a alta temperatura y que tiene un buen calor específico, alta estabilidad y baja tasa de corrosión en comparación con otras mezclas de sales y un punto de fusión relativamente bajo, 397°C , pero apropiado para las aplicaciones de almacenamiento. La adición de hidróxido disminuye la temperatura de fusión de los carbonatos. Existe el carbonato eutéctico $\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{K}_2\text{CO}_3/\text{Li}_2\text{CO}_3$ que reduciría el tamaño de la central si se usa como HTF y el de los tanques si se utiliza en el Sistema TES. Este carbonato es estable aproximadamente a 800°C en atmósferas inertes y si se usa una capa de CO_2 se puede aumentar la temperatura por encima de los 1000°C pero con pérdida de peso debido a la evaporación de la sal a partir de 788°C . Este fluido tiene como principal desventaja su costo, encareciendo así el costo de la central, por lo que no es utilizado en las centrales.
- Las sales de fluoruro se usan como refrigerante en las centrales nucleares por su capacidad calorífica específica, conductividad térmica y estabilidad térmica altas. La temperatura de fusión es alta pero puede reducirse con sales binarias. Hay que indicar que la corrosión es mucho más alta que otras mezclas.
- Las sales de cloruro son las más prometedoras para el almacenamiento a alta temperatura. Esto se debe principalmente a su abundancia, bajo coste y su buena estabilidad térmica. Su punto de fusión es menor que el de otras sales y está en un rango adecuado para el uso en las centrales. Este fluido tiene una serie de desafíos tecnológicos debido a su alta corrosión.

4.1.3 Comparativa salt solar vs mejoras

En apartados anteriores, hemos introducido diferentes formas para mejorar la sal solar, respecto a su capacidad calorífica específica y estabilidad. A continuación vamos a analizar las diferentes mejoras que se producen, comparándolo siempre con la sal solar pura.

En primer lugar, mostramos una tabla en la que se analizan las mejoras de diferentes nano fluidos. En ella se muestran todas las posibilidades de adición de nano partículas a la sal solar y la máxima mejora respecto al calor específico y el tamaño de las partículas.

Tabla 9: Valor del calor específico según el tipo de nano partícula utilizado en función de la concentración [9]

Nano partículas	Concentración	Propiedad de mejora en %
SiO_2	0,5	Cp líquido: 1,329(-19,3%)
	1	Cp líquido : 1.661 (0.8%)
	1,5	Cp líquido: 1,624 (-1,4%)
Al_2O_3	0,5	Cp líquido: 1,522 (-7,6%)
	1	Cp líquido: 1.745 (5.9%)
	1,5	Cp líquido: 1.590 (-3.5%)

TiO ₂	0,5	Cp líquido: 1,390 (-15,6%)
	1	Cp líquido: 1,544 (-6,3%)
	1,5	Cp líquido: 1,454 (-11,8%)
SiO ₂ / Al ₂ O ₃	0,5	Cp líquido: 1,525 (-7,5%)
	1	Cp líquido: 2,018 (22,5%)
	1,5	Cp líquido: 1,673 (1,5%)
SiO ₂ (solución acuosa+sonicación+secado en placa calefactora)	1	Cp líquido: 1,59 ± 0,03 (10%)
		Cp líquido: 1,62 ± 0,05 (13%)
		Cp líquido: 1,72 (21%)
		Cp líquido: 1,80 (28%)
SiO ₂ (solución acuosa+sonicación+secado en placa calefactora) (diferenciada de la anterior por las técnicas de medición SEM,DLS, TGA,DSC)	0,5	Cp líquido: 1,53 ± 0,09 (3,41%)
	1	Cp líquido: 1,85 ± 0,06 (25,03%)
	1,5	Cp líquido: 1,51 ± 0,09 (2%)
	2	Cp líquido: 1,53 ± 0,12 (3,69%)
Al ₂ O ₃	0,9 (% en volumen)	Cp están todos entre 1,35 y 1,6, menos que los resultados de la sal solar
	2,7 (% vol.)	
	4,6 (% vol.)	
	0,9 (% en volumen)	
	2,7 (% vol.)	
	4,6 (% vol.)	
CuO	0,1	Cp sólido: (4,55%)
		Cp líquido: (6,86%)
	0,5	Cp sólido: (7,96%)
		Cp líquido: (11,48%)
	1	Cp sólido: (-1,14%)
		Cp líquido: (-1,27%)
	2	Cp sólido: (-1,67%)
Cp líquido: (-0,19%)		
3,0	Cp sólido: (-1,22%)	

		Cp líquido: (-0,15%)
CuO	2% vol.	k sólido <0,6

La mejora es bastante notable para una concentración pequeña de nanopartículas por lo que convierten a los nanofluidos de sales fundidas como materiales más adecuados para materiales de almacenamiento térmico. Los nanofluidos también ofrecen una mayor compatibilidad para la prevención y la resistencia a la corrosión en sistemas de almacenamiento de energía térmica con carcasa de acero de plantas de energía solar concentrada a temperaturas más altas. Por el contrario, no todo son mejoras, también existen limitaciones cuando hablamos de la comercialización de los nanofluidos. Cuando se habla de limitaciones, nos centramos en los aumentos severos de la viscosidad y la estabilidad de los nanofluidos.

Por otro lado, en la tabla que mostramos a continuación, se aprecian diferentes parámetros en función de las diferentes sales cuaternarias y ternarias que parten de la sal solar. Podemos ver las mejoras y las desventajas que se producen en cada una de ellas respecto a la sal solar.

Material de transferencia y almacenamiento de calor (% en peso)	Punto de fusión (° C)	Estabilidad térmica (° C)		Viscosidad (Pa · s)	Capacidad calorífica (J / g · ° C)	Conductividad térmica (W / m · K)
		T de inicio (° C)	3% en peso de pérdida (° C)			
60% NaNO ₃ + 40% KNO ₃	220	485,68	588,51	0,00326 (a 300 ° C)	1,52 (a 390 ° C)	0,55 (a 400 ° C)
40% NaNO ₂ + 7% NaNO ₃ + 45% KNO ₃	142	535	600	0,00316 (a 300 ° C)	1,56 (a 300 ° C)	0,2 (a 300 ° C)
48% Ca (NO ₃) ₂ + 7% NaNO ₃ + 45% KNO ₃	120	423	554	0,00637 (a 300 ° C)	1,45 (a 300 ° C)	0,52 (a 300 ° C)
20% LiNO ₃ + 28% NaNO ₃ + 52% KNO ₃	130	514	600	0,03 (a 300 ° C)	1,091 (a 300 ° C)	N / A
30% LiNO ₃ + 10% Ca (NO ₃) ₂ + 60% KNO ₃	132	477	567	0,002 (a 300 ° C)	1,39 (a 390 ° C)	N / A
17,8% NaNO ₂ + 17,5% LiNO ₃ + 14,2% NaNO ₃ + 50,5% KNO ₃	99	N / A	430	N / A	1,66 (a 500 ° C)	N / A

19% $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ + 8% LiNO_3 + 6% NaNO_3 + 2 3% KNO_3 + 44% CsNO_3	sesenta cinco	y	N / A	500	N / A	1,22 (a 150 ° C)	N / A
20% NaNO_3 + 10% LiNO_3 + 10% $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ + 60% KNO_3	132		469	580	0,013 (a 300 ° C)	1,52 (a 390 ° C)	N / A
10% NaNO_3 + 20% LiNO_3 + 10% $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ + 60% KNO_3	107,7		N / A	> 500	0,005 (a 300 ° C)	1,5 (a 300 ° C)	0,54 (a 300 ° C)
15% NaNO_3 + 18% LiNO_3 + 31% $2\text{KNO}_3 * \text{Mg}(\text{NO}_3)_2$ + 36% KNO_3	102,3		N / A	N / A	N / A	1,67 (a 500 ° C)	N / A
14% NaNO_3 + 18% LiNO_3 + 18% NaNO_2 + 50% KNO_3	94,3		430	500	N / A	1,66 (a 500 ° C)	N / A
29,6% LiNO_3 + 13,2% NaNO_3 + 57,2% KNO_3	123		N / A	533	N / A	N / A	N / A

Tabla 10: principales sales fundidas ternarias y cuaternarias en comparación con la sal solar [9]

La temperatura máxima de operación no está validada para las mezclas de nitratos fundidos ternarios y cuaternarios [9]. Pero en el caso de que sí fuera posible elegir una mezcla de sal con mejores propiedades para utilizarse en las centrales CSP podrían ser la sal ternaria 20% LiNO_3 + 28% NaNO_3 + 52% KNO_3 y las dos cuaternarias 20% NaNO_3 + 10% LiNO_3 + 10% $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ + 60% KNO_3 y 10% NaNO_3 + 20% LiNO_3 + 10% $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ + 60% KNO_3 . Si atendemos a los valores de estas mezclas, son las que pueden conseguir, a la misma vez, temperaturas de congelación menores a la sal solar mientras la temperatura máxima de trabajo superan los 565°C. Pero a su vez, la sal solar, presenta valores mejores de viscosidad, capacidad calorífica y conductividad térmica. Pero el que presenta valores más cercanos de estos parámetros respecto la sal solar es la mezcla cuaternaria 10% NaNO_3 + 20% LiNO_3 + 10% $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ + 60% KNO_3 .

Por lo tanto, aunque la sal solar tenga mayor temperatura de solidificación que esta última mezcla, los demás parámetros son mejores en la sal solar. Concretamente la temperatura máxima de

operación, que buscamos que aumente, es mayor en la sal solar por lo que podemos concluir que todavía no existe una mezcla que presente mejores resultados que los que actualmente tiene la sal solar. Por ello, en el siguiente apartado simularemos una planta que tendrá como fluido caloportador la sal solar.

5 SIMULACIÓN

En este apartado veremos cómo afecta, a una central CSP de torre, el aumento de la temperatura de la sal solar hasta los 600°C. Para ello utilizaremos el programa SAM (System Adviser Model) dónde modelaremos una central. La simulación se dividirá en dos, la primera parte se corresponde a encontrar cuales son los valores de los elementos del campo solar para diferentes temperaturas. Es decir, optimizaremos la central respecto el campo solar para cada temperatura. La segunda parte de la simulación se basará en utilizar la central optimizada a una temperatura de 565°C y ver como varía la producción de la central al aumentar la temperatura máxima de funcionamiento hasta alcanzar los 600°C.

