

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Dimensionado del sistema de captación para una
instalación de química solar

Autor: Juan Antonio Pérez López

Tutor: Manuel Antonio Silva Pérez

Dpto. Ingeniería energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023



Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Dimensionado del sistema de captación para una instalación de química solar

Autor:

Juan Antonio Pérez López

Tutor:

Manuel Antonio Silva Pérez

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Agradecimientos

Con este trabajo pongo fin a otra etapa de mi vida, que tras cuatro años se termina aquí. Me gustaría agradecer a todas las personas que han estado conmigo, tantas las que he conocido nuevas como las que ya traía de casa, por estos cuatro años que me han hecho vivir.

En primer lugar gracias a mi familia, a mis padres porque siempre me han apoyado tomase la decisión que tomase. Gracias a mis abuelos, que siempre se han preocupado por que me fuese bien en lo que hiciese. A mi hermano porque cuando iba a casa siempre teníamos un momento poder despejarme de los estudios. Gracias a mi novia Ana, que durante estos años me ha apoyado especialmente cuando más me agobiaba por los exámenes siempre estaba ahí para decirme: “¡Tú puedes!”. Gracias a mis amigos y compañeros de clase, me llevo con vosotros muy buenos momentos y aunque ahora se separan nuestros caminos espero que sea un “hasta pronto”.

Finalmente, agradecer a todos los profesores de la escuela que me han dado clase por todo lo que me han enseñado, tanto a nivel académico como personal. Especialmente agradecer a mi tutor de este trabajo, Manuel Silva, su ayuda y apoyo en la realización de este trabajo. Además de ser un gran profesor, he descubierto la gran persona que es y lo que se preocupa por sus alumnos.

Juan Antonio Pérez López

Sevilla, 2023

Resumen

El desarrollo de este trabajo se centra en el dimensionado del campo solar y en la estimación de la producción energética de una instalación termosolar de receptor central que trabajará con partículas sólidas como medio de trabajo y con un sistema TES también en partículas sólidas. Esta planta tiene como objetivo la producción de energía térmica a alta temperatura que será utilizada en un proceso para la producción de hidrógeno. El diseño de esta planta se ha realizado tomando como emplazamiento para la instalación la provincia de Huelva.

Para el diseño se ha hecho uso de herramientas de simulación que permiten estimar la configuración óptima y su comportamiento energético, siendo éstas SolarPILOT, utilizada para el diseño del campo solar; y SAM, utilizada para la simulación del comportamiento de la planta. Se ha partido de unas restricciones impuestas por el uso que se pretende dar a la energía producida; estas restricciones atienden a la temperatura de trabajo, a la potencia térmica requerida por unidad de hidrógeno producido y al modo de operación, entre otras.

Además de la simulación, se realiza una comparación de los resultados obtenidos para determinar la opción más adecuada según los requerimientos técnicos de la tecnología y del proyecto en el que se enmarca.

Abstract

The development of this project focuses on the sizing of the solar field and the study of the annual energy yield of a central receiver solar thermal power plant that will work with solid particles as a working medium and with a TES system based on solid particles, too. The objective of this plant is the production of high-temperature thermal energy that will be used in a process for hydrogen production.

The design of this plant has been carried out taking the province of Huelva as the location for the installation.

For the design of this plant, two simulation tools that allow estimating the optimal configuration and its energetic behavior have been used: SolarPILOT, used for the design of the solar field; and SAM, used to simulate the behavior of the plant. Beginning with some initial restrictions imposed by the intended use of the energy produced; these restrictions address the working temperature, the thermal power required per unit of hydrogen produced and the mode of operation, among others.

In addition to the simulations, a comparison of the results obtained is made to determine the most appropriate option according to the technical requirements of the technology and the project in which it is part.

Índice de Contenidos

Agradecimientos	i
Resumen	ii
Abstract	iii
Índice de Contenidos	i
Índice de Tablas	ii
Índice de Figuras	iv
Notación	v
1 Introducción	1
2 Antecedentes	2
2.1 <i>Tecnología de canal cilindroparabólico</i>	3
2.2 <i>Concentradores lineales de Fresnel</i>	4
2.3 <i>Tecnología de discos parabólicos</i>	5
2.4 <i>Tecnología de receptor central (Solar Tower)</i>	6
2.5 <i>Producción de hidrógeno con aporte de energía térmica</i>	8
3 Objetivos	10
4 Metodología	10
4.1 <i>SolarPILOT</i>	10
4.2 <i>System Advisor Model (SAM)</i>	12
4.3 <i>Datos de partida</i>	14
5 Resultados	18
5.1 <i>Dimensionado del campo solar (SolarPILOT)</i>	18
5.1.1 <i>Planta de 6 MW</i>	18
5.1.2 <i>Planta de 30 MW</i>	22
5.1.3 <i>Planta de 60 MW</i>	25
5.2 <i>Simulaciones energéticas anuales (SAM)</i>	28
5.2.1 <i>Planta de 6 MW</i>	28
5.2.2 <i>Planta de 30 MW</i>	30
5.2.3 <i>Planta de 60 MW</i>	31
5.3 <i>Modo de operación de la planta</i>	32
6 Comparación de resultados	37
6.1 <i>Campo de heliostatos</i>	37
6.2 <i>Torre y receptor</i>	38
6.3 <i>Sistema de Almacenamiento</i>	39
6.4 <i>Resultados energéticos</i>	40
7 Conclusión	42
Referencias	43
Anexo	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Parámetros de diseño.	14
Tabla 2: Producción de hidrógeno en el punto de diseño.	15
Tabla 3: Dimensionado preliminar de las centrales.	15
Tabla 4: Dimensionado del almacenamiento de las centrales.	16
Tabla 5: Resultados de simulación del campo solar de la planta de 6 MW.	19
Tabla 6: Resultados de simulación del campo solar de la planta de 30 MW.	22
Tabla 7: Resultados de simulación del campo solar de la planta de 60 MW.	25
Tabla 8: Resultados de la simulación anual de la planta de 6 MW.	29
Tabla 9: Resultados de la simulación anual de la planta de 30 MW.	30
Tabla 10: Resultados de la simulación anual de la planta de 60 MW.	31
Tabla 11: Energía mensual de la planta de 30 MW con 18 horas de almacenamiento.	36
Tabla 12: Energía mensual de la planta de 30 MW con 10 horas de almacenamiento.	36
Tabla 13: Comparación del rendimiento óptico de las plantas.	38
Tabla 14: Comparación de las dimensiones de la torre y el receptor de las plantas.	38
Tabla 15: Capacidad energética del sistema de almacenamiento	39
Tabla 16: Comparación del volumen del sistema de almacenamiento	39
Tabla 17: Comparación de la masa de partículas almacenadas	39
Tabla 18: Comparación de la masa de arena fuera del sistema de almacenamiento	40
Tabla 19: Comparación de la capacidad del TES, la energía producida y el FC.	40
Tabla 17: Comparación de la energía producida y el FC para las plantas con 18 horas de almacenamiento.	41
Tabla 18: Energía mensual de la planta de 6 MW con 10 horas de almacenamiento.	44
Tabla 19: Energía mensual de la planta de 6 MW con 12 horas de almacenamiento.	44
Tabla 20: Energía mensual de la planta de 6 MW con 14 horas de almacenamiento.	45
Tabla 21: Energía mensual de la planta de 6 MW con 16 horas de almacenamiento.	45
Tabla 22: Energía mensual de la planta de 6 MW con 18 horas de almacenamiento.	46
Tabla 23: Energía mensual de la planta de 6 MW con 20 horas de almacenamiento.	46
Tabla 24: Energía mensual de la planta de 30 MW con 10 horas de almacenamiento.	47
Tabla 25: Energía mensual de la planta de 30 MW con 12 horas de almacenamiento.	47
Tabla 26: Energía mensual de la planta de 30 MW con 14 horas de almacenamiento.	48
Tabla 27: Energía mensual de la planta de 30 MW con 16 horas de almacenamiento.	48
Tabla 28: Energía mensual de la planta de 30 MW con 18 horas de almacenamiento.	49
Tabla 29: Energía mensual de la planta de 30 MW con 20 horas de almacenamiento.	49
Tabla 30: Energía mensual de la planta de 60 MW con 10 horas de almacenamiento.	50

Tabla 31: Energía mensual de la planta de 60 MW con 12 horas de almacenamiento.	50
Tabla 32: Energía mensual de la planta de 60 MW con 14 horas de almacenamiento.	51
Tabla 33: Energía mensual de la planta de 60 MW con 16 horas de almacenamiento.	51
Tabla 34: Energía mensual de la planta de 60 MW con 18 horas de almacenamiento.	52
Tabla 35: Energía mensual de la planta de 60 MW con 20 horas de almacenamiento.	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Tecnologías de CSP con los ratios de mercado [3].	2
Ilustración 2: Planta de CSP con tecnología de canal cilindroparabólico.	3
Ilustración 3: Receptor de un colector cilindroparabólico.	4
Ilustración 4: Colector cilindroparabólico con sus componentes.	4
Ilustración 5: Reflector secundario de un colector Fresnel.	5
Ilustración 6: Esquema de un colector Fresnel [4].	5
Ilustración 7: Disco parabólico.	6
Ilustración 8: Heliostato SENER HE54 de 172.5 m ²	7
Ilustración 9: Receptor de cavidad de Abengoa Solar.	7
Ilustración 10: Diseño conceptual de una planta con receptor de partículas sólidas [6].	8
Ilustración 11: Planta PS-20, construida por Abengoa.	9
Ilustración 12: Pestañas de diseño de SolarPILOT.	10
Ilustración 13: Esquema básico de una central termosolar de torre.	13
Ilustración 14: Mapa del campo solar de la planta de 6 MW en el punto de diseño.	20
Ilustración 15: Mapa del campo solar de la planta de 6 MW simulada en el solsticio de verano.	21
Ilustración 16: Mapa de flujo solar sobre el receptor de la planta de 6 MW.	21
Ilustración 17: Mapa del campo solar de la planta de 30 MW en el punto de diseño.	23
Ilustración 18: Mapa del campo solar de la planta de 30 MW simulada en el solsticio de verano.	24
Ilustración 19: Mapa de flujo solar sobre el receptor de la planta de 30 MW.	24
Ilustración 20: Mapa del campo solar de la planta de 30 MW en el punto de diseño.	26
Ilustración 21: Mapa del campo solar de la planta de 30 MW simulada en el solsticio de verano.	27
Ilustración 22: Mapa de flujo solar sobre el receptor de la planta de 60 MW.	27
Ilustración 23: Gráfico de la planta de 6 MW con: Energía disponible, energía incidente en el campo solar, energía incidente en el receptor, energía térmica en el fluido de trabajo y energía disponible para el proceso.	29
Ilustración 24: Gráfico de la planta de 30 MW con: Energía disponible, energía incidente en el campo solar, energía incidente en el receptor, energía térmica en el fluido de trabajo y energía disponible para el proceso.	30
Ilustración 25: Gráfico de la planta de 60 MW con: Energía disponible, energía incidente en el campo solar, energía incidente en el receptor, energía térmica en el fluido de trabajo y energía disponible para el proceso.	32
Ilustración 26: Funcionamiento de la planta en julio	33
Ilustración 27: Funcionamiento de la planta en enero.	34
Ilustración 28: Funcionamiento de la planta en abril.	35
Ilustración 29: Campos de heliostatos de las plantas de (a) 6MW; (b) 30MW; (c) 60MW.	37

Notación

CSP	Concentration Solar Power
TES	Thermal Energy Storage
PT	Parabolic Thru
LFR	Lineal Fresnel
CRS	Central Receiver System
ST	Solar Tower
PD	Parabolic Dish
NaNO ₃	Nitrato de sodio
KNO ₃	Nitrato potásico
SolarPILOT	Solar Power Tower Integrated Layout and Optimization Tool
SAM	System Advisor Model
NREL	National Renewable Energy Laboratory
DNI	Direct Normal Irradiance
HTF	Heat Transfer Fluid
H ₂	Hidrógeno
SM	Solar Multiple
c _p	Calor específico
PC	Power Cycle
FC	Factor de Capacidad
LCOE	Levelized Cost Of Energy
TIR	Tasa Interna de Retorno

1 INTRODUCCIÓN

El sector industrial es uno de los que más energía consume, tanto energía eléctrica como energía térmica. Esta última, representa una cantidad muy relevante, siendo en determinados procesos industriales hasta el 90% de la energía total demandada por el proceso. Esta energía térmica tiene en la mayoría de los casos su origen en fuentes fósiles como el gas natural o el carbón, dificultando la transición hacia una economía descarbonizada. Como consecuencia, si se pretenden conseguir los objetivos de reducción de emisiones contaminantes se debe trabajar para buscar un origen alternativo a esta energía que, inevitablemente, seguirá requiriéndose para estos procesos.

En línea con esto, se plantea la posibilidad de utilizar la energía térmica obtenida a partir de plantas de concentración solar y que, en consecuencia, produce energía de origen renovable; para abastecer los procesos industriales. Este trabajo se encarga de dimensionar el campo solar de una planta de concentración solar cuya energía pueda ser utilizada en procesos industriales que requieran altas temperaturas. En concreto, la energía generada en este caso será utilizada en un proceso para la producción de hidrógeno a partir de la gasificación de biomasa. Los resultados aquí reflejados son únicamente aquellos desde el punto de vista técnico, no siendo posible un estudio económico dada la falta de datos fiables sobre la tecnología de partículas.

2 ANTECEDENTES

La tecnología de concentración solar o CSP (Concentration Solar Power) [1] se basa en la concentración de la radiación solar directa mediante espejos o lentes en un punto con el objetivo de generar calor o electricidad mediante configuraciones de los espejos en parábola o disco. Las CSP se agrupan una serie de tecnologías diseñadas para la conversión de la radiación solar directa en otra forma de energía, tanto para su utilización inmediata como para su almacenamiento, mediante el uso de sistemas de almacenamiento térmico [2], esto le permite mayor operabilidad y gestionabilidad.

Entre las diferentes tecnologías que existen, hay cuatro que destacan por su grado de madurez y utilización en CSP. Se distinguen [3]:

- Tecnología de canal cilindroparábolico (PT, de Parabolic Through).
- Concentradores lineales de Fresnel (LFR, de linear Fresnel reflector).
- Tecnología de receptor central (CRS, de central receiver system o ST, de solar tower).
- Tecnología de discos parabólicos o paraboloides de revolución (PD, de Parabolic Dishes).

Conceptualmente, los concentradores PT y LFR concentran la radiación solar en una línea focal (concentración en dos dimensiones, 2D) mientras que CRS y PD lo hacen en un foco puntual (concentración en tres dimensiones, 3D), pudiendo estos últimos alcanzar mayores relaciones de concentración.