Para empezar, situaremos la central en Phoenix (Arizona). La central será una central de carga base (baseload), esto es, con operación nominal constante 24h 7 días a la semana. Para todos los casos, los pasos realizados serán los mismos. En primer lugar, haremos un análisis paramétrico del múltiplo solar y del LCOE. El múltiplo solar se elegirá para el menor LCOE, es decir, se elegirá en función del menor costo. Después de esto, optimizaremos el campo solar para el múltiplo solar óptimo, elegido del análisis paramétrico previo. Y por último simularemos la central y veremos los cambios que se producen para las distintas temperaturas.

5.1 Optimización del campo solar a diferentes temperaturas.

En este apartado se analizarán cual es el campo solar más óptimo para cada temperatura. Estos serán independientes unos de otro, es decir, no se mantendrá ningún parámetro constante adrede como sucederá en los siguientes apartados. A continuación mostramos el análisis:

5.1.1 Sal solar a 565°C

En este caso, la temperatura máxima de funcionamiento de la planta es de 565°C. Lo primero que realizaremos es el análisis del múltiplo solar. Se hizo el análisis para varios valores del múltiplo solar y para finalizar, se elegirá en función de los valores del LCOE. En la ilustración 19 se muestra los valores del análisis.

The screenshot shows the SAM software interface with a table of parametric analysis results. The table has three columns: 'solarm ()', 'lcoe_nom (cents/kWh)', and a third column with values ranging from 13.2232 to 11.1019. The row with the lowest LCOE (11.1019) is highlighted in green.

	solarm ()	lcoe_nom (cents/kWh)
1	1.8	13.2232
2	1.9	12.7169
3	2	12.259
4	2.1	11.8622
5	2.2	11.5336
6	2.3	11.2958
7	2.4	11.1645
8	2.5	11.1078
9	2.6	11.1019
10	2.7	11.1518
11	2.8	11.2272

Ilustración 19: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 565°C en función del LCOE

En el análisis paramétrico del múltiplo solar respecto al LCOE, para una temperatura

de 565°C, el múltiplo solar óptimo es para un valor de 2.6 consiguiendo un LCOE de 11.019 cents/KWh. Una vez elegido el múltiplo solar, simularemos la central con este valor, que cambiará o no en los demás casos.

A continuación, se muestra la optimización del campo solar, hecho mediante una simulación del programa. En esta optimización se obtienen diferentes caracterizaciones como es la altura de la torre, diámetro, número de heliostatos etc.

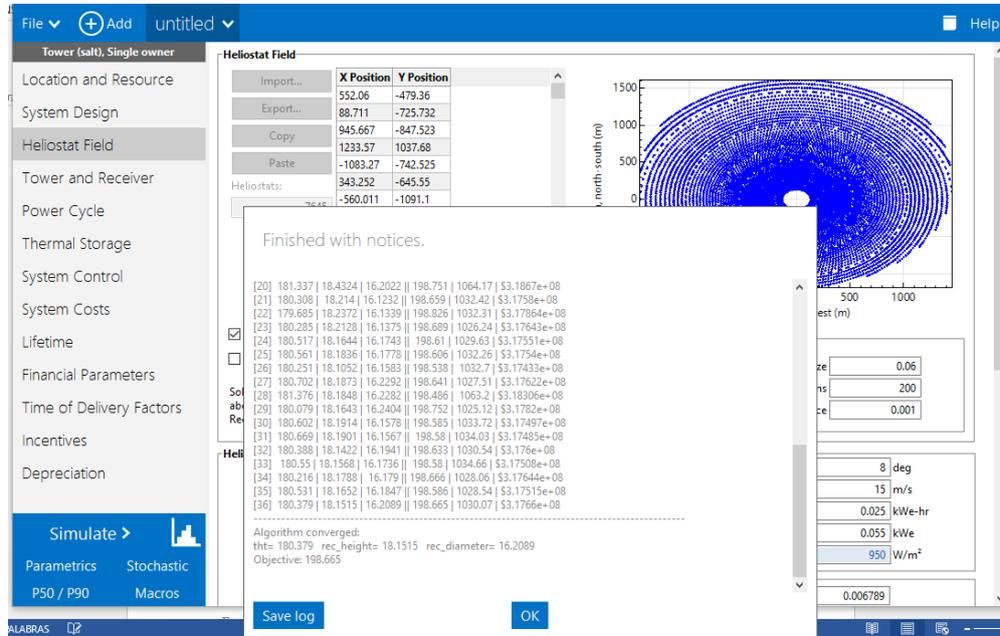


Ilustración 20: simulación del campo solar a 565°C

En la ilustración 20 se muestra el proceso de la simulación para obtener los valores óptimos. A continuación se muestra los valores de la simulación.

Optimization summary			
Item	Units	Update Value	Previous
Receiver height	m	18.151533	17.913187
Receiver diameter	m	16.208927	16.286604
Tower height	m	180.379318	180.060333
Heliostat count		8470	7645

Ilustración 21: Resultados del campo solar a 565°C

Como se puede ver en la ilustración 21, en amarillo se encuentran los valores óptimos que debe tener la central. Estos valores cambiarán en este apartado para cada temperatura del fluido caloportador ya que la simulación adaptará de forma más correcta los valores de los elementos de la central.

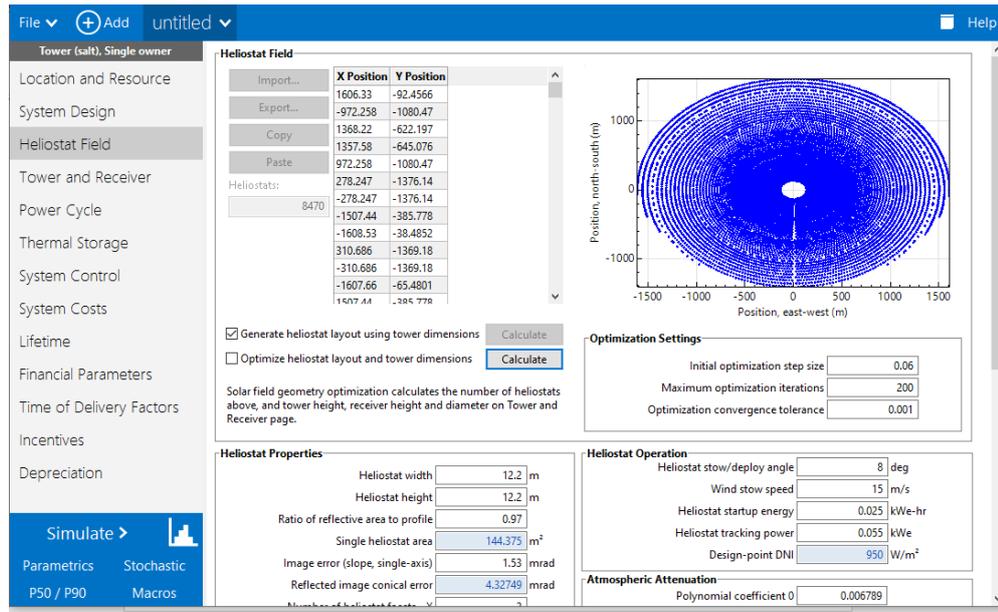


Ilustración 22: distribución y valores del campo solar a 565°C

Como podemos ver en la ilustración 22 se puede ver las dimensiones del campo solar. Además, podemos ver cómo sería la central gracias a la imagen superior de este.

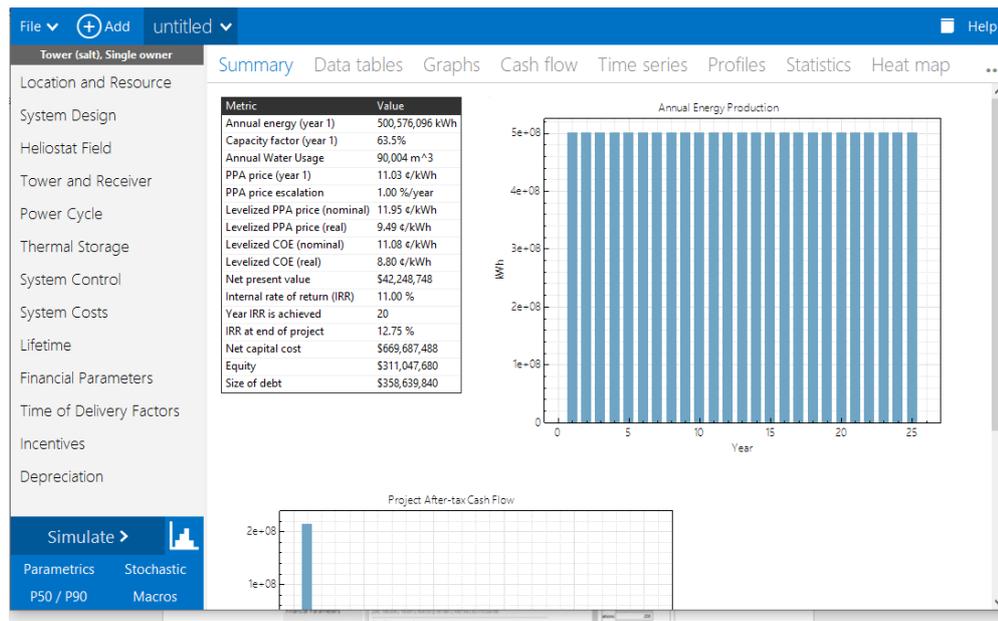


Ilustración 23: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 565°C

Por último, una vez simulada nuestra central, podemos ver los parámetros más importantes que nos ofrece. Desde una producción de energía anual hasta el LCOE pasando por otros valores importantes. Al final de este apartado se compararán los valores para poder ver mejor los cambios que se producen.

5.1.2 Sal solar a 575°C

En este caso, diferencia con el caso anterior es el aumento de temperatura a 575°C. De igual manera que el caso anterior, comenzaremos el análisis paramétrico para optimizar el múltiplo solar respecto el LCOE.

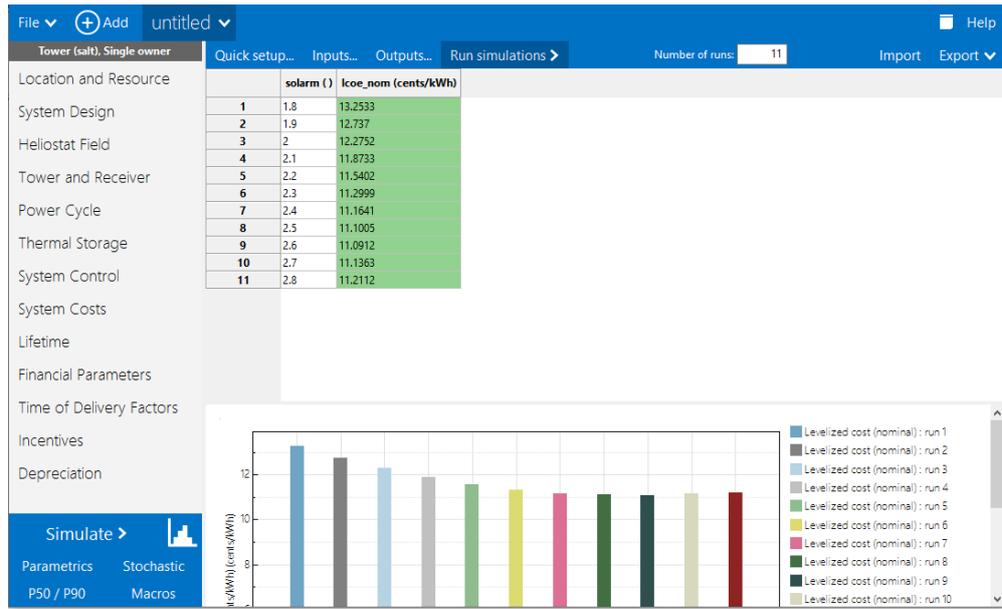


Ilustración 24: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 575°C en función del LCOE

El resultado de este, el múltiplo solar elegido es 2.6, igual que el caso anterior ya que nos da el LCOE más bajo. Concretamente de 11.0912 cent/KWh. Después de esto, optimizaremos el campo solar con el valor del múltiplo solar obtenido.

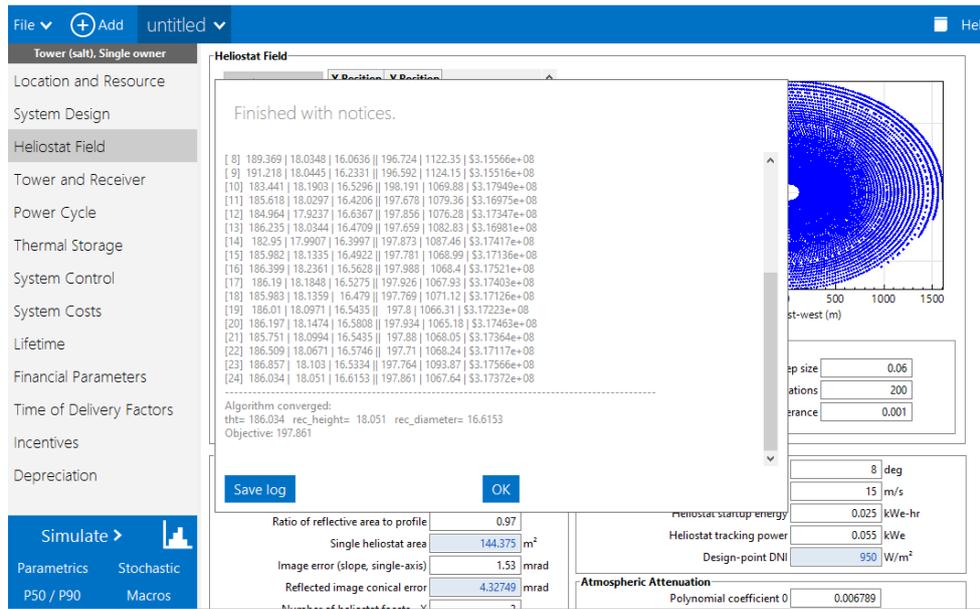


Ilustración 25: Simulación del campo solar a 575°C

En la ilustración 25 se muestra el proceso de la simulación, mientras que en la imagen siguiente se muestra los resultados del campo solar.

Optimization summary			
Item	Units	Update Value	Previous
Receiver height	m	18.050959	18.151533
Receiver diameter	m	16.615348	16.208927
Tower height	m	186.034103	180.379318
Heliostat count		8375	8470

Ilustración 26: Resultados del campo solar a 575°C

Al igual que en el anterior caso, la optimización del campo solar nos da como resultado el número de heliostatos, diámetro de la torre, altura de la torre etc. Como vemos el valor de heliostatos disminuye a 8375 unidades mientras que la altura de la torre aumenta a 186,034 metros. A continuación, mostraremos una imagen con los valores de los elementos del campo solar y una simulación de cómo sería este.

The screenshot shows a software interface for heliostat field optimization. The main window is titled 'untitled' and has a menu bar with 'File', '+ Add', and 'Help'. The interface is divided into several sections:

- Left Sidebar:** Contains navigation options: Tower (salt), Single owner; Location and Resource; System Design; Heliostat Field; Tower and Receiver; Power Cycle; Thermal Storage; System Control; System Costs; Lifetime; Financial Parameters; Time of Delivery Factors; Incentives; Depreciation; Simulate > Parametrics; Stochastic; P50 / P90; Macros.
- Top Panel:** 'Heliostat Field' section with 'Import...', 'Export...', 'Copy', and 'Paste' buttons. Below is a table of heliostat positions (X Position, Y Position) and a 'Heliostats:' count of 8375.
- Right Panel:** A circular plot showing the distribution of heliostats around a central receiver. The plot is labeled 'Position, north-south (m)' on the y-axis and 'Position, east-west (m)' on the x-axis, both ranging from -1500 to 1500.
- Bottom Panel:** 'Optimization Settings' and 'Heliostat Properties' sections.
 - Optimization Settings:** Includes checkboxes for 'Generate heliostat layout using tower dimensions' (checked) and 'Optimize heliostat layout and tower dimensions'. Below are 'Calculate' buttons and a note: 'Solar field geometry optimization calculates the number of heliostats above, and tower height, receiver height and diameter on Tower and Receiver page.' Further down are 'Initial optimization step size' (0.06), 'Maximum optimization iterations' (200), and 'Optimization convergence tolerance' (0.001).
 - Heliostat Properties:** Lists parameters like Heliostat width (12.2 m), Heliostat height (12.2 m), Ratio of reflective area to profile (0.97), Single heliostat area (144.375 m²), Image error (slope, single-axis) (1.53 mrad), and Reflected image conical error (4.32749 mrad).
 - Heliostat Operation:** Lists parameters like Heliostat stow/deploy angle (8 deg), Wind stow speed (15 m/s), Heliostat startup energy (0.025 kWe-hr), Heliostat tracking power (0.055 kWe), and Design-point DNI (950 W/m²).
 - Atmospheric Attenuation:** Includes 'Polynomial coefficient 0' (0.006789).

Ilustración 27: distribución y valores del campo a 575°C

Por último, simulamos nuestra central para tener los resultados. En la ilustración 28 podemos ver los resultados generales de la central. En este caso la energía anual producida aumenta respecto al caso anterior.

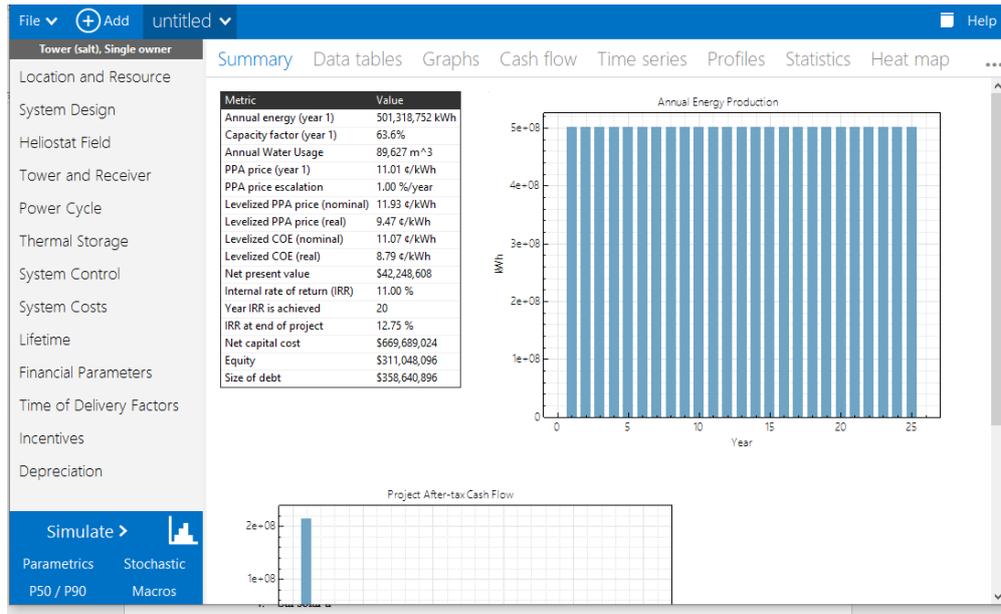


Ilustración 28: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 575°C

5.1.3 Sal solar a 585°C

Para este nuevo caso, la temperatura pasa a ser de 585°C. Como en los casos previos, tenemos que hacer el análisis paramétrico del múltiplo solar. En este caso el valor es el mismo que en los casos anteriores, 2.6, ya que el LCOE es también el más bajo.

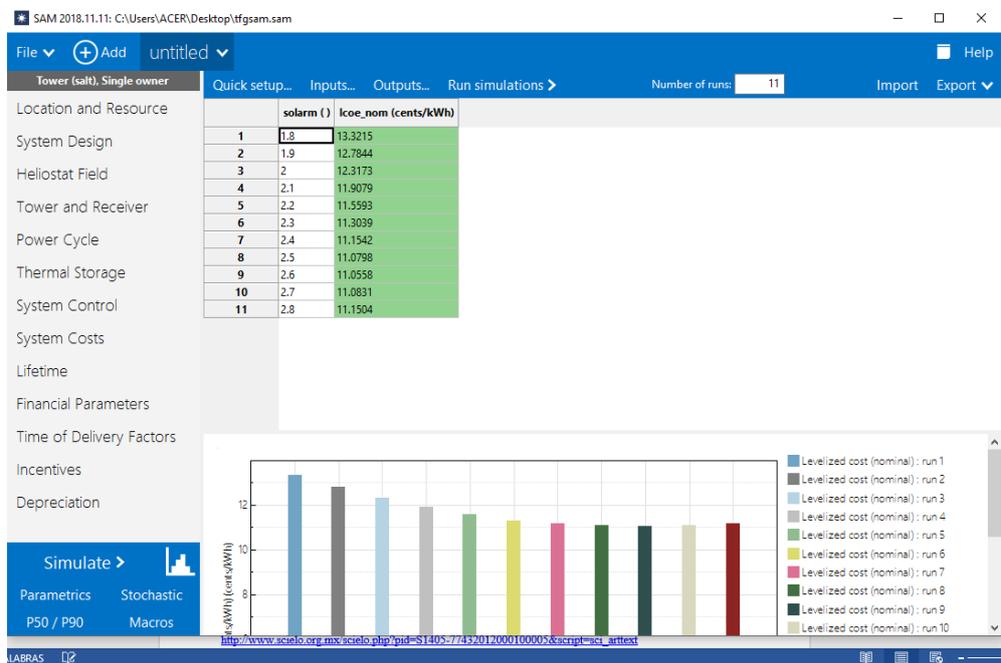


Ilustración 29: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 585°C en función del LCOE

Los siguientes pasos, se tratan de optimizar el campo solar mediante una simulación. Los resultados de este análisis podemos verlos en las siguientes imágenes. En la ilustración 30 se muestra el proceso de simulación mientras que en la ilustración 31 corresponde con la optimización de los elementos del campo solar.