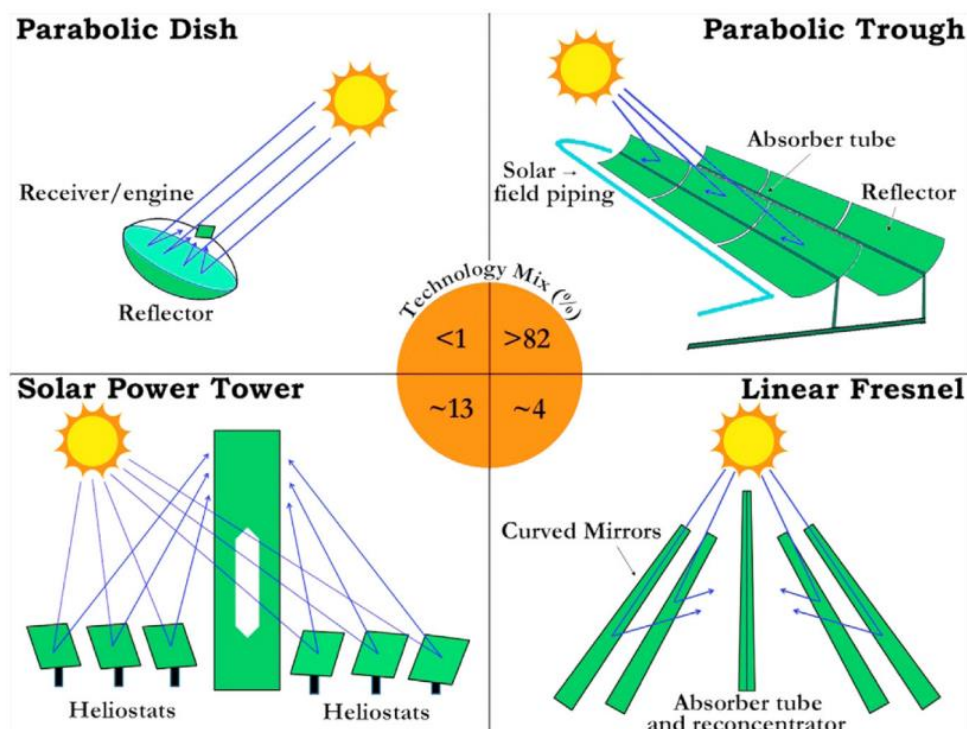


Ilustración 1: Tecnologías de CSP con los ratios de mercado [3].

Estos sistemas presentan diferentes grados de madurez, siendo la tecnología cilindroparábolica la más extendida. La tecnología de receptor central también tiene ya un grado de madurez considerable, habiendo varios ejemplos de plantas comerciales en diferentes continentes.

A continuación, se describe cada tecnología:

2.1 Tecnología de canal cilindroparabólico

En los sistemas PT, se utilizan grandes espejos con forma de parábola para reflejar la radiación solar en un receptor. El campo de colectores está compuesto de varios cientos de colectores que se colocan en filas paralelas alineadas en un eje norte-sur. Esta configuración permite que los colectores, que son de un solo eje, sigan el sol de este a oeste durante todo el día, asegurando que la radiación solar se enfoque continuamente en tubo receptor. El receptor o tubo absorbedor está formado por un tubo exterior de vidrio y un tubo de metal por el que circula el fluido. La eficiencia anual en la conversión de energía (radiación) solar en energía térmica de estos sistemas está alrededor del 15%.



Ilustración 2: Planta de CSP con tecnología de canal cilindroparabólico.

El fluido que circula por el tubo puede ser aceite, el más utilizado en esta tecnología; sales fundidas o algún otro fluido caloportador. Un alto coeficiente de absorción del tubo de absorbedor y su posición en el punto focal de la parábola son los dos aspectos importantes que deben garantizarse para un calentamiento eficiente del fluido.

Con esta tecnología se suelen conseguir relaciones de concentración de entre 70 y 100, esto permite al sistema operar a temperaturas en el rango entre los 350 y los 550 °C. Estas temperaturas de operación suelen estar más condicionadas por el fluido de trabajo que por el desarrollo de la tecnología.

En esta tecnología, se puede incorporar un sistema de almacenamiento que suele ser indirecto en sales fundidas. Aunque las propiedades del aceite térmico lo hacen adecuado para su uso en el almacenamiento de energía, con un calor específico mayor que el de las sales fundidas, el alto coste del aceite en comparación con las sales lo hace poco competitivo económicamente para su uso en el sistema de almacenamiento.

El campo solar de esta tecnología está compuesto principalmente por los siguientes elementos:

- El concentrador cilindro parabólico: formado por los espejos que reflejan y concentran sobre el tubo absorbedor la radiación solar directa que incide sobre su superficie.
- El tubo absorbedor: está formado por dos tubos concéntricos separados por un anillo al que se le hace el vacío. El tubo interior por el que circula el fluido de trabajo es metálico y el tubo exterior de vidrio. El tubo metálico se cubre con una película selectiva de color negro que aumenta la absorptividad y reduce la emisividad y, por tanto, las pérdidas por radiación. El tubo exterior de vidrio tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección el tubo interior y de proteger de las inclemencias meteorológicas su recubrimiento selectivo.

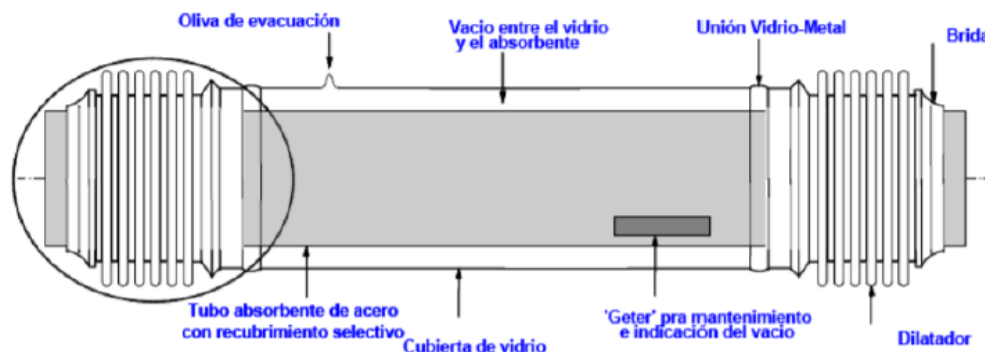


Ilustración 3: Receptor de un colector cilindroparabólico.

- El sistema de seguimiento solar, que orienta los colectores alrededor de un eje, siguiendo la trayectoria diaria del Sol.
- La estructura mecánica del colector para darle rigidez.

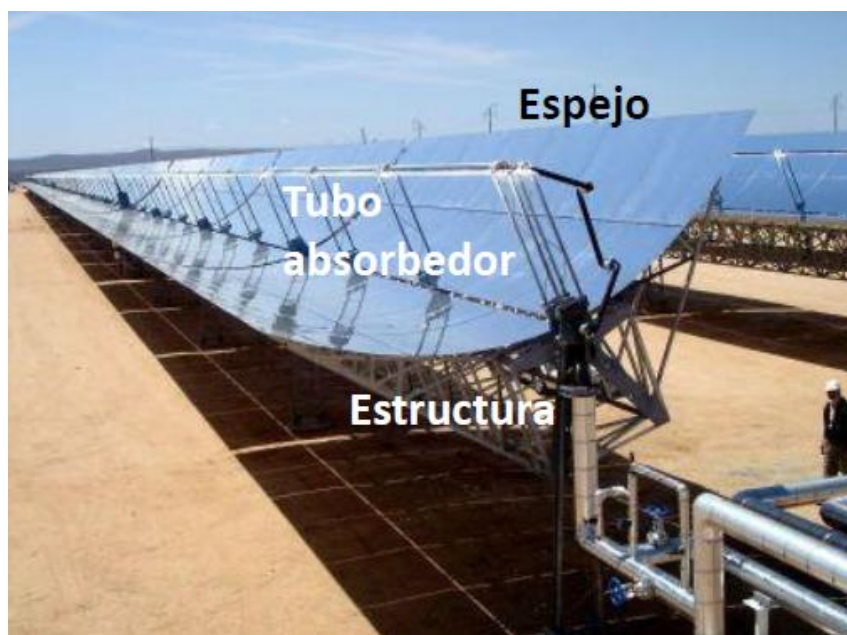


Ilustración 4: Colector cilindroparabólico con sus componentes.

2.2 Concentradores lineales de Fresnel

Las plantas LFR tienen una configuración similar a las plantas PT pero con los espejos están distribuidos sobre un mismo plano y sin apenas curvatura. Tiene elementos similares al PT como reflectores (casi planos y no curvos), receptores lineales, sistema de seguimiento solar y la estructura de soporte. Este sistema trata de imitar una parábola para reflejar la radiación solar en el receptor pero, al ser espejos con distinta distancia focal, lo hace de manera discretizada. Las líneas de espejos se giran de manera independiente para que el conjunto se asemeje a la parábola que tenemos en el sistema PT. Debido a la mayor distancia entre los espejos y el receptor, para mejorar la eficiencia suele colocarse un reflector secundario sobre el receptor para aumentar la radiación que incide en él.

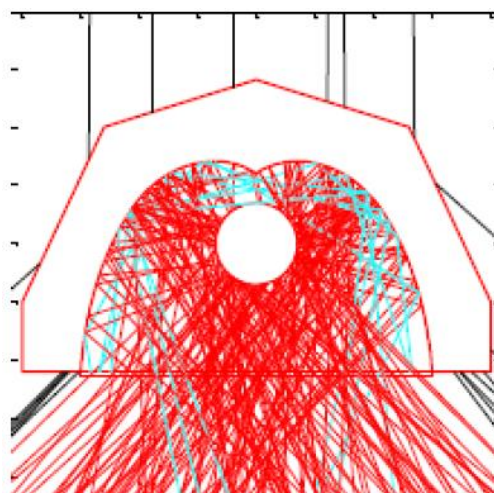


Ilustración 5: Reflector secundario de un colector Fresnel.

Usando el diseño del reflector Fresnel, se reduce el coste de instalación y fabricación, sin embargo, la eficiencia es menor que con los reflectores cilindro-parabólicos. Se estima que la eficiencia anual en la conversión de energía (radiación) solar en energía térmica es del 8% al 10%.

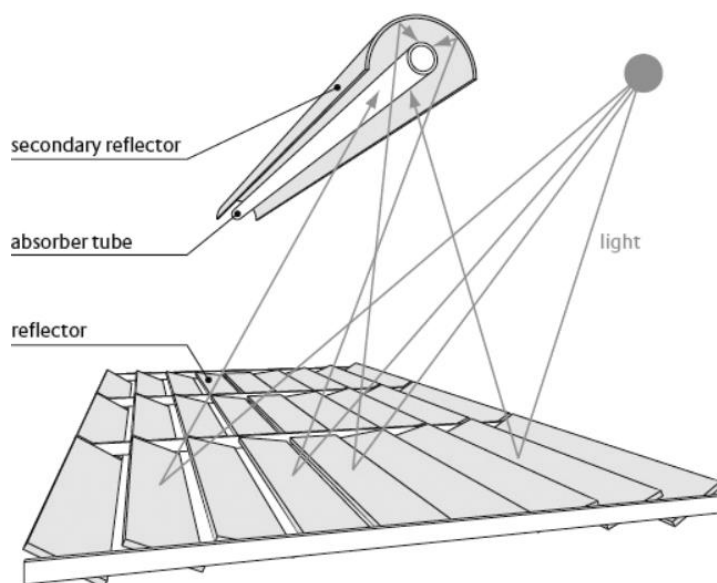


Ilustración 6: Esquema de un colector Fresnel [4].

2.3 Tecnología de discos parabólicos

En el sistema PD, se utiliza un concentrador de foco puntual parabólico en forma de paraboloide de revolución en un sistema que refleja la radiación solar en un receptor en el punto focal. Los concentradores se colocan en una estructura con un sistema de seguimiento de dos ejes que sigue al sol. En el punto focal, para una conversión de energía eficiente, se coloca un motor Stirling o una turbina (ciclo Brayton) con un generador eléctrico para utilizar el calor concentrado en el receptor. Con una relación de concentración de aproximadamente 2000 en el punto focal del PD, la temperatura y la presión del fluido de trabajo generalmente alcanza alrededor de 700–750 °C y 200 bar, respectivamente. Generalmente, el diámetro de los PD varía de 5 a 10 m y la superficie es de 40 a 120 m².



Ilustración 7: Disco parabólico.

Para operar un motor Stirling, la energía solar se recolecta en forma de calor que fluye de una fuente caliente a un sumidero frío. La energía térmica generada se usa el ciclo de Stirling para hacer funcionar el generador, por lo que se genera energía eléctrica. La eficiencia del sistema PD con motor Stirling varía entre 25% y 30%, que es una de las más altas eficiencias de conversión de energía solar a eléctrica de todas las tecnologías termosolares. La razón detrás de la eficiencia es que los espejos curvos utilizados en el sistema siempre apuntan directamente al sol, mientras que otras tecnologías como el PT y el CRS sufren pérdidas debido al ángulo de incidencia, además las mayores temperaturas a las que opera le permiten alcanzar un mayor rendimiento del ciclo termodinámico. A diferencia de otras tecnologías de CSP, una de las ventajas únicas del PD es que el sistema no necesita un suelo completamente nivelado y es fácilmente aplicable en redes aisladas remotas y pequeñas.

Este sistema sin embargo ha caído en desuso debido a que no existe ningún sistema de almacenamiento o hibridación, por lo que compite directamente con la tecnología fotovoltaica, con unos costes menores y un funcionamiento más simple que el PD.

2.4 Tecnología de receptor central (Solar Tower)

Una de las tecnologías más prometedoras dentro del campo de la termosolar son las plantas de receptor central. Esta tecnología ya ha sido probada en instalaciones comerciales y gracias a las relaciones de concentración que se pueden alcanzar permite todavía un gran desarrollo de esta tecnología.

En esta tecnología, los espejos o lentes se agrupan en matrices llamadas heliostatos, que siguen la trayectoria del sol a lo largo del día y reflejan continuamente la radiación solar hacia un receptor central; también se les llama comúnmente plantas de torre debido a la torre sobre la que se encuentra el receptor.

El flujo solar promedio que incide sobre el receptor varía de 200 kW/m² a 1000 kW/m², lo que brinda la oportunidad de lograr una temperatura de trabajo alta. Se puede utilizar agua/vapor, sal fundida, sodio líquido, aire o partículas sólidas, esta última es la que se usa para este trabajo, como medio de trabajo en el sistema. La Fig. 9 muestra la planta de CSP PS-10 SPT de 10 MW ubicada en Sevilla, España.

La eficiencia solar a eléctrica anual para este tipo de planta es de alrededor del 18%. La eficiencia de la planta varía en función de varios parámetros, como el tamaño de la planta, las características ópticas de los heliostatos, la precisión del sistema de seguimiento del espejo y la limpieza del espejo.

Las partes que componen las centrales de receptor central son:

- El campo solar o campo de heliostatos: tiene como función reflejar la radiación solar y redirigirla hacia el receptor. Está formado por el conjunto de espejos de los heliostatos, las estructuras de soporte y las conexiones para el control del campo. El campo de heliostatos trata de simular un paraboloide de revolución, al igual que el disco parabólico, pero de manera discretizada. Los heliostatos son la mayor inversión de capital en una planta de CSP de torre. Estos espejos controlados por computadora se mueven para enfocar al receptor desde el amanecer hasta el anochecer.