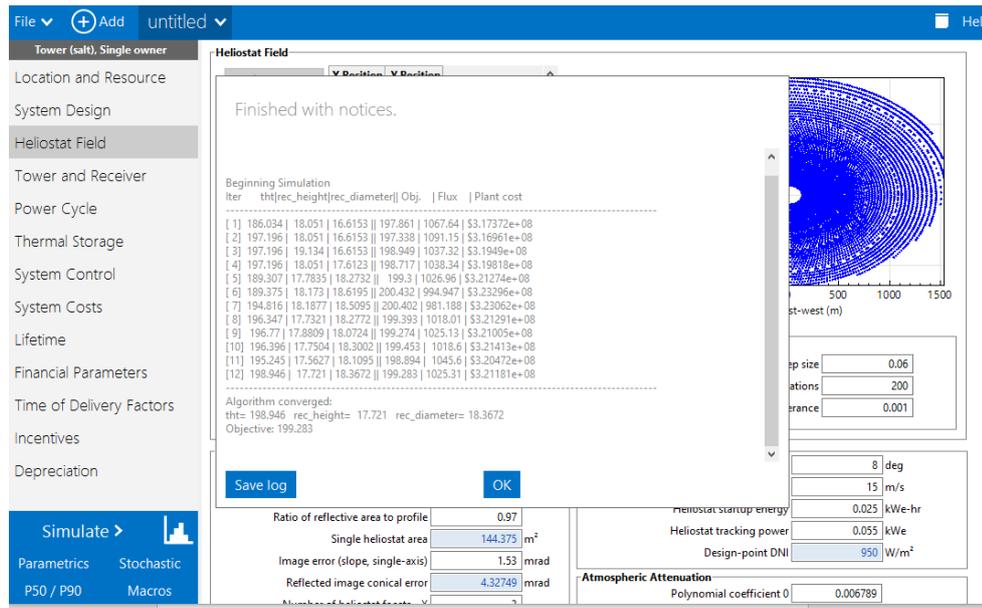


Ilustración 30: simulación del campo solar a 585°C

Optimization Summary

Item	Units	Update Value	Previous
Receiver height	m	17.720951	18.050959
Receiver diameter	m	18.367190	16.615348
Tower height	m	198.946396	186.034103
Heliostat count		8218	8375

Ilustración 31: Resultados del campo solar a 585°C

En esta última imagen, podemos ver que la tendencia de los heliostatos es bajar respecto el caso anterior y la tendencia de la altura de la torre es subir.

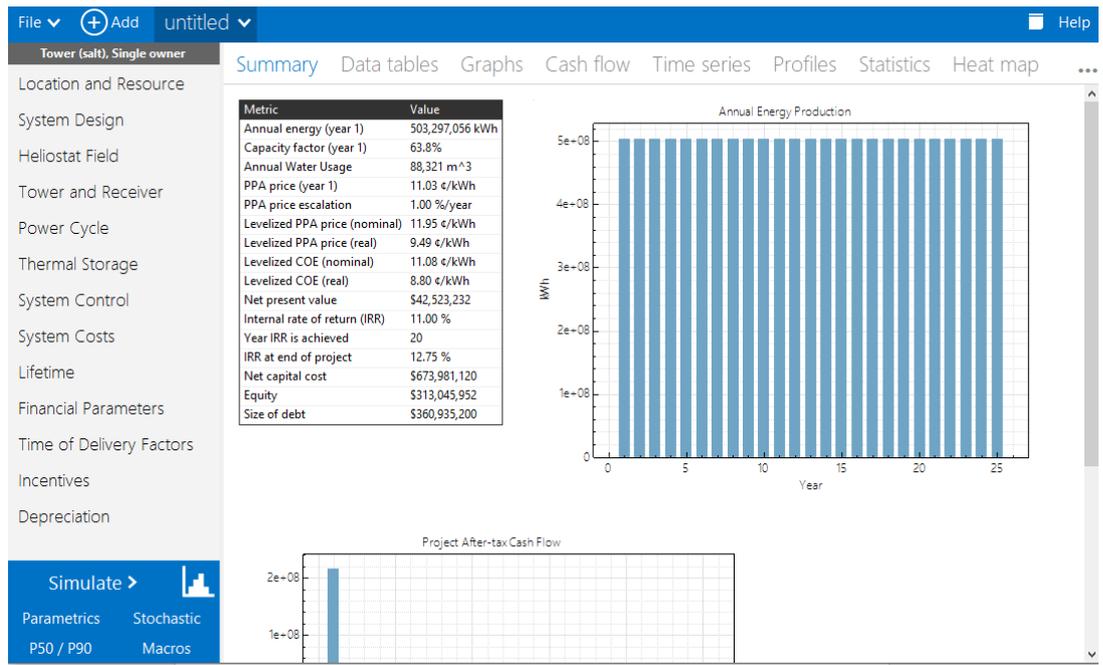


Ilustración 32: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 585°C

Por último, la simulación de la central respecto a la optimización de esta muestra los resultados que se presentan en la imagen previa. Como se aprecia la energía anual producida tiende a subir.

5.1.4 Sal solar a 595°C

En este caso la temperatura se subirá hasta los 595°C. Realizando los mismos pasos en los casos anteriores, el primero de todos es la obtención del múltiplo solar para el LCEO más bajo. En este caso, igual que en los anteriores, el valor de este será de 2.6.

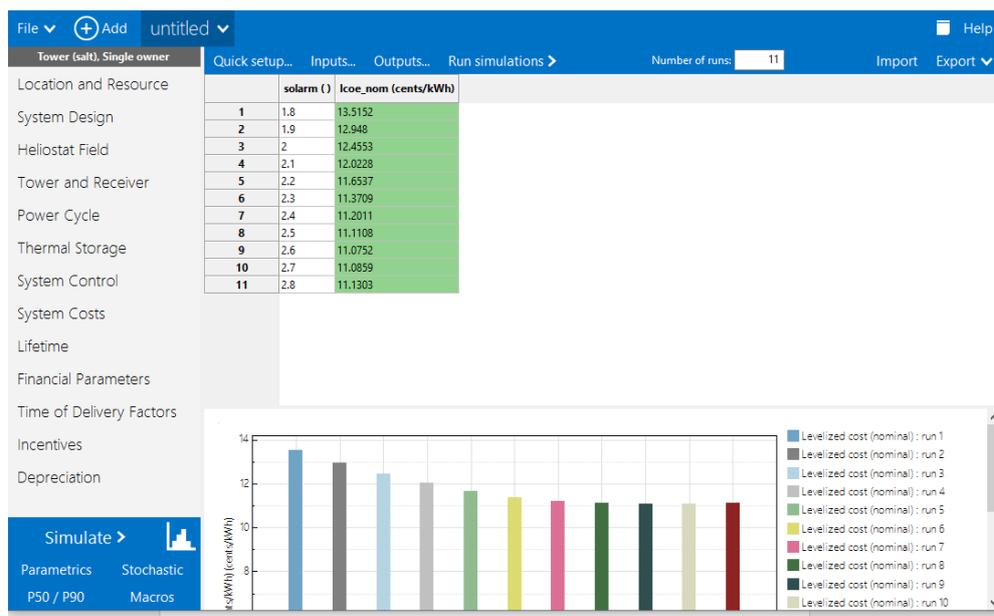


Ilustración 33: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 595°C en función del LCEO

El paso siguiente, será la optimización del campo solar, que nos dará los valores más interesantes de este y la diferencia que se producen respecto al caso anterior.

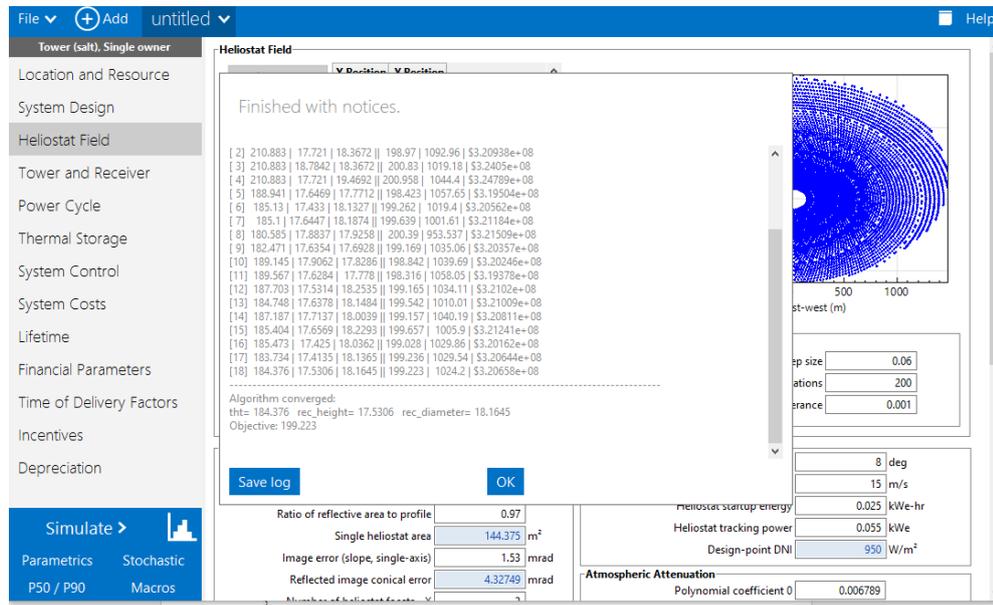


Ilustración 34: simulación del campo solar a 595°C

Optimization summary

Item	Units	Update Value	Previous
Receiver height	m	17.530590	17.720951
Receiver diameter	m	18.164488	18.367192
Tower height	m	184.375992	198.946396
Heliostat count		8383	8218

Ilustración 35: Resultados del campo solar a 595°C

En este caso, la tendencia cambia. El número de heliostatos aumenta respecto al caso anterior y la altura de la torre disminuye.