Ilustración 8: Heliostato SENER HE54 de 172.5 m²

- El receptor central: la radiación solar concentrada se utiliza para generar calor y calentar un medio de trabajo, posteriormente se puede usar ese calor directamente en el proceso, usarlo para producir electricidad mediante una turbina o almacenarlo para su uso posterior.

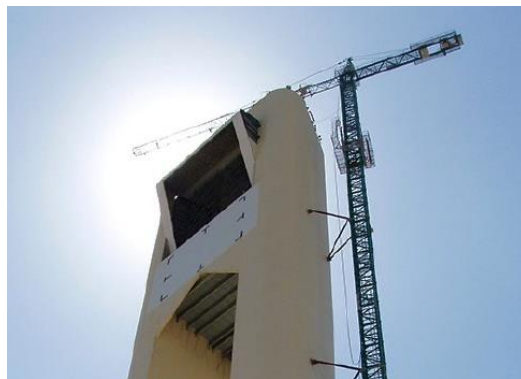


Ilustración 9: Receptor de cavidad de Abengoa Solar.

- Sistema de almacenamiento o TES (Thermal Energy Storage): medio para almacenar la energía térmica procedente del receptor cuando no se usa. Esto permite mayor gestionabilidad a la planta y producir energía incluso en ausencia de radiación solar.

La ST son una tecnología madura y de eficacia probada que permite producir energía térmica a alta temperatura que puede ser utilizada para producir electricidad o para ser utilizada en procesos industriales. Debido a la gran demanda de energía térmica en la industria y su obtención a partir de combustibles fósiles como principal fuente, la transición energética abre el camino a que la tecnología de concentración solar pueda ser utilizada para sustituir a los combustibles fósiles en estos usos. Además, gracias a la ubicación de España que le permite tener un recurso solar considerable, especialmente en Andalucía, la posibilidad de desarrollo de la tecnología para estos usos tiene un gran potencial de crecimiento.

2.5 Producción de hidrógeno con aporte de energía térmica

Gracias a la posibilidad de almacenamiento de energía térmica a costes asequibles, permite la gestionabilidad de la energía y hace que esta tecnología tenga un gran potencial en su implantación para la obtención de calor de procesos. En este sentido, se estudia la posibilidad de su uso para la producción de hidrógeno mediante la gasificación de la biomasa. Este proceso para la producción del gas de síntesis requiere un gran aporte de calor al tratarse de una reacción endotérmica, por esta razón se estudia el uso del recurso solar como fuente de energía térmica para la realización de este proceso.

El hidrógeno es una sustancia ampliamente utilizada en diversos sectores industriales: para la producción de amoníaco, hidrogenación de aceites orgánicos comestibles y mantecas, síntesis de sorbitol, alcoholes, fibras sintéticas, etc. Además de estos usos, se estudia la posibilidad de su uso como fuente de energía, por lo que se prevé una creciente demanda en los próximos años. Actualmente, éste tiene su origen mayoritariamente en el reformado del gas natural, que consume parte del hidrógeno producido para obtener energía para el proceso; y una pequeña parte procedente de electrólisis. Por tanto, debido al creciente precio del gas y unido con la transición hacia una economía cada vez más descarbonizada, deben estudiarse nuevos procesos para la obtención del hidrógeno. Por esta razón se idea el proceso Calgasol [5], para la obtención de hidrógeno a partir de biomasa y usando energía térmica procedente del sol, dos fuentes renovables.

Para la captación de la energía solar necesaria para el proceso se ha optado por el diseño de una planta de concentración con tecnología de receptor central, esta tecnología ya está probada a nivel comercial especialmente para la producción eléctrica. Las plantas comerciales actuales funcionan en su mayoría con sales solares (Mezcla binaria de NaNO_3 y KNO_3) que tienen un rango de funcionamiento entre los 240°C y los 600°C . Para el proceso en el que se pretende usar la energía térmica procedente de la planta, se necesitan alcanzar temperaturas de hasta 850°C , por lo tanto, hace inviable el uso de sales debido a su degradación y corrosión de los equipos.

Como consecuencia, se estudia el uso de partículas sólidas [6] como medio de trabajo. Esta tecnología, aunque está aún en desarrollo, es la más prometedora para producir energía térmica a alta temperatura en centrales solares. La opción más viable dentro de esta tecnología es el uso de un receptor de cavidad plano, en este se dejan caer las partículas libremente creando una cortina que absorbe la radiación procedente del campo de heliostatos.

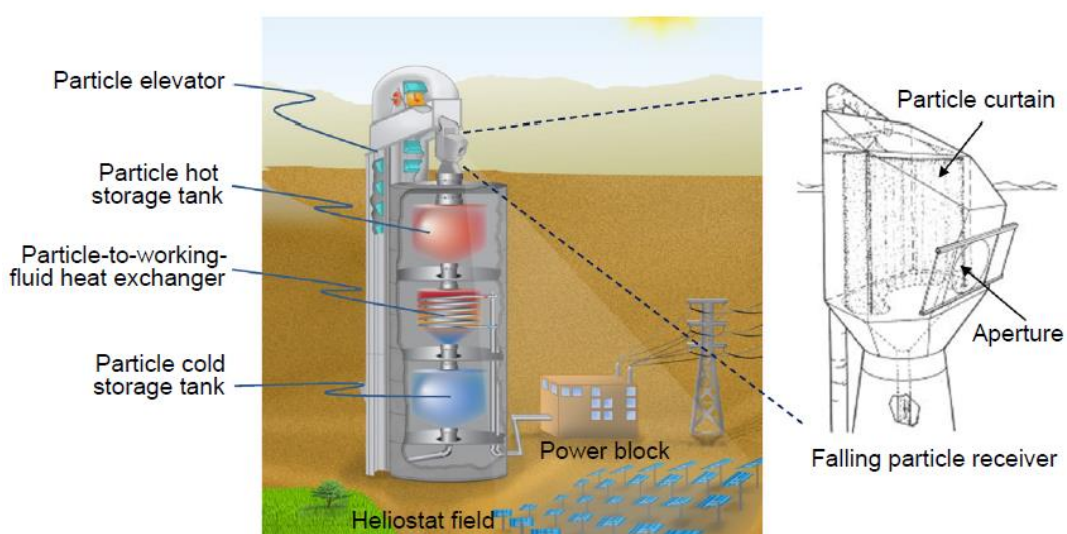


Ilustración 10: Diseño conceptual de una planta con receptor de partículas sólidas [6].

Esta tecnología tiene algunos problemas como la pérdida de partículas debido a su salida a través de la cavidad debido al viento [7] y pérdidas de energía [8] también debidas al viento. Se estudian diferentes opciones para minimizar este impacto, aunque actualmente, no hay una solución clara a estos problemas.

El sistema de almacenamiento permite guardar la energía térmica durante largos períodos y usarla durante los momentos en los que la energía procedente del campo solar es insuficiente para abastecer las necesidades energéticas, dando a la planta mayor operabilidad. El caso de estudio consiste en un sistema de almacenamiento directo, con dos tanques de partículas sólidas. Se busca la posibilidad de producir energía térmica a alta temperatura de manera ininterrumpida, por lo que sistema de almacenamiento deberá dimensionarse para garantizar esto.

Para el caso de estudio, al tener un receptor plano de cavidad, el campo de heliostatos deberá tener configuración polar (en el hemisferio norte, los heliostatos se sitúan al norte de la torre) ya que el receptor no puede recibir la energía reflejada desde todas las direcciones. La configuración quedará de una manera similar a la que se muestra en la siguiente imagen que se trata de la planta PS-20 de Abengoa, situada en Sanlúcar la Mayor. Esta planta, aunque usa agua en lugar de partículas sólidas, tiene un receptor de cavidad y por tanto el mismo principio de funcionamiento del campo de heliostatos.



Ilustración 11: Planta PS-20, construida por Abengoa.

3 OBJETIVOS

Este proyecto tiene como objetivo el dimensionado del campo solar de la planta, que producirá energía térmica a alta temperatura que será utilizada en el proceso para la producción de hidrógeno, y el análisis del comportamiento anual de la planta.

Para realizar esto se simularán tres plantas con diferente potencia para estudiar su comportamiento, teniendo en cuenta las restricciones del recurso solar y su variabilidad a lo largo del año, la necesidad de almacenamiento de energía y las restricciones técnicas que pueda haber. A partir de unos cálculos preliminares de la energía necesaria para el proceso, se realizará el diseño y la optimización de las plantas.

Por lo tanto, los objetivos del trabajo son:

- Realizar el cálculo de la potencia térmica necesaria en función de la cantidad de hidrógeno que se desea producir.
- Realizar el dimensionado del campo solar.
- Optimizar las dimensiones de la torre y del receptor.
- Generar los campos solares para los distintos tamaños de plantas.
- Realizar las simulaciones energéticas anuales para estudiar el comportamiento de las plantas.
- Comparar los resultados de los tres casos para obtener la configuración óptima.

4 METODOLOGÍA

Para el desarrollo de este trabajo se ha hecho uso de los programas SolarPILOT para el dimensionado del campo solar y SAM para obtener la producción anual de energía térmica. A continuación, se desarrolla el funcionamiento de ambos programas.

4.1 SolarPILOT

Para el diseño del campo solar se ha hecho uso del software SolarPILOT (Solar Power Tower Integrated Layout and Optimization Tool), desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [9] de Estados Unidos, es una herramienta de diseño y simulación de campos solares de alta precisión y eficiencia. Permite modelar la geometría del campo solar, así como la posición y orientación de los heliostatos, la altura de la torre, las dimensiones del receptor y otros parámetros relevantes. SolarPILOT también integra el motor de trazado de rayos de SolTrace para permitir la comparación entre resultados y el análisis de geometrías más complejas. A continuación, se explicará el proceso de dimensionado del campo solar y las diferentes pestañas del programa.

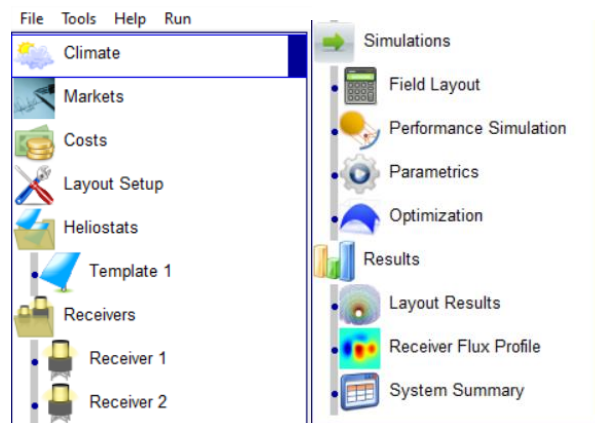


Ilustración 12: Pestañas de diseño de SolarPILOT.

Se comienza con la definición de la localización, en nuestro caso será en Gribraleón, en la provincia de Huelva. Para la definición del recurso solar se ha añadido un archivo con los datos de radiación anuales en la ubicación. Una vez añadido, el programa nos muestra el nombre de la localización y sus coordenadas geográficas.

A continuación, debemos seleccionar las condiciones atmosféricas en el punto de diseño, para ello debemos definir “Sunshape model”, “Insolation model” y “Atmospheric attenuation model”.

- “Sunshape model”: se ha seleccionado Limb-darkened sun. Este modelo define la intensidad solar como una función de la distancia angular desde el centroide del disco solar, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\Phi(\theta) = 1 - 0.5138 \cdot \left(\frac{\theta}{0.00465}\right)^4$$

donde:

$\Phi(\theta)$ Perfil de la intensidad solar como función del ángulo de desplazamiento

θ Ángulo de desplazamiento desde el centroide del disco solar

- “Insolation model”: se ha seleccionado Weather file data. Usa datos horarios del archivo meteorológico para determinar irradiación y condiciones atmosféricas para simulaciones de dimensionado. Esta opción es la única que tiene en cuenta las condiciones meteorológicas específicas del sitio y las tendencias meteorológicas locales a lo largo del año; en consecuencia, da mejores resultados en lugares con perfiles de radiación diaria asimétrica.
- “Atmospheric attenuation model”: se ha seleccionado DELSOL3 clear day. Visibilidad de 5 km desde el receptor.

En las pestañas “Markets” y “Costs”, no se cambiarán los datos por defecto ya que el análisis económico no es objeto de este trabajo.

La siguiente pestaña es “Layout setup”. En ésta se configuran el procedimiento de diseño del campo, los límites de terreno y la altura de la torre. Para los criterios de selección de los heliostatos, se ha elegido maximizar la energía reflejada al receptor y el diseño se hace a partir de la simulación en cuatro días repartidos en el año. En cuanto a la potencia de diseño del campo solar (Solar field design power), hace alusión a la potencia que el receptor recibe del campo, sin tener en cuenta las pérdidas por convección ni radiación. En consecuencia, para la obtención de este valor se han tenido en consideración las pérdidas en el receptor y en las tuberías, para obtener la potencia deseada en el medio de trabajo necesaria para realizar el proceso.

En la pestaña “Heliostats” podemos añadir varias plantillas para usar diferentes heliostatos en el campo solar. En este caso se usará un solo tipo de heliostato de 120 m² con 4 facetas verticales y 4 horizontales, este heliostato no se ha sometido a un proceso de optimización para su uso en estas plantas. Se ha usado el método de canteo “On-axis at slant”, en este método las facetas son alineadas cuando el vector de apunte (aiming) está directamente apuntando a la torre. Cada faceta se ajusta de forma que el vector normal intercepta en el punto objetivo del receptor.

La pestaña “Receiver” permite añadir varias plantillas para comparar el comportamiento de diferentes receptores. Permite definir el tipo de receptor (plano en cavidad o cilíndrico externo), las dimensiones del mismo, la absorptancia, las pérdidas térmicas por el viento y por las tuberías. Se ha seleccionado un receptor de cavidad plano ya que se trabaja con partículas sólidas, se ha realizado una optimización del tamaño de éste. Se ha definido una absorptancia del 75%, valor razonable según la literatura para receptores de cortinas de partículas sólidas, y los valores de las pérdidas se han dejado por defecto.

Una vez definidos todos los parámetros que necesitamos para realizar el dimensionado, pasamos a las pestañas de Simulación.

- “Field Layout”: genera el campo solar óptimo para las condiciones impuestas. Muestra las coordenadas de cada heliostato y permite exportarlas para su uso en otros programas.
- “Performance Simulation”: una vez generado el campo, realiza la simulación del comportamiento de la planta en el punto que se indique. Debemos elegir la DNI, el ángulo azimutal (siendo $N=0^\circ$) y el ángulo de elevación solar para definir las condiciones de simulación. También se deben elegir el método de apuntado de los heliostatos, se ha elegido “Image size priority” ya que se obtiene el flujo más uniforme; el modelo de flujo para la simulación, Hermite (analytical); y la resolución del mapa de flujo de radiación.

- “Parametrics”: permite realizar un análisis paramétrico para comparar diferentes configuraciones de la planta. Esta opción se ha utilizado para comparar las diferentes dimensiones del receptor y la altura de la torre para obtener el campo óptimo.
- “Optimization”: permite realizar optimización de los parámetros de la planta con el algoritmo COBYLA. No se hará uso de esta función.

Finalmente, se encuentran las pestañas de resultados:

- “Layout results”: muestra el diseño del campo de heliostatos y la posición de la torre desde una vista de planta y permite ver los datos de rendimiento de todo el campo y regiones más pequeñas de heliostatos individuales. Al seleccionar un heliostato muestra las características de este como la eficiencia óptica, la energía reflejada anualmente, etc.
- “Receiver flux profile”: muestra un mapa de la radiación incidente en el receptor y su distribución.
- “System summary”: muestra los resultados más relevantes de la simulación como la energía disponible en cada parte del campo solar, la eficiencia, los costes, etc.

A partir del campo solar procedente de la simulación en SolarPILOT, se realizará una simulación del comportamiento anual de la planta en SAM. Para esto, se exportará el campo solar obtenido en la optimización de cada planta.

4.2 System Advisor Model (SAM)

El segundo programa utilizado para el desarrollo de este trabajo es SAM [10], acrónimo de “System Advisor Model”, desarrollada por NREL en colaboración con Sandia National Laboratories y con U.S. Department Of Energy (DOE) Solar Energy Program (SETP).

SAM es un modelo técnico y financiero diseñado para facilitar la toma de decisiones en multitud de campos tecnológicos y en sus tareas económicas. Dicha herramienta está enfocada en concreto a la industria renovable y a todas las personas involucradas, como es el caso de jefes de proyecto, ingenieros diseñadores, desarrolladores de tecnología e incluso investigadores. Además, se trata de un programa informático gratuito lo que permite ser gestionado por cualquier tipo de usuario que disponga de los conocimientos necesarios.

Este software se utiliza a nivel mundial para planificar, diseñar y evaluar proyectos de investigación y desarrollar su sistema de costes. Asimismo, realiza estimaciones del rendimiento energético de instalaciones fotovoltaicas, instalaciones solares de concentración, eólicas, de biomasa o energía geotérmica. Permite al usuario trabajar con variables ingenieriles y financieras si lo desea, por lo que se trata de un software ideal desde el punto de vista de un inversor, que podrá realizar tantos análisis estadísticos del sistema como necesite. También, ofrece la posibilidad de realizar análisis paramétricos y de sensibilidad, e incluso tiene habilitado un algoritmo que genera tablas automáticamente o permite exportar los resultados obtenidos en el caso de sea necesario.

En este caso, se hará uso del software para el análisis de la producción anual de la planta y no del análisis económico ya que, al usar un receptor plano, no proporciona estos resultados además de estar fuera del alcance del trabajo.

El programa guía al usuario a través de diferentes pestañas en las que se puede ir añadiendo todos los datos necesarios sobre la planta a dimensionar, pudiendo optimizar las dimensiones de la planta. En el caso del presente trabajo, los parámetros ya se encuentran definidos y se han utilizado previamente en el dimensionado del campo en SolarPILOT; por tanto, solo debemos añadir los datos para la simulación anual e importar el archivo con la posición de los heliostatos del campo solar.

Deberemos completar las siguientes pestañas:

- “Location and Resource”: permite elegir el archivo meteorológico para realizar las simulaciones, en este caso se trata del archivo de radiación de Gibralforte, Huelva.
- “System Design”: presenta un esquema simple de la planta que se muestra en la siguiente ilustración. Permite elegir la DNI en el punto de diseño, el múltiplo solar, las temperaturas de trabajo, las horas de almacenamiento y la potencia a la salida de la turbina, si la hubiera. En este caso se considerará que la turbina trabaja con una eficiencia del 100% ya que el programa no permite que la energía de salida sea diferente de la energía eléctrica.

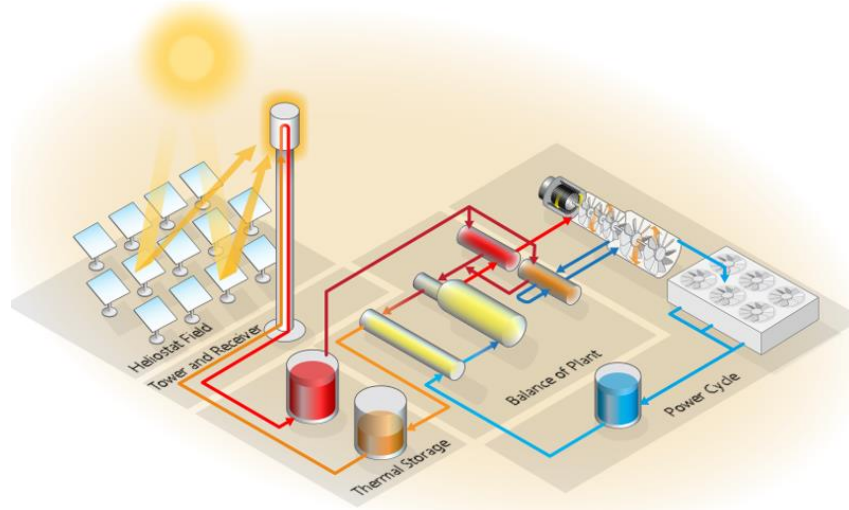


Ilustración 13: Esquema básico de una central termosolar de torre.

- “Heliostat Field”: permite el diseño del campo solar, aunque en nuestro caso éste será importado de SolarPILOT; y permite editar las características de los heliostatos (dimensiones, error de seguimiento, pérdidas ópticas, etc.), su distancia a la torre y el agua necesario para la limpieza de estos.
- “Tower and Receiver”: permite definir las características de la torre, el receptor (en este caso receptor plano), el fluido de trabajo, las tuberías y las pérdidas en el receptor y en las tuberías, entre otros parámetros.
- “Electric HTF Heater”: permite añadir un calentador para elevar la temperatura del fluido, no se usará en el diseño.
- “Power Cycle”: permite elegir el ciclo de potencia de la planta. Aunque obliga a elegir un ciclo, en la planta no se usará ya que utilizamos directamente la energía térmica.
- “Thermal Storage”: permite definir las características del sistema de almacenamiento.

El resto de pestañas que incluye el programa son: System Control; Grid Limits; Lifetime and Degradation; Installation Costs; Operating Costs; Financial Parameters; Revenue; Incentives; Depreciation; and Electric Purchases. No se cambiarán los valores por defecto en estas pestañas ya que tratan sobre el modo de operación de la planta y el análisis económico. En nuestro caso, la planta operará siempre que haya energía disponible en el receptor o en el sistema de almacenamiento y no se busca una optimización del LCOE o de la TIR.

4.3 Datos de partida

Ya que el objetivo con esta planta es la producción energía térmica necesaria en el proceso para producir hidrógeno, se deben realizar unos cálculos preliminares para obtener unos valores aproximados de la potencia de diseño de la planta. Este cálculo se realizará mediante unas hipótesis razonables para obtener unos resultados realistas, aunque estos pueden diferir de los que se obtengan posteriormente, durante el proceso de simulación.

Según las necesidades energéticas para la producción del hidrógeno se ha realizado el diseño del campo para tres plantas con diferente potencia. Como datos de partida para el dimensionado¹ tenemos:

- Ubicación de la planta: Huelva.
- Medio de trabajo y almacenamiento: arena.
- Temperatura mínima de la arena: 650°C.
- Temperatura máxima de la arena: 850°C.
- C_p de la arena entre 1 kJ/(kg·K) y 1.2 kJ/(kg·K).

Las temperaturas máxima y mínima se han elegido por el rango de temperaturas que se requiere para el proceso y por el salto térmico necesario.

A partir de los datos de partida, se han hecho una serie de hipótesis:

- C_p arena=1.1 kJ/(kg·K).
- Potencia térmica que aportar por la planta solar: 20 kW por kg/h de H₂ producido
- Promedio de horas equivalentes de funcionamiento de la planta solar (captación): 6 horas/día.
- Rendimiento óptico del receptor: 75%.

A continuación, se definen los parámetros en el punto de diseño:

Tabla 1: Parámetros de diseño.

DNI en punto de diseño	900	W/m ²
Superficie del heliostato	120	m ²
CP de la arena	1.1	kJ/(kg·K)
ΔT	200	K
Flujo radiante medio sobre el receptor en condiciones de diseño	0.8	MW/m ²

El tamaño de los heliostatos no se ha optimizado, se ha tomado un valor que se puede utilizar para esta tecnología. Un estudio más detallado debería incluir una optimización de las dimensiones y la forma del heliostato (cuadrado, rectangular, etc.), aunque para este trabajo se toma un heliostato cuadrado.

El salto térmico en el medio de trabajo (ΔT) se justifica por el rango de temperaturas necesario para el proceso, mientras que el flujo radiante de diseño busca una captación uniformemente distribuida por el receptor pero sin que las dimensiones de este sean excesivas.

¹ Datos proporcionados por el proyecto CALGASOL.

A partir de las condiciones de diseño, se debe calcular la potencia térmica necesaria para satisfacer la demanda del proceso. Con la suposición de que hace falta aportar 20 kW de potencia térmica por cada kg/h de hidrógeno producido, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 2: Producción de hidrógeno en el punto de diseño.

Producción de hidrógeno (MW)	10	50	100
Producción de hidrógeno (kg/h)	300	1500	3000
Potencia térmica requerida (MW)	6	30	60
Producción de hidrógeno (MWh)	240	1200	2400
Producción de hidrógeno (kg/día)	7200	36000	72000

Tomando un promedio de 6 horas al día de funcionamiento nominal del campo solar, como ya se definió en las hipótesis iniciales; al tener que conseguir una producción ininterrumpida las 24 horas debemos tener un sistema de almacenamiento tal que nos permita almacenar la energía térmica. Con esto, se obtiene que la potencia de diseño debe ser 4 veces ($SM=4$) la necesaria para producir el caudal requerido de hidrógeno en condiciones nominales. Obtenemos las siguientes dimensiones preliminares de la planta:

Tabla 3: Dimensionado preliminar de las centrales.

Hipótesis: la planta solar opera durante un promedio de horas/día	6		
Potencia de la planta (MW)	6	30	60
Producción de hidrógeno (MW)	40	200	400
Potencia térmica requerida (MW)	24	120	240
Rendimiento óptico del campo (diseño)	0.7	0.6	0.55
Rendimiento térmico receptor (diseño)	0.75	0.75	0.75
Potencia incidente sobre el receptor (MW)	32.00	160.00	320.00
Potencia incidente sobre el campo solar (MW)	45.71	266.67	581.82
Área de captación (m²)	50794	296296	646465
Número de heliostatos	423	2469	5387
Altura de torre estimada (m)	80	130	160
Apertura del receptor (m²)	40.00	200.00	400.00

Salvo la potencia térmica requerida, que sí se impondrá como parámetro de diseño, el resto de los valores son estimaciones iniciales de las dimensiones de la planta. Una vez realizadas las simulaciones se obtendrán los resultados, aunque estas estimaciones nos sirven como una primera aproximación para realizar el análisis paramétrico alrededor de las condiciones obtenidas.

Debemos realizar el dimensionado del sistema de almacenamiento necesario para asegurar la continuidad en el suministro de energía, debido al carácter intermitente del recurso solar. Para ello, se calcula el flujo medio de arena por el receptor durante las horas de operación, teniendo en cuenta que el salto de temperatura requerido es de 200 °C y considerando, como ya se ha indicado, un C_p de la arena de 1.1 kJ/(kg·K). Considerando como ya se comentó anteriormente 6 horas de operación del campo solar, un 25% de este flujo de arena se usa directamente en el proceso y el restante 75% se deben almacenar. Esto nos permite realizar una estimación muy preliminar de la capacidad del sistema de almacenamiento.

Tabla 4: Dimensionado del almacenamiento de las centrales.

Potencia de la planta (MW)	6	30	60
Flujo de arena durante las horas de operación (kg/s):	109	545	1091
Flujo de arena durante las horas de operación (t/h):	393	1964	3927
Flujo de arena para la producción nominal de hidrógeno (t/h)	98	491	982
Arena que debe almacenarse durante las 18 horas de operación(t)	1767	8836	17673
Capacidad térmica del sistema de almacenamiento térmico (MJ)	388800	1944000	3888000
Capacidad térmica del sistema de almacenamiento térmico (MWh)	108	540	1080
Horas de almacenamiento (h)	18	18	18

Una vez determinados todos los parámetros preliminares, se puede comenzar la simulación del campo solar con SolarPILOT.

Para los tres tamaños de planta considerados, se sigue el mismo proceso de optimización:

- Se definen los datos de radiación y las condiciones atmosféricas.
- Se definen las condiciones en el punto de diseño, la configuración del campo y las restricciones de terreno.
- Se añaden los heliostatos, que en este caso se consideran cuadrados de 120 m².
- Se selecciona el receptor plano y se definen la absortancia y las pérdidas de energía térmica.

Se realiza un análisis paramétrico en el que se comparan las diferentes opciones de las dimensiones del receptor y de la torre. En este análisis se simula el campo óptimo para cada combinación de parámetros y se seleccionan los resultados en los que se obtienen unos mayores rendimientos del campo solar, teniendo en cuenta que el flujo radiante medio sobre el receptor en el punto de diseño sea cercano a a 800 kW/m^2 para poder conseguir una adecuada transferencia de calor a las partículas sólidas.

5 RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos. En primer lugar, se presenta el dimensionado de los campos solares; y a continuación se muestran las simulaciones anuales de la planta.

5.1 Dimensionado del campo solar (SolarPILOT)

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en el dimensionado del campo solar para las tres plantas consideradas realizado con SolarPILOT. Para cada simulación se han tenido en cuenta los resultados del dimensionado preliminar y se han optimizado a partir de esos datos. Se muestran los resultados más relevantes, el mapa con la disposición de los heliostatos y el mapa de flujo sobre el receptor para cada planta.

5.1.1 Planta de 6 MW

Para esta planta, que se ha diseñado para una potencia de 10 MW de hidrógeno, necesitaríamos 6 MW de potencia térmica en la planta si tuviéramos el recurso solar constante durante las 24 horas. Al no ser así y haber supuesto que la planta funcionará a potencia nominal una media de 6 horas al día, la potencia de diseño de la planta solar será de 24 MW, de los cuáles 6 MW se usarán en el momento en que se produzcan y los restantes 18 MW deberán almacenarse para su uso en los momentos en los que no funciona el campo solar.

Se obtiene un área de heliostatos de 66992 m², con 576 heliostatos. La torre tiene una altura de 110 m, con un receptor de 6 m de alto por 7 m de ancho. La potencia absorbida por el medio de trabajo es 23.367 MW, algo inferior a la de diseño. La eficiencia óptica del campo solar es de 56.94% que, como se irá viendo en las próximas simulaciones, se irá reduciendo a medida que aumentemos el tamaño de la planta.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la simulación.

Tabla 5: Resultados de simulación del campo solar de la planta de 6 MW.