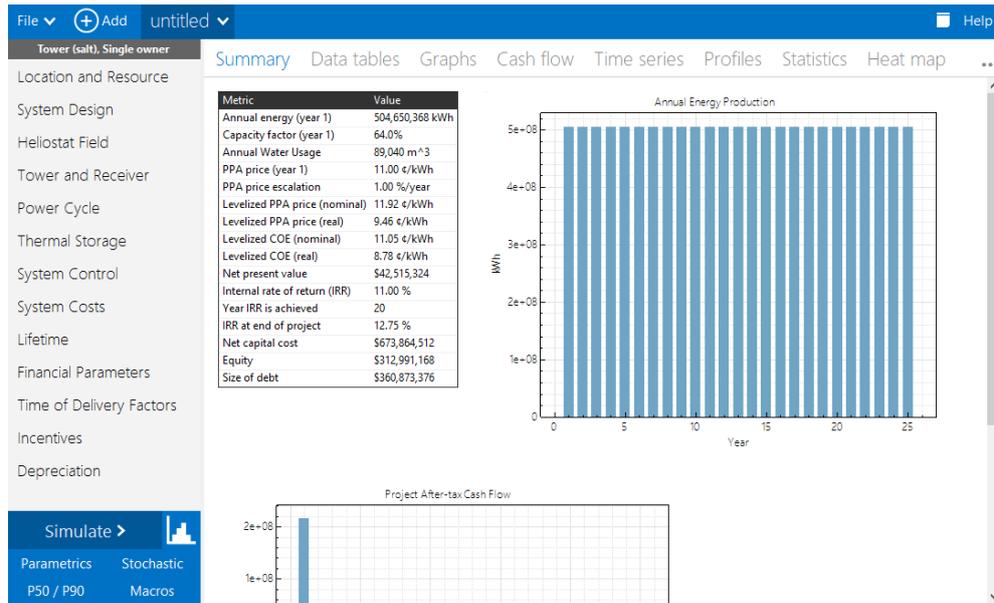


Ilustración 36: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 595°C

Por último, tenemos la simulación de la central cuyos resultados se muestran en la ilustración 36.

5.1.5 Sal solar a 600°C

En este caso la sal solar aumentará hasta los 600°C, ya que es la temperatura máxima que hemos estado estudiando en el proyecto. En este caso la forma de simular es igual a los casos anteriores. Empezaremos con el análisis paramétrico del múltiplo solar, que coincide con los casos anteriores en el valor de 2.6.

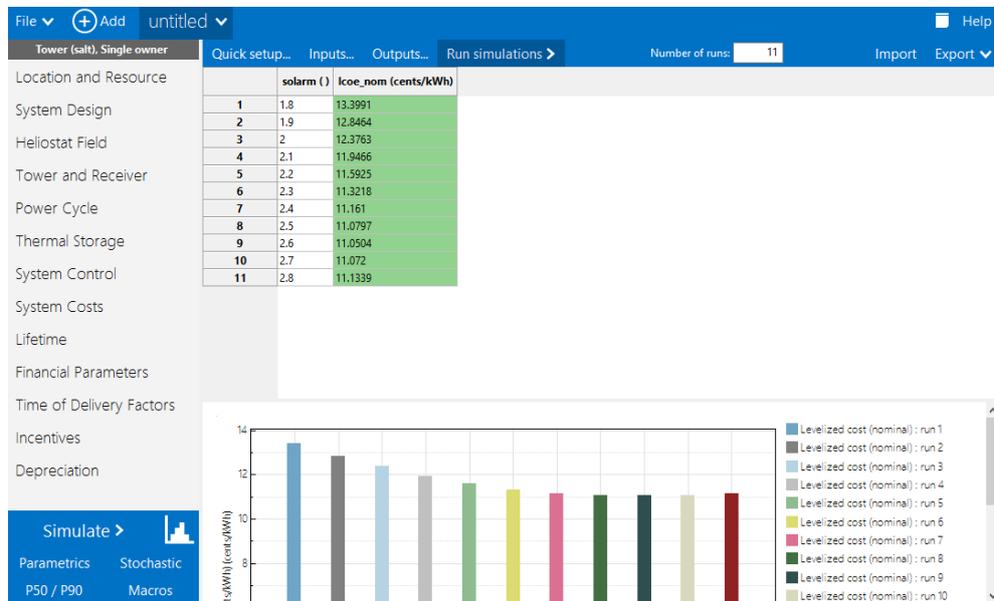


Ilustración 37: Análisis paramétrico del múltiplo solar a 600°C en función del LCOE

Los pasos siguientes son los mismos, continuamos con la optimización del campo solar. En la ilustración 38 se produce la simulación del campo solar.

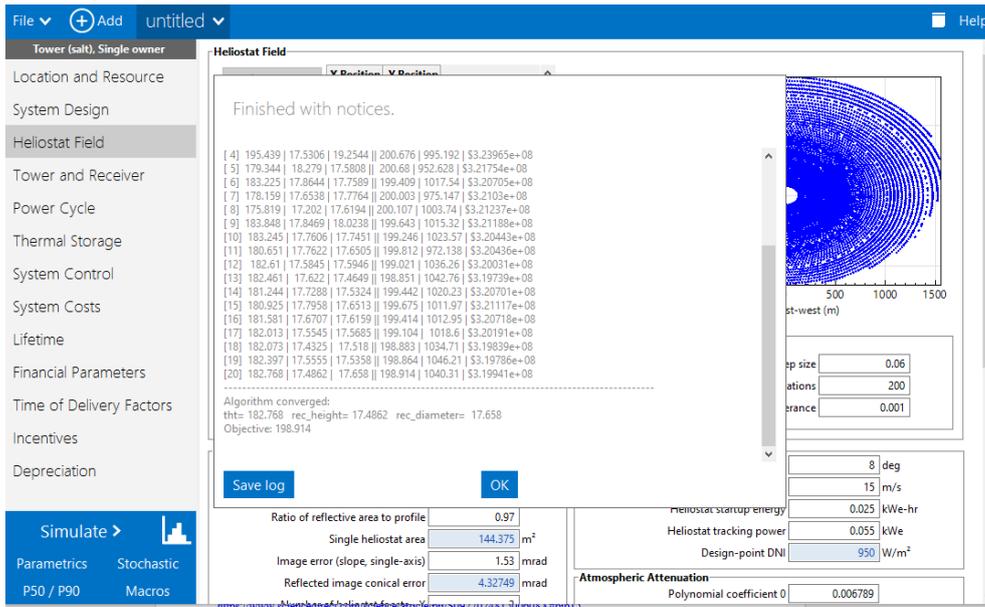


Ilustración 38: simulación del campo solar a 600°C

A continuación se muestran los resultados del campo solar correspondiente al análisis anterior.

Item	Units	Update Value	Previous
Receiver height	m	17.486216	17.530590
Receiver diameter	m	17.658043	18.164488
Tower height	m	182.768433	184.375992
Heliostat count		8427	8383

Ilustración 39: Resultados del campo solar a 600°C

Como se puede observar, el número de heliostatos aumentan mientras que la altura de la torre disminuye como se produce también en el caso anterior.

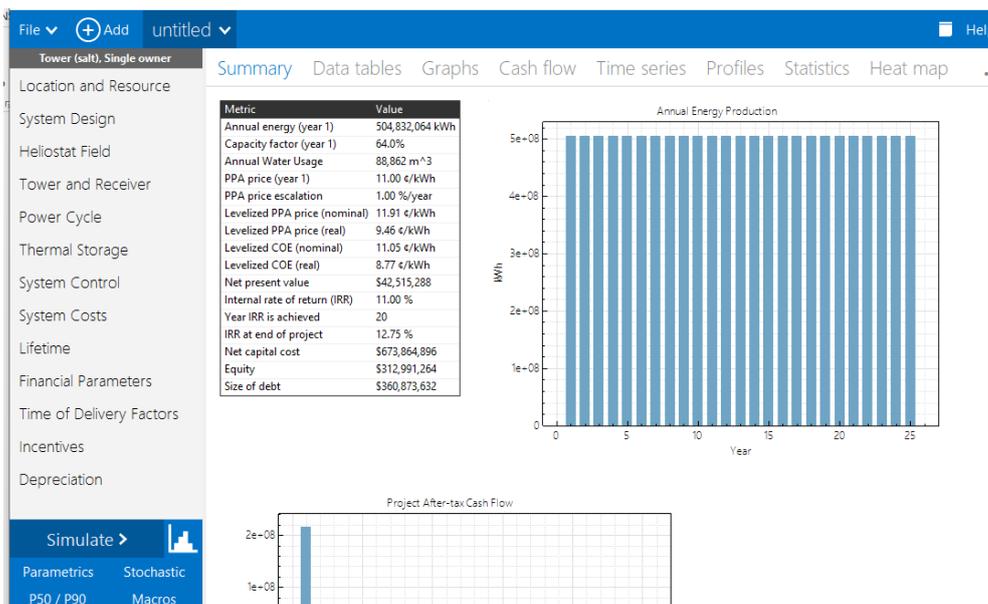


Ilustración 40: Simulación y resultados de una planta funcionando con sal solar a 600°C

Y por último, la ilustración 40 nos muestra los valores de la central.

5.1.6 Comparativa de los resultados finales de la central.

En este caso se muestra una tabla que recogerá los valores más importantes de la simulación final para poder comparar y ver cuáles son los cambios más significativos cuando aumentamos la temperatura del HTF y optimizamos la planta.

Tabla 11: Comparativa de los resultados de la simulación con la optimización del campo a distintas temperaturas

Temperatura (°C) Parámetro	565	675	585	595	600
MULTIPLO SOLAR	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
NÚMERO DE HELIOSTATOS	8470	8375	8216	8383	8427
ALTURA DE LA TORRE(m)	180.37	186.034	198.95	184.37	182.77
PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGIA(kWh)	500.576.096	501.318.752	503.297.056	504.650.368	504.832.064
FACTOR DE CAPACIDAD (%)	63.5	63.6	63.8	64	64
LCOE REAL(€/kWh)	8.80	8.79	8.80	8.78	8.77

IRR (%)	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00
---------	-------	-------	-------	-------	-------

Debemos recordar, que este apartado optimiza el campo solar a diferentes temperaturas de forma independiente. En este apartado hemos analizado cual es la central más óptima a diferentes temperaturas pero esto no es la mejor forma para comparar las centrales ya que el campo solar no se mantiene constante. Por este motivo en la siguiente simulación el campo solar sí se mantendrá y podremos comparar de forma más exacta.

Se estudia un segundo caso en el que se va a analizar si dicha mejora se consigue si se sube la temperatura de operación de la planta existente.