Variable	Unidad	Valor
Altura de la torre	m	110
Altura del receptor	m	6
Ancho del receptor	m	7
Área de heliostatos	m ²	66992
Número de heliostatos	-	576
Potencia incidente en el campo	kW	60293
Potencia absorbida por el receptor	kW	25749
Potencia absorbida por el HTF	kW	23367
Cosine efficiency	%	88.49
Reflection efficiency	%	85.5
Blocking efficiency	%	98.9
Attenuation efficiency	%	96.24
Image intercept efficiency	%	79.08
Absorption efficiency	%	75
Solar field optical efficiency	%	56.94
Optical efficiency incl. receiver	%	42.71
Flujo medio sobre el receptor	kW/m ²	817.43
Flujo máximo sobre el receptor	kW/m ²	1051.39

En la siguiente ilustración se muestra el campo solar obtenido en la simulación. Es un campo norte, ya que trabajamos con un receptor plano. Se realiza una distribución de heliostatos en filas iso-acimutales de radio constante en torno a la torre. Podemos observar que la zona más próxima a la torre tiene una mayor concentración de los heliostatos, esto se hace para aprovechar el mayor rendimiento que tienen los heliostatos más próximos a pesar de influir negativamente por el mayor sombreado entre heliostatos. Una vez la distancia a la torre es superior al límite que le imponemos, donde ya no merece la pena continuar con una densidad tan elevada de heliostatos, la configuración del campo cambia y se presentan filas de heliostatos en los que se deja una distancia entre ellos que no bloquee la vista del receptor. Se continúa con esta configuración hasta que la distancia entre heliostatos excede un valor que imponemos, momento en el cual se inicia una nueva configuración con las mismas características, pero con una distancia radial mayor.

Según los comentado anteriormente, se puede apreciar en la ilustración el mayor rendimiento de los heliostatos más próximos a la torre y como se va reduciendo a medida que se alejan de la torre o que se aproximan a los márgenes del campo.

Se puede apreciar una asimetría en el diseño del campo que no debería darse, esto provocará que la radiación que incide sobre el receptor no sea uniforme a lo largo del día. Esta asimetría se explica por el uso que hace el programa del archivo meteorológico. SolarPILOT utiliza para cada simulación el punto medio del período de tiempo con el que trabaja. Así, por ejemplo, al realizar el diseño para el mediodía solar de cuatro días repartidos de manera uniforme a lo largo del año, simula el funcionamiento de la planta en un instante que, en general, no coincidirá con la posición del sol correspondiente al mediodía solar; siendo en su lugar un instante previo. De aquí se deduce la asimetría que estará presente en las tres plantas y explica el mayor rendimiento de los heliostatos situados al oeste. Este razonamiento se aplica a cada hora del día, ya que se realiza la simulación horaria.

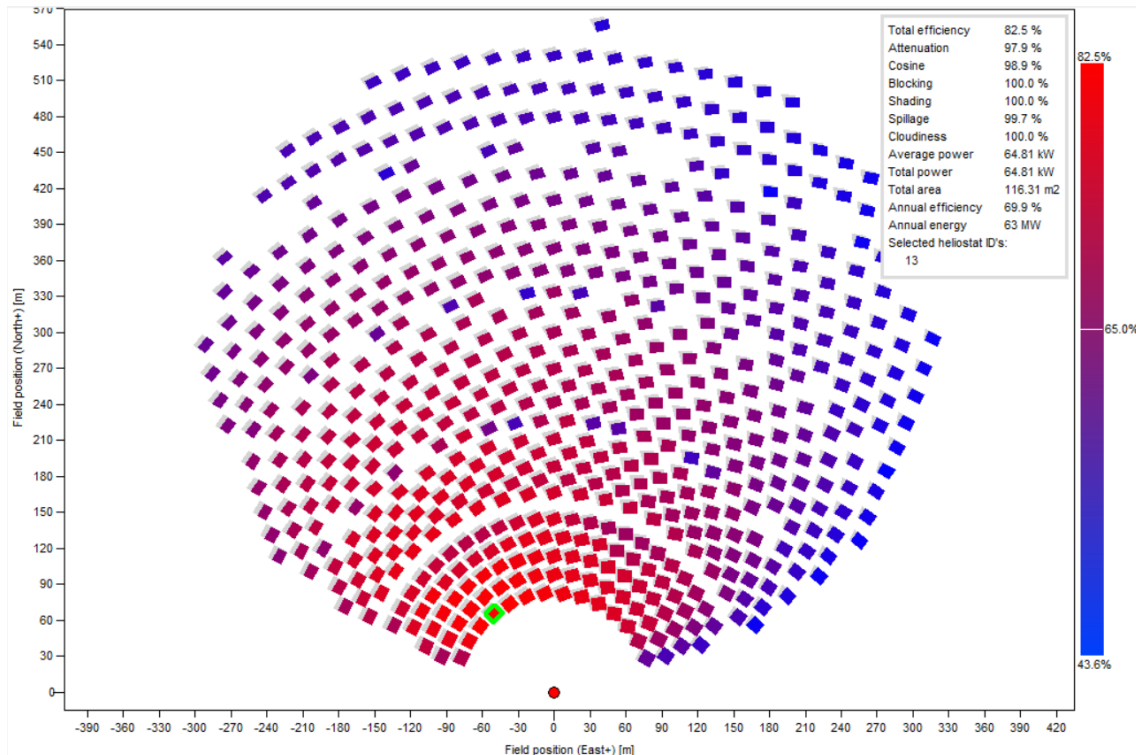


Ilustración 14: Mapa del campo solar de la planta de 6 MW en el punto de diseño.

A continuación, se realiza la simulación del comportamiento del campo solar para el mediodía del solsticio de verano, que se ha elegido como punto de diseño. Debido a la diferente posición del sol respecto del punto óptimo, la eficiencia de los heliostatos se ve reducida alrededor de un 9%.

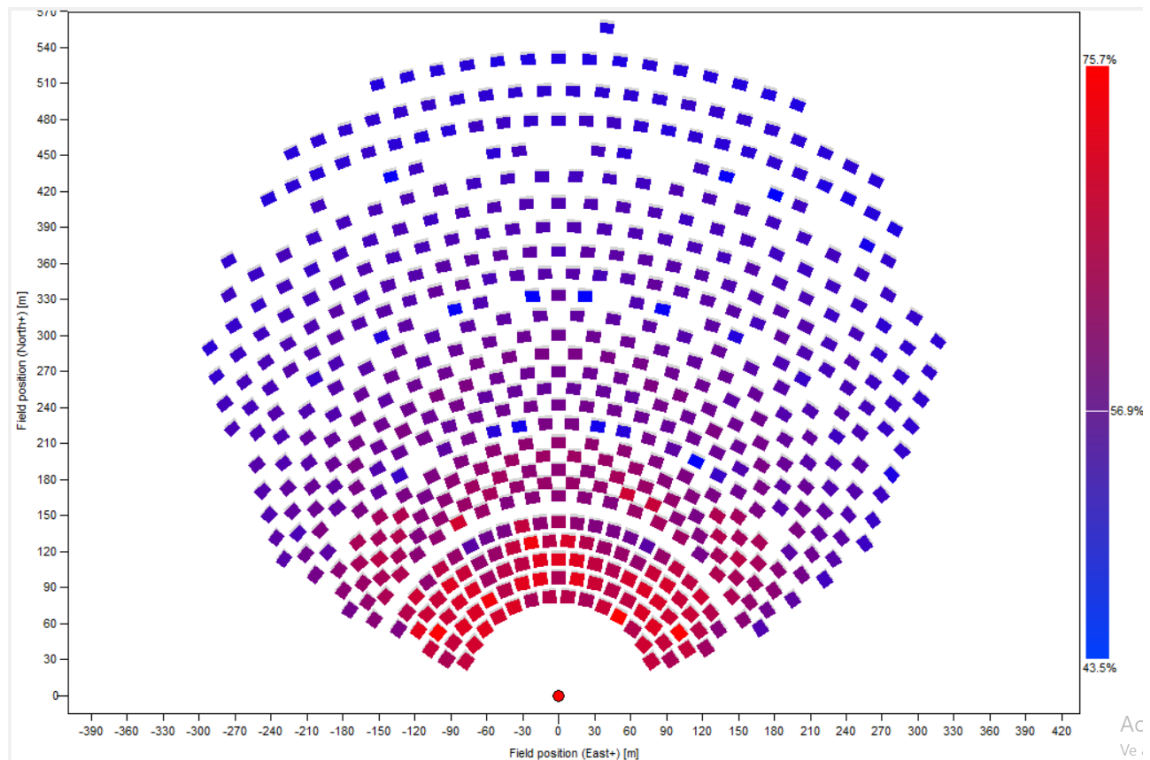


Ilustración 15: Mapa del campo solar de la planta de 6 MW simulada en el solsticio de verano.

En el mapa de flujo solar se muestra la radiación media sobre el receptor. Al haber indicado que se desea un flujo uniforme, SolarPILOT optimiza la orientación de los heliostatos para conseguir que se reparta lo más homogéneamente posible por todo el receptor. Aún así se aprecia que el flujo en el centro es mayor que en los bordes y se obtiene un flujo medio de alrededor de 800 kW/m^2 .

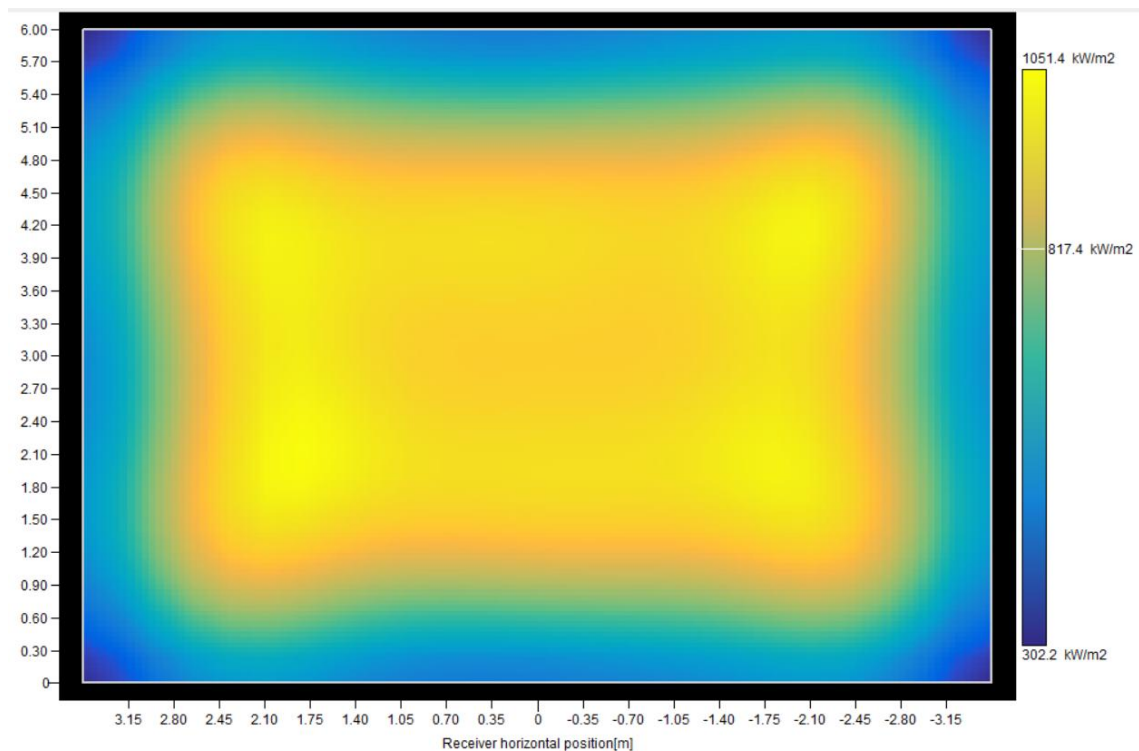


Ilustración 16: Mapa de flujo solar sobre el receptor de la planta de 6 MW.

5.1.2 Planta de 30 MW

Para esta planta, que se ha diseñado para una potencia de 50 MW de hidrógeno, necesitaríamos 30 MW de potencia térmica en la planta si tuviéramos el recurso solar constante durante las 24 horas. Al no ser así y haber supuesto que la planta funcionará a potencia nominal una media de 6 horas al día, la potencia de diseño de la planta solar será de 120 MW, de los cuáles 30 MW se usarán en el momento en que se produzcan y los restantes 90 MW deberán almacenarse para su uso en los momentos en los que no funciona el campo solar.

Se obtiene un área de heliostatos de 349265 m², con 3003 heliostatos. La torre tiene una altura de 180 m, con un receptor de 13 m de alto por 16 m de ancho. La potencia absorbida por el medio de trabajo es 119.114 MW, algo inferior a la de diseño. La eficiencia óptica del campo solar es de 53.95%.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la simulación.

Tabla 6: Resultados de simulación del campo solar de la planta de 30 MW.

Variable	Unidad	Valor
Altura de la torre	m	180
Altura del receptor	m	13
Ancho del receptor	m	16
Área de heliostatos	m ²	349265
Número de heliostatos	-	3003
Potencia incidente en el campo	kW	314339
Potencia absorbida por el receptor	kW	127190
Potencia absorbida por el HTF	kW	119114
Cosine efficiency	%	86.03
Reflection efficiency	%	85.5
Blocking efficiency	%	98.99
Attenuation efficiency	%	92.86
Image intercept efficiency	%	79.79
Absorption efficiency	%	75
Solar field optical efficiency	%	53.95
Optical efficiency incl. receiver	%	40.46
Flujo medio sobre el receptor	kW/m ²	815.32
Flujo máximo sobre el receptor	kW/m ²	996.72

En la siguiente ilustración se muestra el campo solar obtenido en la simulación. Tiene las mismas características que el campo descrito en la planta de 6 MW pero con unas mayores dimensiones.

Según los comentado anteriormente, se puede apreciar en la ilustración el mayor rendimiento de los heliostatos más próximos a la torre, a excepción de algunos de bajo rendimiento debido a la desfavorable posición respecto al receptor, y como se va reduciendo a medida que se alejan de la torre o que se aproximan a los márgenes del campo.