5.2 Simulación manteniendo el campo solar constante para una temperatura inicial de diseño de 565°C

En los casos anteriores optimizamos la central para cada caso, ahora para poder comparar de forma más exacta, mantendremos el tamaño del campo solar, concretamente el número de heliostatos, y la altura de la torre constante. Ahora se analiza el efecto de subir la temperatura sobre un caso de diseño de central óptima a 565°C.

Optimization summary x

Item	Units	Update Value	Previous
Receiver height	m	17.486216	17.530590
Receiver diameter	m	17.658043	18.164488
Tower height	m	182.768433	184.375992
Heliostat count		8427	8383

Ilustración 41: Valores de los elementos del campo solar a una temperatura a 565°C

Estos datos obtenidos, serán constantes e iguales para comparar que sucede en la central cuando se aumenta la temperatura a 600°C. A continuación se muestran los resultados de la central para la temperatura de 565°C.

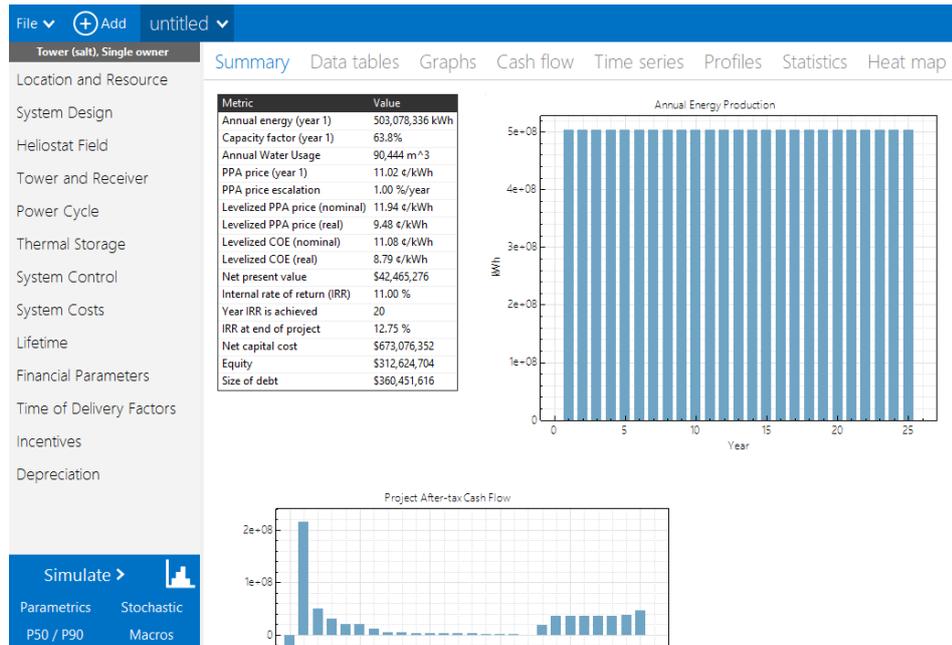


Ilustración 42: Resultados de la central para una temperatura de 565°C

Una vez tenemos estos resultados, aumentaremos la temperatura de la central a 600°C para poder ver qué sucede en la central.

En esta imagen 43 podemos ver como los valores del campo solar son iguales que los del caso anterior ya que dejamos los valores constantes.

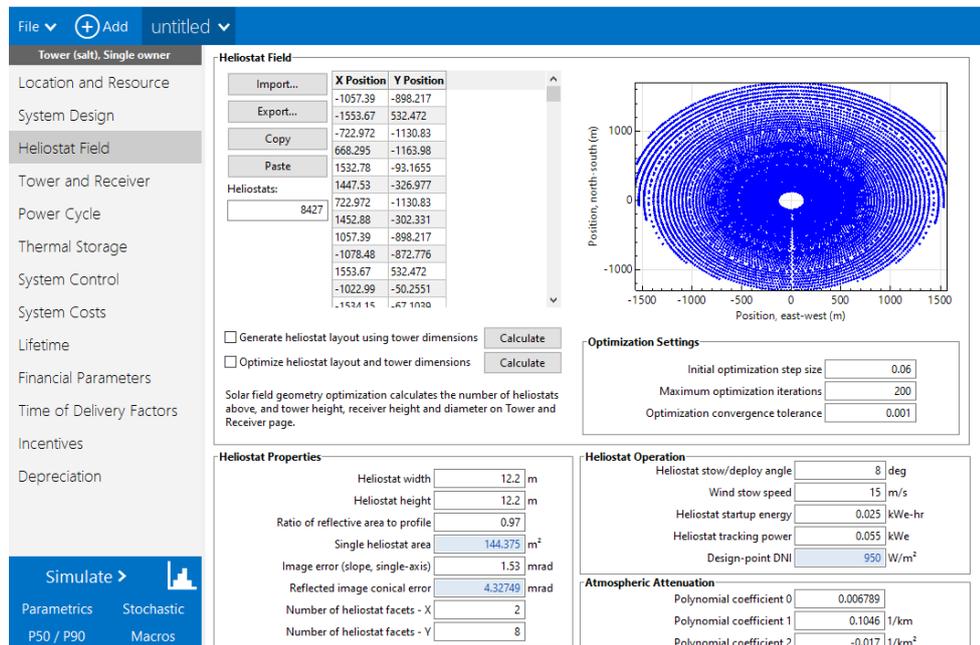


Ilustración 43: Datos del campo solar de la planta. Manteniéndose iguales a los de la planta optimizada a 565°C

Una vez tenemos la temperatura de 600°C y las mismas dimensiones simulamos la central para obtener los resultados.

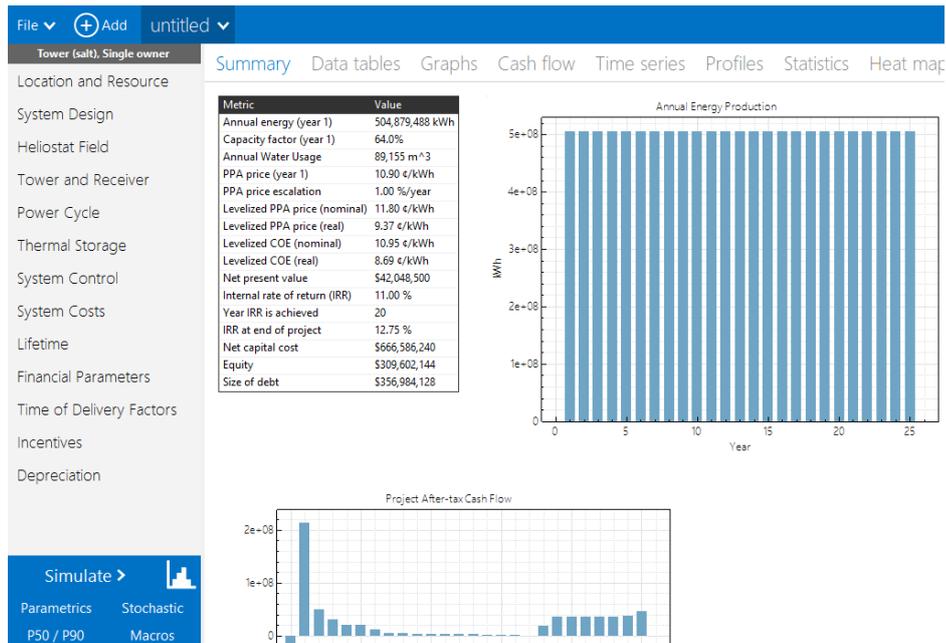


Ilustración 44: resultados de la central que trabaja a 600°C siendo el campo solar optimizado para un fluido que trabaje a 565°C

Una vez tenemos ambos casos podemos comparar.

Tabla 12: comparación de una central optimizada a 565°C

	Central a 565°C	Central a 600 °C
Producción de energía anual (kWh)	503.078.336	504.879.448
Factor de capacidad (%)	63.8	64.0
LCOE anual (cent/kWh)	8.79	8.69

5.3 Simulación manteniendo el campo solar constante para una central a 600°C

Por último, se analiza la sensibilidad de la variación de temperatura de la sal, ahora para una instalación diseñada a 600°C y que baja posteriormente su temperatura de trabajo. En este caso actuaremos de forma similar al anterior pero con la diferencia de que la central modelo será optimizada a una mayor temperatura, más concretamente, utilizaremos la central que opera a 600°C. En primer lugar, optimizaremos el campo solar para la central, que en este caso trabaja con sal solar a 600°C.

A continuación se muestran los valores de la central optimizada a 600°C

Item	Units	Update Value	Previous
Receiver height	m	18.829636	17.486216
Receiver diameter	m	17.783065	17.658043
Tower height	m	192.034576	182.768433
Heliostat count		8254	8427

Ilustración 45: resultados del campo solar a 600°C

Después de obtener estos resultados, simularemos la central para obtener los resultados de la central.

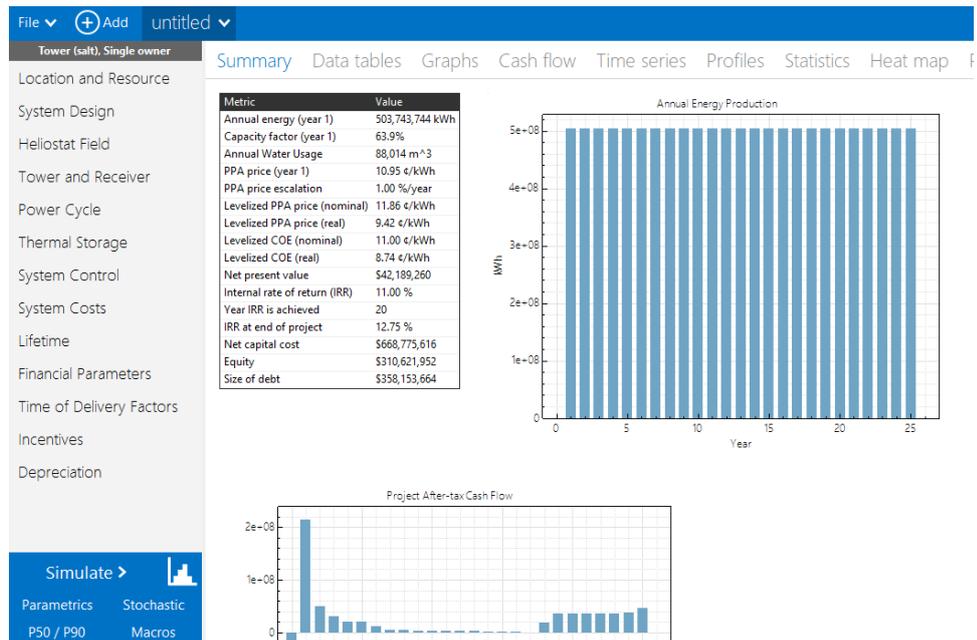


Ilustración 46: resultados de la una central a 600°C

En los siguientes casos iremos disminuyendo la temperatura y viendo cómo afecta esto a la producción de la central.

5.3.1 Resultados al disminuir la temperatura a 565°C y manteniendo el campo solar de la central modelo de 600°C

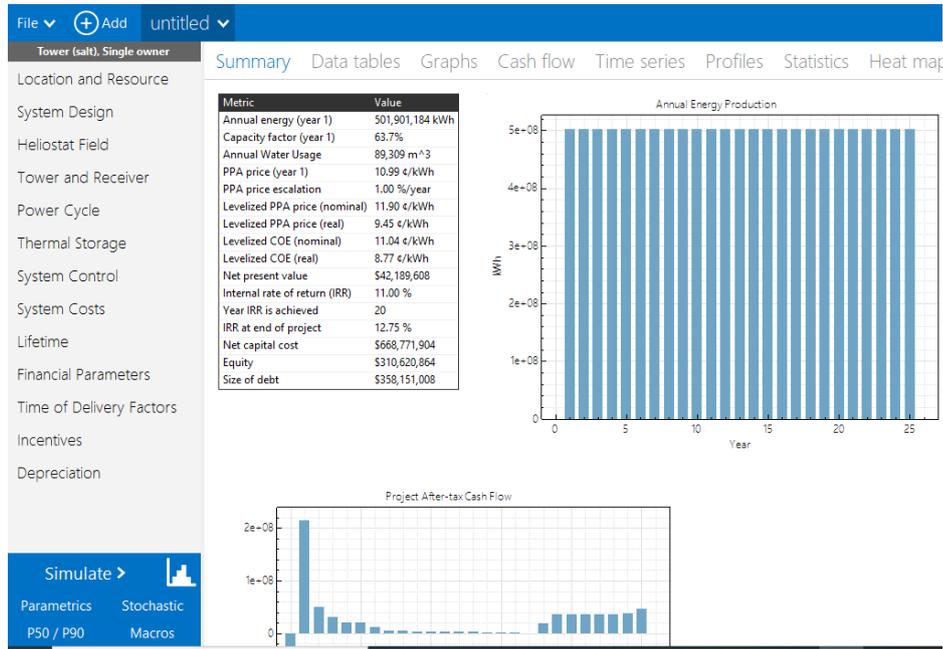


Ilustración 47: resultados de la central a 565°C con un campo solar optimizado para 600°C

5.3.2 Simulación a 575°C manteniendo el campo solar constante de 600°C

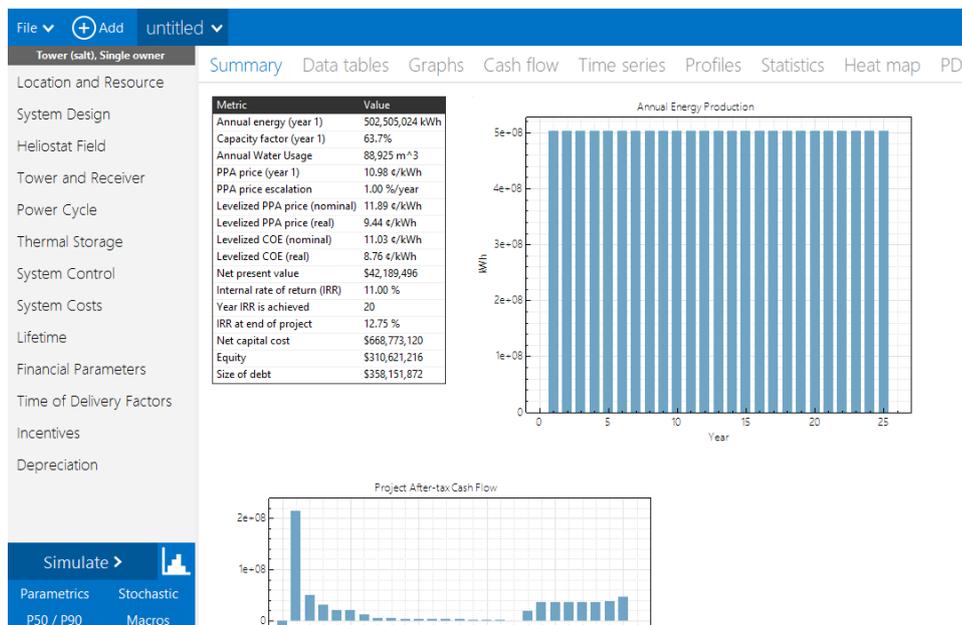


Ilustración 48: resultados de la central a 575°C con un campo solar optimizado para 600°C

5.3.3 Simulación a 585°C con el campo solar de la central modelo de 600°C

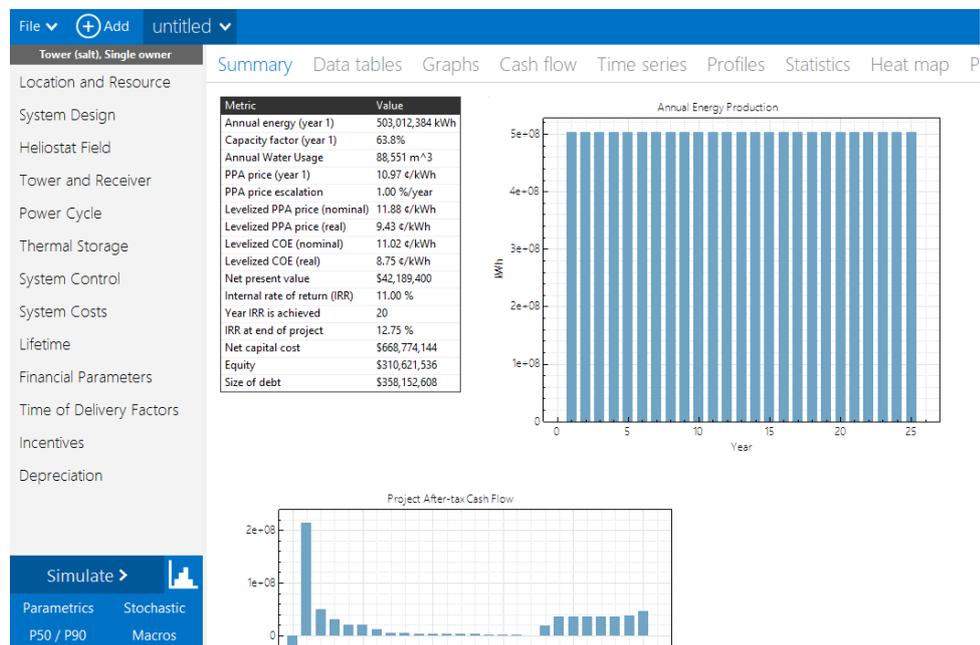


Ilustración 49 resultado de la central a 585°C para una central optimizada a 600°C

Una vez que hemos simulado todos los casos, mostraremos en una tabla comparativa los resultados para el caso en el que la central está optimizada a 600°C.

Tabla 13: comparativa de una central a diferentes temperaturas con campo solar optimizado a 600°C

	Central a 600°C	Central a 585°C	Central a 575°C	Central a 565°C
Producción de energía anual (kWh)	503.743.744	503.012.384	502.505.024	501.901.184
Factor de capacidad (%)	63.9	63.8	63.7	63.7
LCOE anual (cent/kWh)	8.74	8.75	8.76	8.77

Como podemos ver la tabla, la producción de energía disminuye a la vez que disminuimos la temperatura igual que sucede con el factor de capacidad. Además, el precio del kWh aumenta a la vez que disminuye la temperatura de la central. Por último, mostraremos de forma resumida en que se diferencia ambas simulaciones. Para ello utilizamos la central que trabaja con el HTF a 600°C

Tabla 14: comparación entre una central optimizada a 565°C y 600°C cuyo fluido caloportador trabaja a 600°C

	Central con campo solar optimizado a 565°C	Central con campo solar optimizado a 600°C
Producción anual de energía (kWh)	504.879.448	503.743.744
Factor de capacidad (%)	64.0	63.9
LCOE anual (cent/kWh)	8.69	8.74

Como vemos la central optimizada a 565°C produce mejores resultados cuando el HTF trabaja a mayor temperatura.

Se tiene que tener en cuenta que el tamaño de la central varía, es decir, una central optimizada a 565°C tiene un tamaño mayor que una que trabaje a 600°C por lo que trabajar en ambas a la misma temperatura tiene mejores resultados en la central con mayor tamaño. El tamaño de la central es mayor a 565°C por las propiedades de la sal solar, a mayor temperatura menor cantidad de sal, debido a su densidad, y por lo tanto menor tamaño como ya explicamos anteriormente.

6 CONCLUSIONES

El objetivo de este trabajo ha sido determinar cuál es el mejor fluido caloportador para las centrales CSP. Para ello se han estudiado diferentes propiedades que puedan determinar el HTF óptimo.

Un buen fluido caloportador debe de tener en su conjunto unas buenas propiedades como son: alto rango de temperatura de utilización, trabajar a baja presión con altas temperaturas, una buena estabilidad térmica, baja viscosidad, alta conductividad térmica, punto de inflamación y temperatura de auto ignición alta, alta densidad energética, baja agresividad frente a los materiales, toxicidad baja, resistencia mecánica y química, bajas pérdidas térmicas, bajo impacto ambiental y bajo coste. Como podemos ver no todas las propiedades son termo físicas, si no que se deben de cumplir otro tipo de propiedades que también son determinantes para un buen HTF.