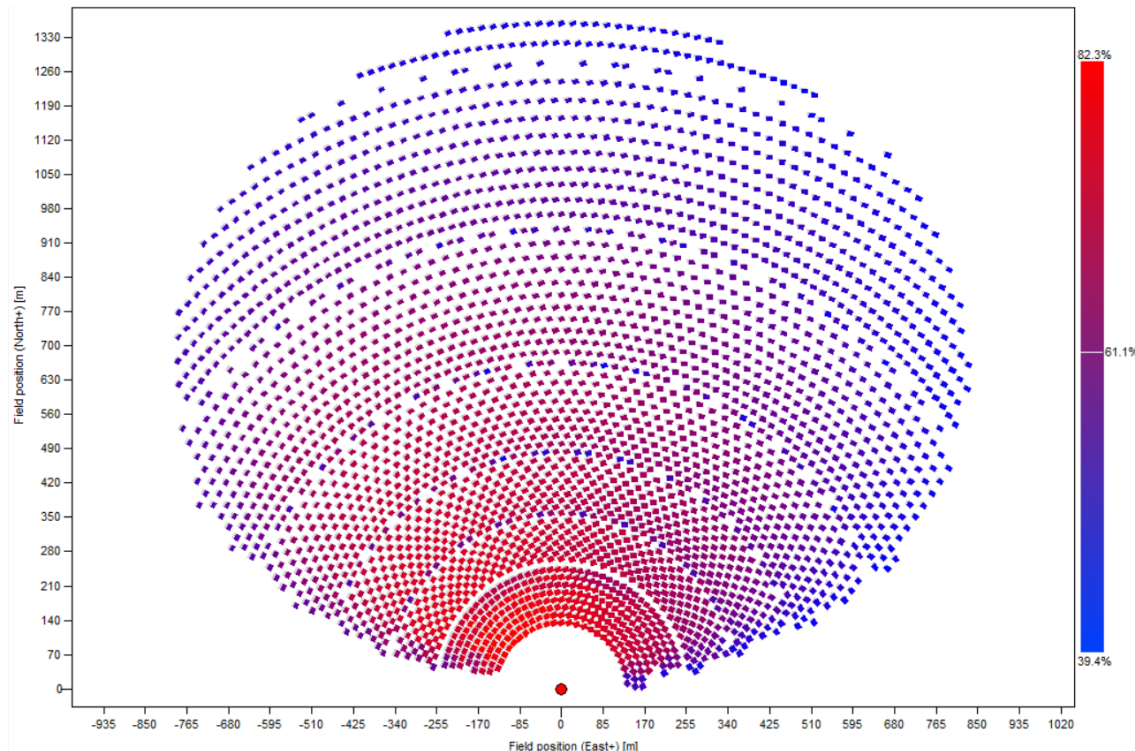


Ilustración 17: Mapa del campo solar de la planta de 30 MW en el punto de diseño.

A continuación, se realiza la simulación del comportamiento del campo solar para el mediodía del solsticio de verano, que se ha elegido como punto de diseño. Debido a la diferente posición del sol respecto del punto óptimo, la eficiencia de los heliostatos se ve reducida alrededor de un 7%.

Respecto al campo solar de la planta de 6 MW, se puede apreciar una disminución de rendimiento medio del campo solar, alrededor de 3% inferior, debido a la mayor distancia entre los heliostatos y la torre; y los heliostatos posicionados en los márgenes se encuentran ubicados más al este y al oeste respecto al receptor por los que el ángulo de incidencia es más desfavorable. Sin embargo, hay un mayor rendimiento en los heliostatos más próximos a la torre, el máximo aumenta un 4%, esto se debe a la mayor altura a la que se encuentra el receptor, lo que implica un menor ángulo de incidencia respecto a la radiación reflejada.

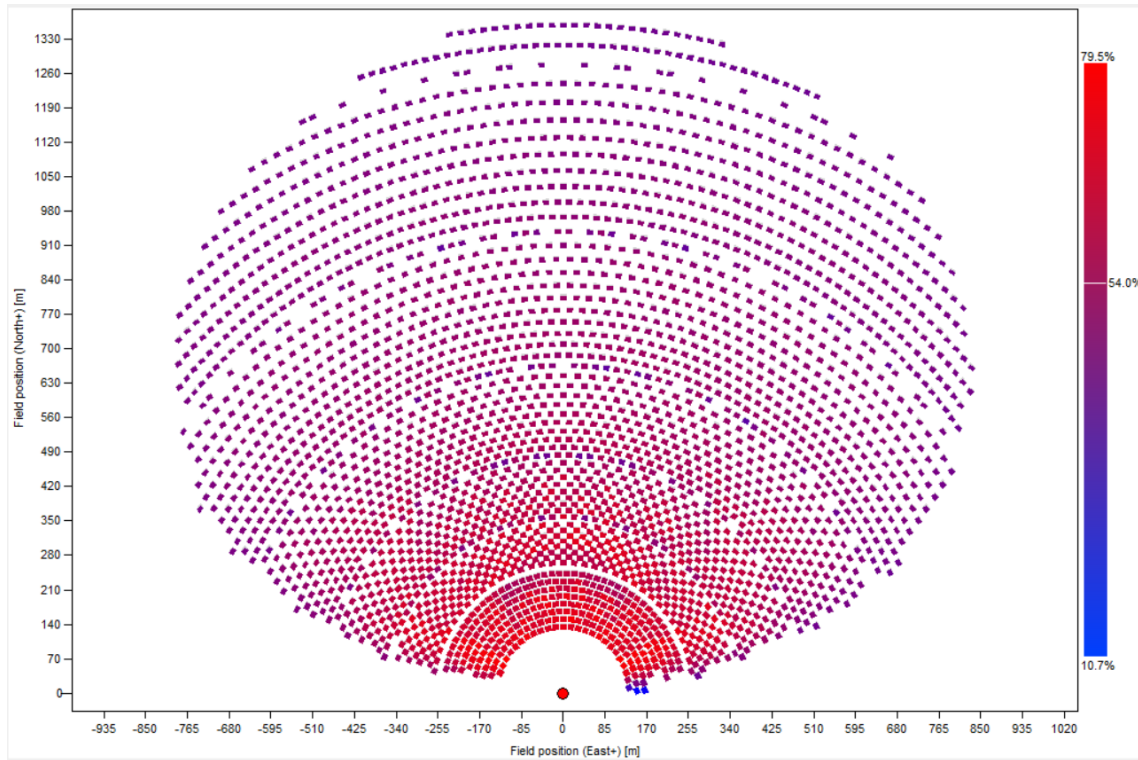


Ilustración 18: Mapa del campo solar de la planta de 30 MW simulada en el solsticio de verano.

En el mapa de flujo solar se muestra la radiación media sobre el receptor. Al haber indicado que se desea un flujo uniforme, SolarPILOT optimiza la orientación de los heliostatos para conseguir que se reparta lo más homogéneamente posible por todo el receptor. Aún así se aprecia que el flujo en el centro es mayor que en los bordes y se obtiene un flujo medio de alrededor de 800 kW/m².

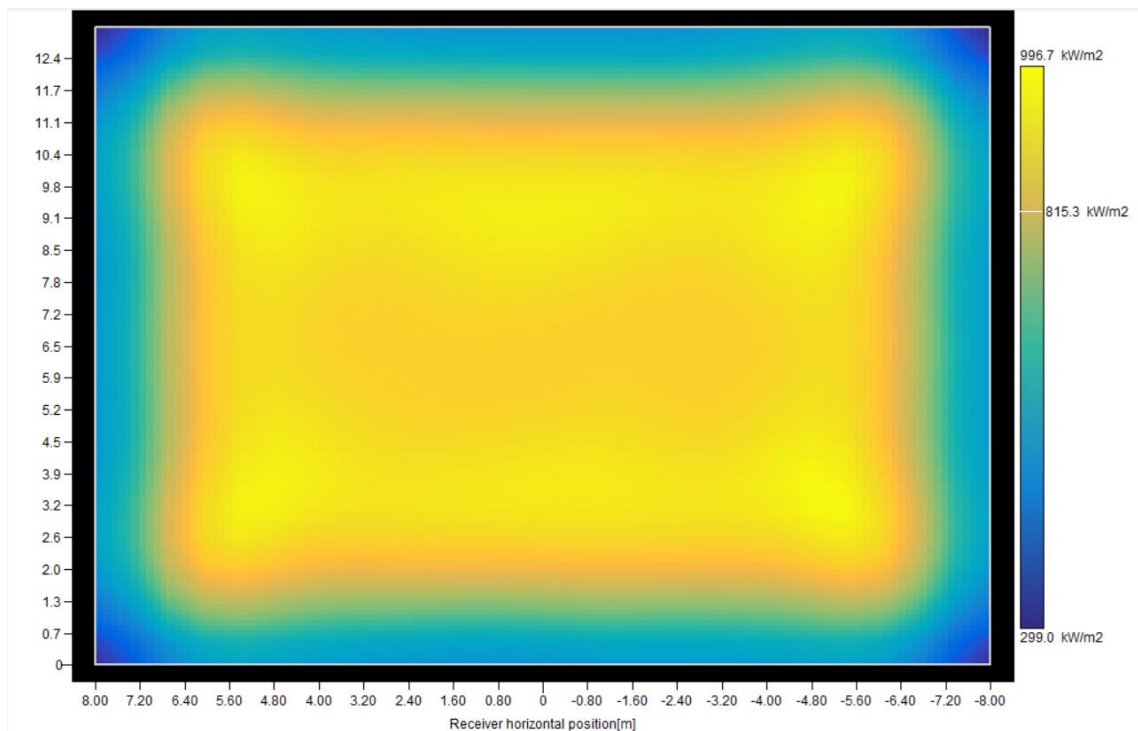


Ilustración 19: Mapa de flujo solar sobre el receptor de la planta de 30 MW.

5.1.3 Planta de 60 MW

Para esta planta, que se ha diseñado para una potencia de 100 MW de hidrógeno, necesitaríamos 60 MW de potencia térmica en la planta si tuviéramos el recurso solar constante durante las 24 horas. Al no ser así y haber supuesto que la planta funcionará a potencia nominal una media de 6 horas al día, la potencia de diseño de la planta solar será de 240 MW, de los cuáles 60 MW se usarán en el momento en que se produzcan y los restantes 180 MW deberán almacenarse para su uso en los momentos en los que no funciona el campo solar.

Se obtiene un área de heliostatos de 715511 m², con 6152 heliostatos. La torre tiene una altura de 250 m, esta altura permite obtener el mayor rendimiento óptico de la planta; sin embargo, es algo excesiva para el tamaño de la planta y debería tratar de reducirse, aunque esto suponga un menor rendimiento óptico. Por ejemplo, la reducción de la altura de la torre en 10 m, con lo que sería de 240 m de altura, implicaría una reducción en la eficiencia de 0.4%, un valor que podría asumirse. En cuanto al receptor, tiene unas dimensiones de 13 m de alto por 16 m de ancho. La potencia absorbida por el medio de trabajo es 238.096 MW, algo inferior a la de diseño. La eficiencia óptica del campo solar es de 52.42%.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la simulación.

Tabla 7: Resultados de simulación del campo solar de la planta de 60 MW.

Variable	Unidad	Valor
Altura de la torre	m	250
Altura del receptor	m	19
Ancho del receptor	m	22
Área de heliostatos	m ²	715511
Número de heliostatos	-	6152
Potencia incidente en el campo	kW	643960
Potencia absorbida por el receptor	kW	253186
Potencia absorbida por el HTF	kW	238096
Cosine efficiency	%	85.81
Reflection efficiency	%	85.5
Blocking efficiency	%	99.14
Attenuation efficiency	%	90.43
Image intercept efficiency	%	79.7
Absorption efficiency	%	75
Solar field optical efficiency	%	52.42
Optical efficiency incl. receiver	%	39.32
Flujo medio sobre el receptor	kW/m ²	807.61
Flujo máximo sobre el receptor	kW/m ²	985.5

En la siguiente ilustración se muestra el campo solar obtenido en la simulación. Tiene las mismas características que el campo descrito en la planta de 6 MW pero con unas mayores dimensiones.

Según los comentado anteriormente, se puede apreciar en la ilustración el mayor rendimiento de los heliostatos más próximos a la torre, a excepción de algunos de bajo rendimiento debido a la mala posición respecto al receptor, y como se va reduciendo a medida que se alejan de la torre o que se aproximan a los márgenes del campo.

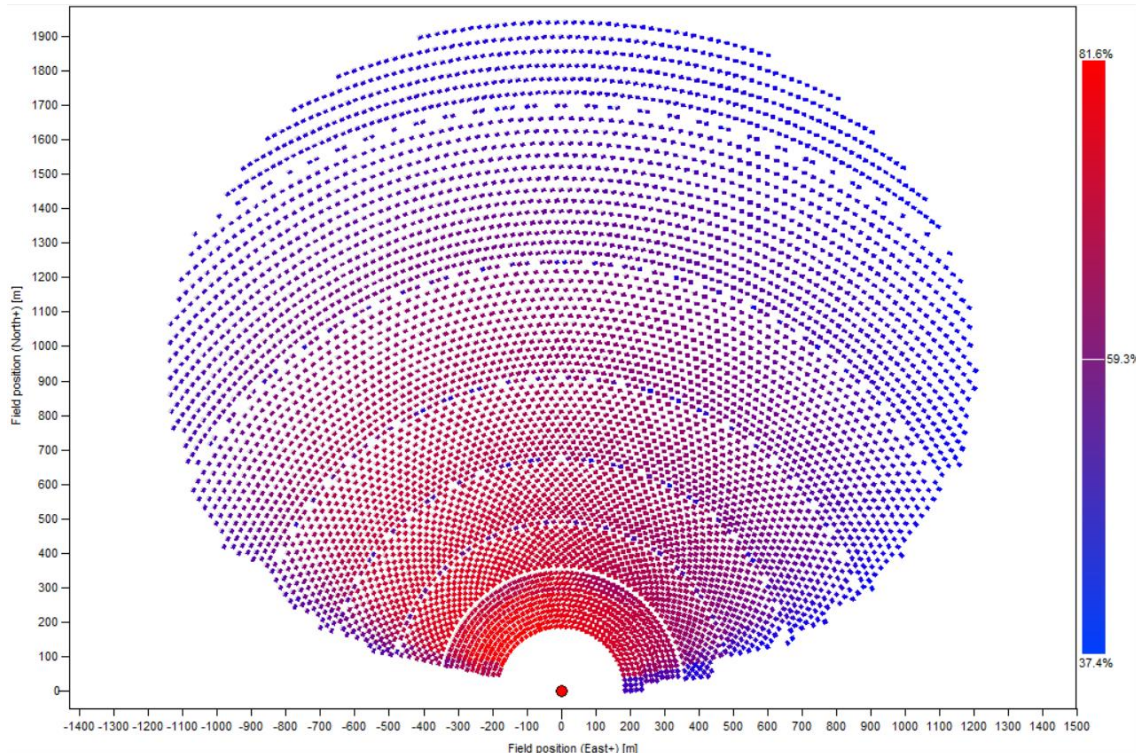


Ilustración 20: Mapa del campo solar de la planta de 30 MW en el punto de diseño.

A continuación, se realiza la simulación del comportamiento del campo solar para el mediodía del solsticio de verano, que se ha elegido como punto de diseño. Debido a la diferente posición del sol respecto del punto óptimo, la eficiencia de los heliostatos se ve reducida alrededor de un 7%.

Respecto a las dos plantas de menor tamaño, se puede apreciar una disminución de rendimiento medio del campo solar, alrededor de 4.5% inferior al de la planta de 6 MW y un 1.5% inferior al de la planta de 30 MW, debido a la mayor distancia entre los heliostatos y la torre; y los heliostatos posicionados en los márgenes se encuentran ubicados más al este y al oeste respecto al receptor por lo que el ángulo de incidencia es más desfavorable. El rendimiento de los heliostatos más próximos a la torre no tiene un cambio importante respecto a los de la planta de 30 MW, aunque sigue suponiendo una mejora respecto a la planta de 6 MW.