Existen distintos fluidos caloportadores en el mercado. Agua, generación directa de vapor, aceite y sales fundidas son los HTF más utilizados en la historia de las centrales CSP pero además, se conocen otros HTF como metales líquidos, fluidos supercríticos y suspensión de partículas. En el caso del agua su principal problema se encuentra en el aumento del coste de la instalación cuando la temperatura de trabajo máxima supera los 200°C-250°C. En el caso del aceite los problemas se encuentran en los peligros que se presentan debido la inflamabilidad, precio, inestabilidad térmica por encima de 400°C y debe de estar presurizado por encima de 300°C y que dan lugar a la descomposición del aceite en subproductos ligeros y pesados que alteran las propiedades del fluido. En el caso de la generación directa de vapor su principal desafío se encuentra en el almacenamiento térmico y las altas presiones que deben alcanzarse para trabajar a altas temperaturas. La suspensión de partículas se descarta como HTF debido a la dificultad de controlar la estabilidad del flujo y las altas pérdidas por convección. Si hablamos de los HTF supercríticos, el agua supercrítica presenta problemas técnicos debido a la alta presión y su alta temperatura, mientras que el estado súper crítico del dióxido de carbono tiene como problema principal el almacenamiento, debido a la incompatibilidad entre ambos. Estos fluidos presentan problemas desafiantes en la instalación por lo que se descartan como un buen fluido caloportador, además, de que sus propiedades termo físicas no son las mejores. Esto nos lleva a concluir que metales líquidos y sales fundidas son los mejores candidatos para ser un buen fluido caloportador. Es importante recordar que para elegir un buen fluido caloportador deben de estudiarse propiedades no-termo físicas y las propiedades termo físicas. Comparando estos dos últimos HTF, se concluyó que la sal solar es el fluido con mejores propiedades en su conjunto ya que los metales líquidos producen mayor corrosión, problemas de seguridad que encarecen la instalación y mayor coste unitario que es inviable a la hora de utilizarlo como almacenamiento.

Por otro lado, la sal solar presenta problemas en su temperatura máxima de operación, debido a la descomposición a partir de 565°C. Este problema es el más investigado, ya que si se pudiese aumentar la temperatura máxima de trabajo de la sal solar se aumentaría la eficiencia de la instalación y disminuiría el precio del kWh. Para ello, en la actualidad se están realizando diferentes estudios y avances para aumentar la temperatura de la sal solar. Algunos de los avances que se nombran en nuestro estudio son: la adición de nanopartículas, mezclas de sales cuaternarias y ternarias o conseguir el equilibrio de las reacciones mediante el sellado hermético en atmósfera abierta o cerrada. Actualmente, no existe ningún proceso que presente mejores resultados que los que actualmente tiene la sal solar ya que lo que hemos estado buscando es el aumento de la temperatura por encima de 565°C.

Por último, hemos hecho un análisis de lo que sucede cuando aumentamos la temperatura de la sal solar. Para ello hemos realizado una simulación de una central para ver cuáles son los cambios en la central. El subir la temperatura máxima de funcionamiento de la sal solar nos permite aumentar la eficiencia de la planta y reducir el coste energético. Esto se ha ido corroborando en la

simulación. A medida que se ha ido aumentando la temperatura de la sal solar ha ido aumentando la producción de energía y el múltiplo solar sin mantener fijo el tamaño del campo solar. En los siguientes casos, mantendremos el tamaño de la central constante. Es importante comentar que si tenemos una central optimizada para una temperatura de la sal solar a 565°C, el subir la temperatura a 600°C aumenta la producción, el factor de capacidad aumenta y reduce el precio de la energía. En este caso la producción de energía es de 504.879.448 kWh. Por el contrario, tener una central optimizada a 600°C manteniendo el campo solar y trabajar con las sales a esa misma temperatura, 600°C, la energía producida es menor, concretamente 503.743.744 kWh. Esto se debe a que el tamaño de la central para 565°C es mayor que la central optimizada a 600°C.

Por lo tanto lo más rentable es tener una central que está diseñada a una temperatura de 565°C y aumentar la temperatura de trabajo de la sal para obtener así mejores resultados. Ya que aumentar la temperatura de la sal solar mejora la producción de energía, el factor de capacidad y disminuye el precio del kWh.

REFERENCIAS

- [1] J. Roldán Vioria, Energías Renovables. Lo que hay que saber, Ediciones Paraninfo, S.A., 2013.
- [2] «IEA,» Octubre 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- [3] «Web oficial de la UE,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es.
- [4] «Rincón Educativo: Energía y Medio Ambiente,» [En línea]. Available: [https://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/la-planificacion-energetica-en-espana#:~:text=Las%20centrales%20de%20punta%20se,es%20alta%20\(horas%20punta\).&text=Una%20vez%20puestas%20en%20marcha,que%20dejen%20de%20ser%20necesarias..](https://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/la-planificacion-energetica-en-espana#:~:text=Las%20centrales%20de%20punta%20se,es%20alta%20(horas%20punta).&text=Una%20vez%20puestas%20en%20marcha,que%20dejen%20de%20ser%20necesarias..)
- [5] R. e. d. españa, «Red eléctrica Española,» 2017. [En línea]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2017/inf_sis_elec_ree_2017.pdf.
- [6] Iberdrola, «Iberdrola,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-fotovoltaica>.
- [7] S. S. N. U. M. H. T. B. Alexander Bonk, «Advanced heat transfer fluids for direct molten salt line-focusing CSP plants,» 2018.
- [8] H. P. A. R. M. A. B. U. R. A. B. Adnan Ibrahim, «Molten salts in the light of corrosion mitigation strategies and embedded with nanoparticles to enhance the thermophysical properties for CSP plants,» 2020.
- [9] J. G.-V. E. O. A. K. A. S. L. F. C. Angel G. Fernández, «Mainstreaming commercial CSP systems: A technology review,» 2019.
- [10] M. R. K. N. A. Yathin Krishna, «State-of-the-art heat transfer fluids for parabolic trough collector,» 2020.
- [11] K. L. W. Stein, Concentrating Solar PowerTechnology: Principles, Developments and Application, 2012.
- [12] «arsinger,» [En línea]. Available: <https://arsinger.com/que-es-la-energia-termsolar-y-como-funciona/#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20termsolar%20es%20la,de%20los%20rayos%20del%20sol..>

- [13] G. I. A. A. M. G. C. I. B. Alberto Giaconia, «Experimental demonstration and analysis of a CSP plant with molten salt heat transfer fluid in parabolic troughs,» 2020.
- [14] [En línea]. Available: <http://centralestermosolares.50webs.com/DOCUMENTOS/Cilindro.html>.
- [15] M. G. A. Soleimani Dorcheh, «Slurry aluminizing: A solution for molten nitrate salt corrosion in concentrated solar power plants,» *ELSEVIER*, November 2015.
- [16] [En línea]. Available: <https://blog.structuralia.com/tecnologias-solares-termoelectricas>.
- [17] [En línea]. Available: <http://ventanadelaciencia.blogspot.com/2007/12/el-motor-stirling-en-aplicaciones-de.html>.
- [18] [En línea]. Available: <https://m.europapress.es/andalucia/noticia-cordobesa-refractaris-realiza-mision-inspeccion-torre-central-noor-energy-dubai-20200730122830.html>.
- [19] N. S. T. S. B. M. B. R. J. G. W. W. S. F. B. Ming Liu, «Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies,» 2015.
- [20] C. P. Rios, *Introducción a la tecnología CSP*, 2020/2021.
- [21] A. A. P. V. B. Rajkumar Malviya, «A comprehensive review of different heat transfer working fluids for solar thermal parabolic trough concentrator,» *ScienceDirect*, September 2020.
- [22] H. B. I. P.-L. G. F. T. T. J. B. Huili Zhang, «High-efficiency solar power towers using particle suspensions as heat carrier in the receiver and in the thermal energy storage,» 2017.
- [23] L. S. D. G. H. Benoit, «Review of heat transfer fluids in tube-receivers used in concentrating solar thermal systems: properties and heat transfer coefficients,» *ScienceDirect*, Noviembre 2015.
- [24] A. T. M. N. C. D. S. S. T. Delie, «Thermophysical, environmental, and compatibility properties of nitrate and nitrite containing molten salts for medium temperature CSP applications: a critical review,» 2018.
- [25] X.-B. H. X.-Z. Tang, «chapter 11- Synthesis and Assembly Chemistry of Inorganic Polymers,» 2017.
- [26] J. C. ., Y. J. X. A. Peng Zhang, «Evaluation of thermal physical properties of molten nitrate salts with low melting temperature,» 2017.
- [27] L. F. C. Ángel G. Fernández, «Molten salt corrosion mechanisms of nitrate based thermal energy storage materials for concentrated solar power plants: A review,» 2019.
- [28] M. S. K. L. L. G. H. R. G. W. T. A. Teng-Cheong Ong, «Review of the solubility, monitoring, and purification of impurities in molten salts for energy storage in concentrated solar power plants,» *ELSEVIER*, 2020.

- [29] H. P. A. R. M. A. B. U. R. A. B. Adnan Ibrahim, «molten salts in the light of corrosion mitigation strategies and embedded with nanoparticles to enhance the thermophysical properties for CSP plants,» 2020.
- [30] D. M. R. G. R. Tao Wang, «Thermal stability of the eutectic composition in LiNO₃-NaNO₃-KNO₃ ternary system used for thermal energy storage,» *Elsevier*, 2012.
- [31] H. J. D. W. X. Z. Xin Xiao, «Thermal performance analysis of a solar energy storage unit encapsulated with HITEC salt/copper foam/nanoparticles composite,» *Elsevier*, 2019.
- [32] D. M. R. G. R. Tao Wang, «Novel low melting point quaternary eutectic system for solar thermal energy storage,» *ELSEVIER*, 2012.
- [33] M. B. V. A. S. t. B. Alexander Bonk, «solar salt- Pushing an old material for energy storage to a new limit,» 2020.
- [34] A. B. T. B. Veronika Anna Sötz, «whit a view to elevated operating temperatures in thermal energy storage- Reaction chemistry of solar salt up to 630°C,» 2020.
- [35] Y. H. Z. Z. D. W. Yanwei Hu, «Enhanced heat capacity of binary nitrate eutectic salt-silica nanofluid for solar energy storage,» *Elsevier*, 2018.
- [36] J. L. L. G. M. W. Yue Zhang, «Nitrate based nanocomposite thermal storage materials: Understanding the enhancement of thermophysical properties in thermal energy storage,» 2020.
- [37] D. S. Syed Muhammad Mujtaba Rizvi, «Mechanism of heat capacity enhancement in molten salt nanofluids,» *Elsevier*, 2020.
- [38] M. B. V. J. C. Gowtham Mohan, «Sensible energy storage options for concentrating solar power plants operating above 600°C,» *ELSEVIER*, 2019.
- [39] M. B. V. A. S. T. B. Alexander Bonk, «Solar Salt- Pushing an old material for energy storage to a new limit,» *ELSEVIER*, 2019.
- [40] N. K. G. D. R. Sujit kumar Verma, «A comprehensive analysis on advances in application of solar collectors considering desing, process and working fluid parameters for solar to thermal convesion,» 2020.
- [41] Autor, «Este es el ejemplo de una cita,» *Tesis Doctoral*, vol. 2, nº 13, 2012.
- [42] O. Autor, «Otra cita distinta,» *revista*, p. 12, 2001.
- [43] [En línea]. Available: <https://desenchufados.net/tecnologia-termica-solar-cilindro-parabolica/>.