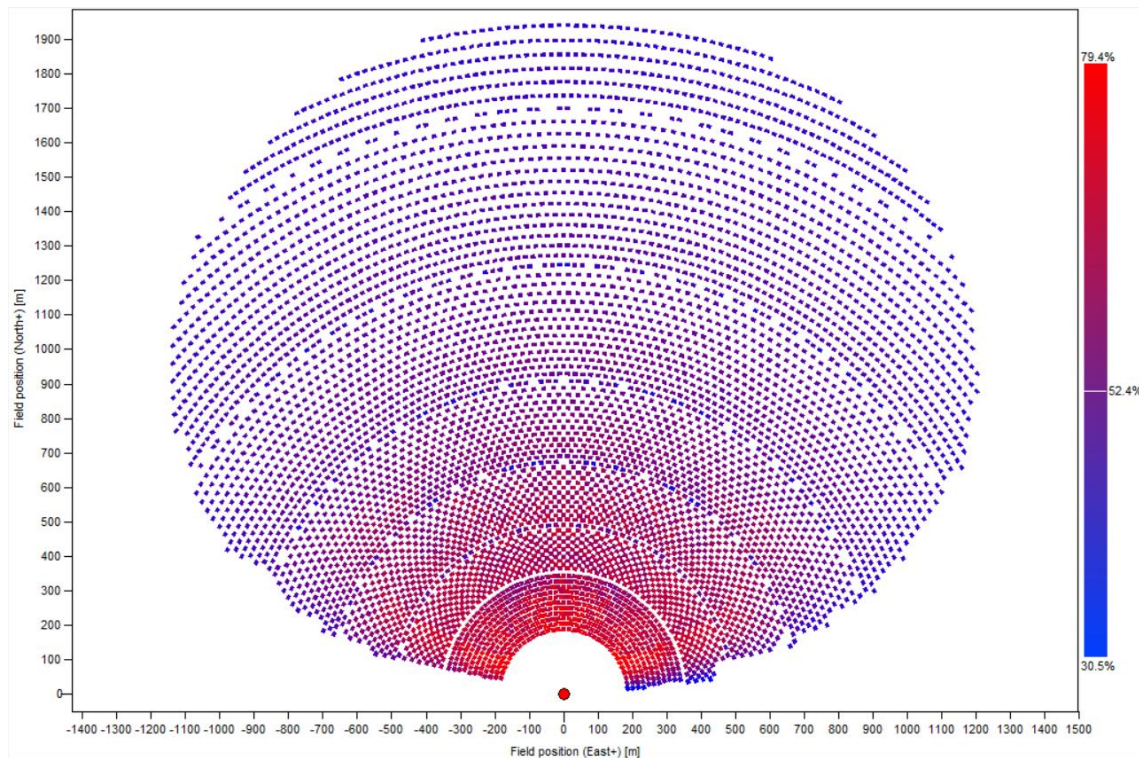


Ilustración 21: Mapa del campo solar de la planta de 30 MW simulada en el solsticio de verano.

En el mapa de flujo solar se muestra la radiación media sobre el receptor. Al haber indicado que se desea un flujo uniforme, SolarPILOT optimiza la orientación de los heliostatos para conseguir que se reparta lo más homogéneamente posible por todo el receptor. Aún así se aprecia que el flujo en el centro es mayor que en los bordes y se obtiene un flujo medio de cercano a 800 kW/m^2 .

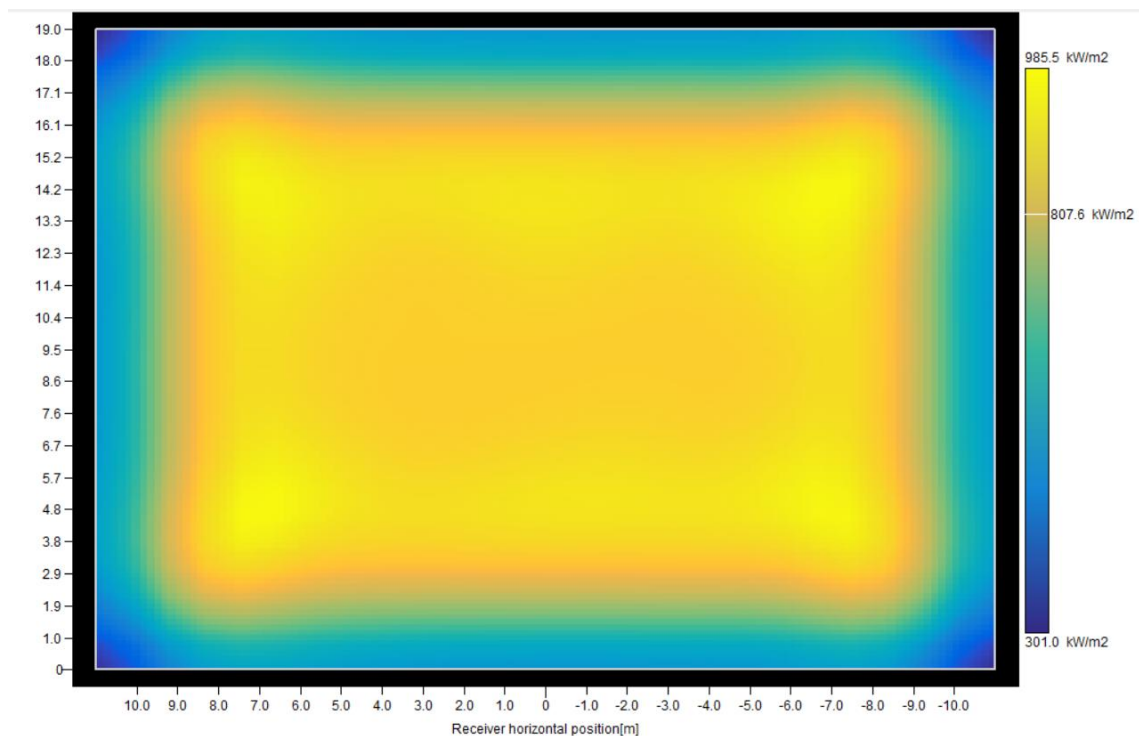


Ilustración 22: Mapa de flujo solar sobre el receptor de la planta de 60 MW.

Tras realizar estas simulaciones, vemos como la eficiencia óptica del campo se va reduciendo a medida que aumentamos el tamaño de la planta. Esto se debe a la mayor distancia entre los heliostatos y la torre, lo que provoca mayores pérdidas por atenuación atmosférica y bloqueo entre heliostatos, entre otros factores que influyen negativamente. A pesar de esto, se deben tener en cuenta más factores para determinar la mejor opción.

5.2 Simulaciones energéticas anuales (SAM)

El programa SAM permite realizar simulaciones anuales para determinar la energía producida por la planta. Esta herramienta, aunque es muy utilizada para simular el comportamiento de centrales termosolares, tiene limitaciones cuando se trata de receptores planos. En este caso, al tratarse de un receptor de este tipo, no nos permite realizar el análisis económico de la planta, aunque dado que la tecnología propuesta se encuentra aún en una fase temprana de desarrollo, se carece de costes fiables para los componentes más específicos (sistema receptor y sistema de almacenamiento de energía térmica). Además, el programa obliga a tener un ciclo de potencia para convertir la energía térmica en eléctrica.

Este último problema se ha solucionado con relativa facilidad al imponer una eficiencia del ciclo del 100% (ya que no hay conversión de energía) y así la potencia de salida en el punto de diseño coincide con la potencia térmica requerida para el proceso. Además, debido al consumo de los auxiliares, hay una disminución de la energía de salida que no se corresponde con lo que ocurrirá en la realidad ya que no se produce energía eléctrica; por lo que se usará como valor de la energía térmica producida de manera anual como la energía de entrada al ciclo de potencia (“PC input energy”).

Se han realizado simulaciones con distinto tamaño del sistema de almacenamiento para estudiar el comportamiento de la planta en los distintos momentos del año. Se ha hecho una comparación de los resultados obtenidos, pero no se ha seleccionado un tamaño óptimo del almacenamiento debido a que no se ha realizado el análisis económico. Las simulaciones se han hecho para 10, 12, 14, 16, 18 y 20 horas de almacenamiento. El almacenamiento de 18 horas sería el tamaño de almacenamiento requerido para el funcionamiento ininterrumpido de la planta según los cálculos iniciales que se han realizado.

Finalmente, se calcula el factor de capacidad que representa el porcentaje de horas equivalentes anuales de la planta funcionando a potencia nominal. Este valor se calcula según la siguiente ecuación:

$$FC [\%] = \frac{\text{Energía Producida} \left[\frac{MWh}{\text{año}} \right]}{\text{Potencia nominal} [MW] * 8760 \left[\frac{h}{\text{año}} \right]} * 100$$

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones anuales para cada planta.

5.2.1 Planta de 6 MW

Los valores obtenidos en la simulación anual de la planta muestran un elevado factor de capacidad, es decir, que produce energía durante muchas horas del año. Esto permite que el objetivo de producir energía térmica de manera ininterrumpida sea posible durante algunos períodos del año. Esto se dará especialmente en verano que, con un sistema de almacenamiento con suficiente capacidad, se pueda operar la planta durante varios días sin necesidad de parar.

Tabla 8: Resultados de la simulación anual de la planta de 6 MW.

Variable	Unidad	Valores					
Horas de almacenamiento	h	10	12	14	16	18	20
Capacidad del TES	MWh-t	60	72	84	96	108	120
Energía producida	MWh	33478.29	36011.06	37639.07	38403.16	38983.71	39518.90
Factor de capacidad	%	63.70	68.51	71.61	73.07	74.17	75.19
Horas equivalentes	h	5579.71	6001.84	6273.17	6400.52	6497.28	6586.48
Masa de arena en TES	t	981.82	1178.18	1374.55	1570.91	1767.27	1963.64
Volumen de TES	m ³	613.64	736.36	859.09	981.82	1104.55	1227.27
Masa total de arena	t	1570.91	1767.27	1963.64	2160.00	2356.36	2552.73

Se puede ver claramente el aumento de energía producida al aumentar el tamaño del sistema de almacenamiento. Esto es clave para el funcionamiento de la planta como se desea ya que, en el caso de no poseer un sistema de almacenamiento, la energía producida sería de unos 15000 MWh que sería menos de la mitad de la que se obtiene con los sistemas de almacenamiento considerados y el factor de capacidad sería del 29%. También se aprecia un aumento en la masa de arena en el sistema de almacenamiento y, por tanto, un aumento del volumen de los equipos. En cuanto a la masa de arena que funciona como medio de trabajo, se mantiene constante ya que es la necesaria para la producción nominal, y es del orden de 600 toneladas.

En el siguiente gráfico se representa la energía disponible en cada sección de la planta.

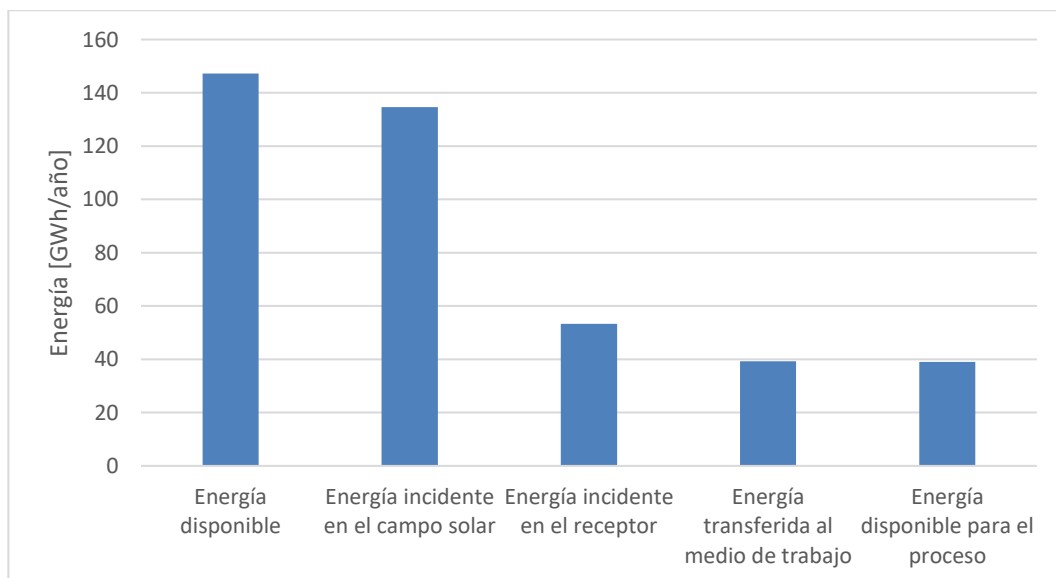


Ilustración 23: Gráfico de la planta de 6 MW con: Energía disponible, energía incidente en el campo solar, energía incidente en el receptor, energía térmica en el fluido de trabajo y energía disponible para el proceso.

5.2.2 Planta de 30 MW

Tabla 9: Resultados de la simulación anual de la planta de 30 MW.

Variable	Unidad	Valores					
Horas de almacenamiento	h	10	12	14	16	18	20
Capacidad del TES	MWh-t	300	360	420	480	540	600
Energía producida	MWh	172579.88	185030.45	192395.00	196109.43	199029.35	201711.81
Factor de capacidad	%	65.67	70.41	73.21	74.62	75.73	76.75
Horas equivalentes	h	5752.66	6167.68	6413.16	6536.98	6634.31	6723.72
Masa de arena en TES	t	4909.09	5890.91	6872.73	7854.55	8836.36	9818.18
Volumen de TES	m ³	3068.18	3681.82	4295.45	4909.09	5522.73	6136.36
Masa total de arena	t	7854.55	8836.36	9818.18	10800.00	11781.82	12763.64

Al igual que en el caso anterior, el aumento del tamaño en el sistema de almacenamiento se refleja en un aumento de la energía producida. En este caso, la capacidad del sistema de almacenamiento debe ser 5 veces la del caso anterior, debido al mayor tamaño de la planta. Se puede apreciar una mejora en los factores de capacidad con respecto al caso anterior y, por tanto, un aumento en la energía producida. Al igual que en el caso anterior, la masa de arena que funciona como medio de trabajo, se mantiene constante y es del orden de 3000 toneladas.

En el siguiente gráfico se representa la energía disponible en cada sección de la planta.

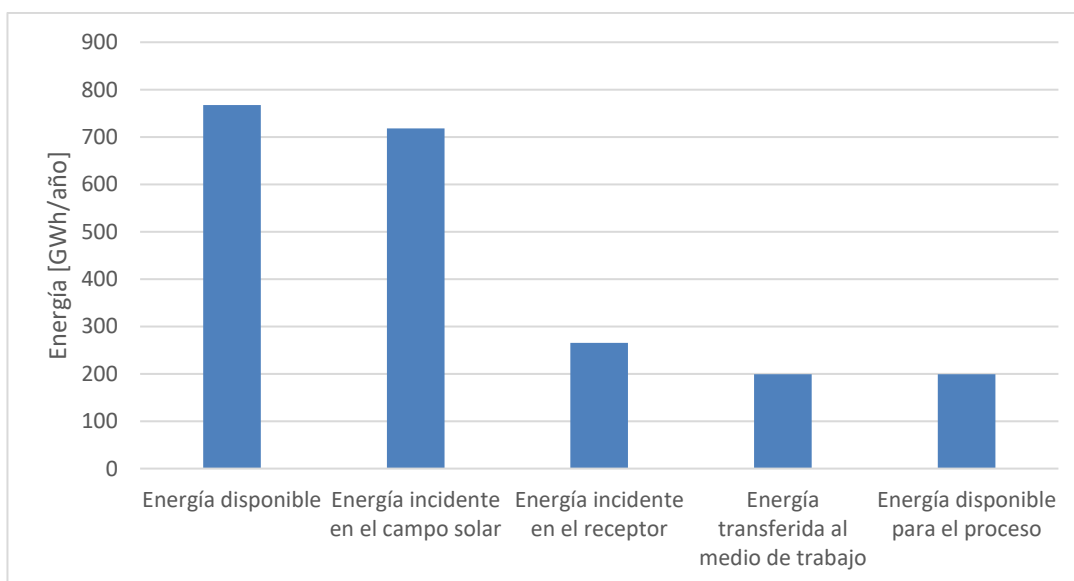


Ilustración 24: Gráfico de la planta de 30 MW con: Energía disponible, energía incidente en el campo solar, energía incidente en el receptor, energía térmica en el fluido de trabajo y energía disponible para el proceso.

5.2.3 Planta de 60 MW

Tabla 10: Resultados de la simulación anual de la planta de 60 MW.

Variable	Unidad	Valores					
Horas de almacenamiento	h	10	12	14	16	18	20
Capacidad del TES	MWh-t	600	720	840	960	1080	1200
Energía producida	MWh	345766.72	370717.43	385378.53	392795.97	398671.31	404038.29
Factor de capacidad	%	65.79	70.53	73.32	74.73	75.85	76.87
Horas equivalentes	h	5762.77	6178.6239	6422.97	6546.59	6644.52	6733.97
Masa de arena en TES	t	9818.18	11781.82	13745.45	15709.09	17672.73	19636.36
Volumen de TES	m ³	6136.36	7363.64	8590.91	9818.18	11045.45	12272.73
Masa total de arena	t	15709.09	17672.73	19636.36	21600.00	23563.64	25527.27

Al igual que en el caso anterior, el aumento del tamaño en el sistema de almacenamiento se refleja en un aumento de la energía producida. En este caso, la capacidad del sistema de almacenamiento debe ser el doble que la del caso anterior y diez veces mayor que el primer caso, debido al mayor tamaño de la planta. Deberá estudiarse si el tamaño de este sistema de almacenamiento es técnicamente viable por la gran cantidad de arena que representa. Se puede apreciar una mejora en los factores de capacidad con respecto al caso anterior aunque muy reducida. La masa de arena que funciona como medio de trabajo es del orden de 6000 toneladas en este caso.

En el siguiente gráfico se representa la energía disponible en cada sección de la planta.

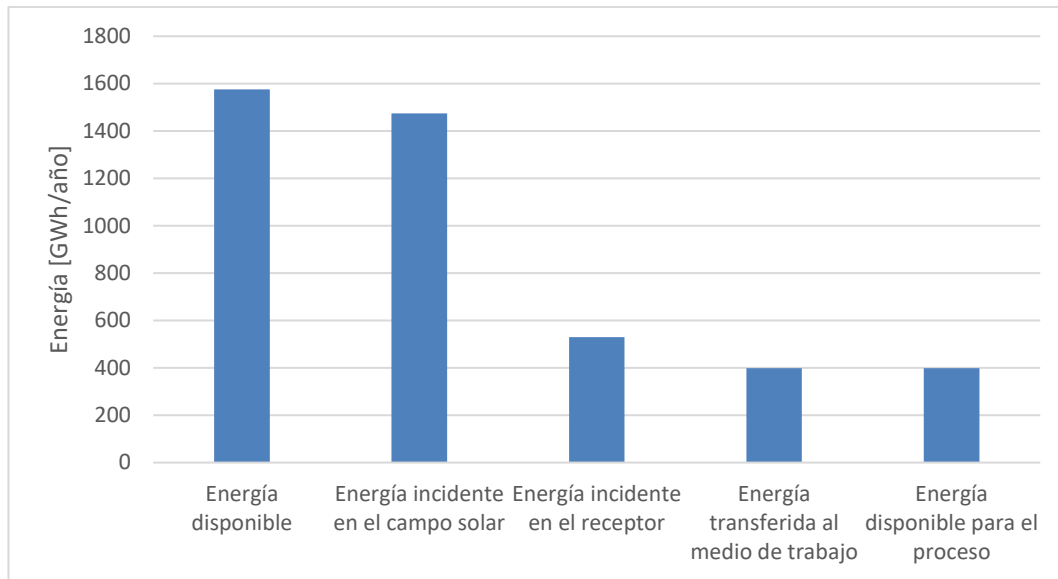


Ilustración 25: Gráfico de la planta de 60 MW con: Energía disponible, energía incidente en el campo solar, energía incidente en el receptor, energía térmica en el fluido de trabajo y energía disponible para el proceso.

5.3 Modo de operación de la planta

Los resultados que se presentan a continuación corresponden al modo de operación de la planta de 30 MW en diferentes situaciones del año. El análisis para las otras dos plantas de 6 MW y 60 MW es muy similar, ya que se han utilizado los mismos archivos meteorológicos y se ha seguido el mismo procedimiento de diseño, pero con una potencia diferente. Los gráficos equivalentes a los que se exponen en este apartado de las otras dos plantas se incluyen en el Anexo.

Los siguientes gráficos están formados por dos subgráficos en los que se represente:

- Gráfico superior: potencia disponible en el campo solar (Azul), potencia incidente en el receptor (Naranja) y potencia disponible para el proceso (Rojo).
- Gráfico inferior: estado de carga del TES.

Como ya se mencionó anteriormente, el campo solar se ha diseñado para una potencia de 315 MW, el receptor para una potencia incidente de 170 MW, una potencia nominal de la planta de 30 MW y un sistema de almacenamiento con capacidad de 540 MWh-t.

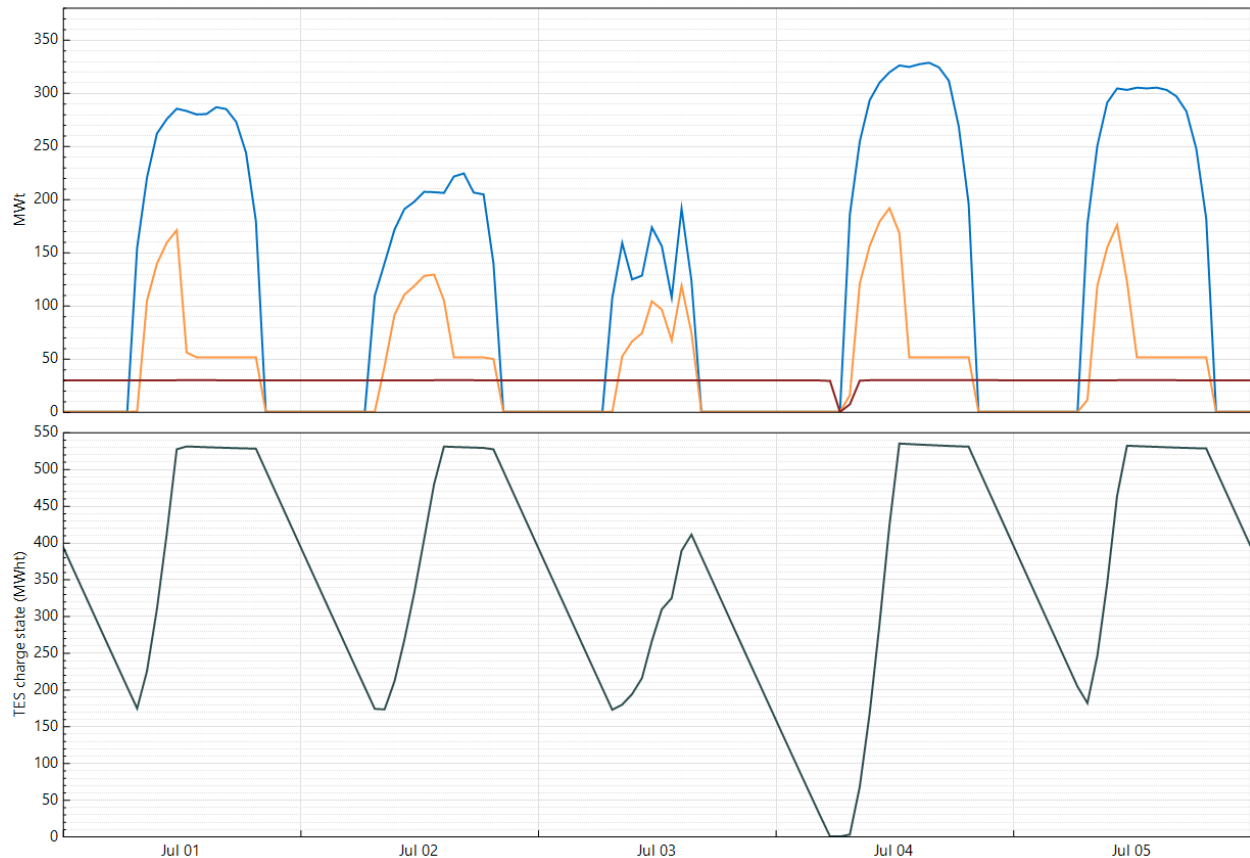


Ilustración 26: Funcionamiento de la planta en julio

En este primer gráfico, se muestra el modo de operación de la planta durante unos días del mes de julio. En general, durante los meses de verano, debido al mayor número de horas de sol y a la menor nubosidad; se puede operar generalmente de manera ininterrumpida con el tamaño de almacenamiento de diseño que se ha considerado (18 h). Como podemos ver durante los días 1 y 2 de julio, se puede operar las 24 horas sin agotar la energía almacenada. Se puede apreciar además en estos días que a pesar de la radiación disponible como vemos en la curva Azul, la potencia incidente en el receptor sufre un brusco descenso antes de llegar al mediodía solar. Esto ocurre porque el sistema de almacenamiento se encuentra lleno y, al tener un MS de 4, la potencia para la que está diseñada el campo es mucho mayor que la que se necesita para el proceso; como consecuencia se deben desenfocar parte de los heliostatos para producir la potencia necesaria para el funcionamiento nominal del proceso.

Se puede observar que cuando la radiación solar comienza a disminuir, se utiliza la energía almacenada en el TES. Esto continúa hasta que vuelve a haber radiación disponible al día siguiente, se recarga el TES y vuelve a repetirse la misma operación.

En estos días hay una excepción, el día 3 de julio la radiación es insuficiente y discontinua; por lo que el sistema de almacenamiento no se puede cargar completamente. Esa noche, se utiliza toda la energía disponible en el sistema de almacenamiento por lo que durante la mañana del día 4 de julio se debe parar el proceso durante un tiempo porque no hay energía suficiente. Cuando la radiación es suficiente, el proceso continúa, se carga el TES y el funcionamiento continúa de la misma forma que los descrito al principio.

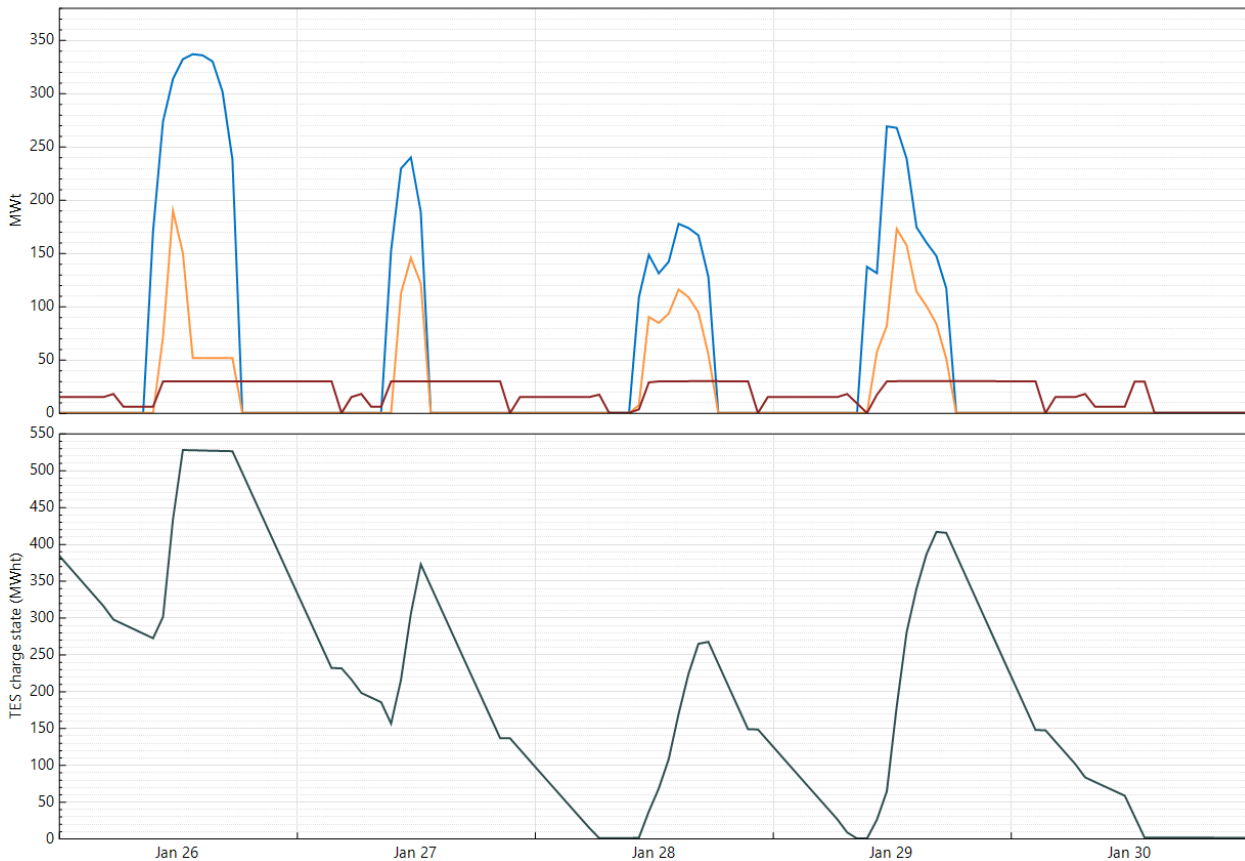


Ilustración 27: Funcionamiento de la planta en enero.

En este gráfico, correspondiente a los últimos días de enero, vemos un funcionamiento mucho más irregular debido a la mayor nubosidad de esta época y el menor número de horas de radiación. Podemos ver cómo hay días en los que el sistema de almacenamiento no se descarga completamente y tenemos un funcionamiento casi ininterrumpido, también se produce el desenfoco de los heliostatos. Sin embargo, generalmente el sistema de almacenamiento no se puede cargar completamente y hay un mayor número de paradas en la energía suministrada al proceso.

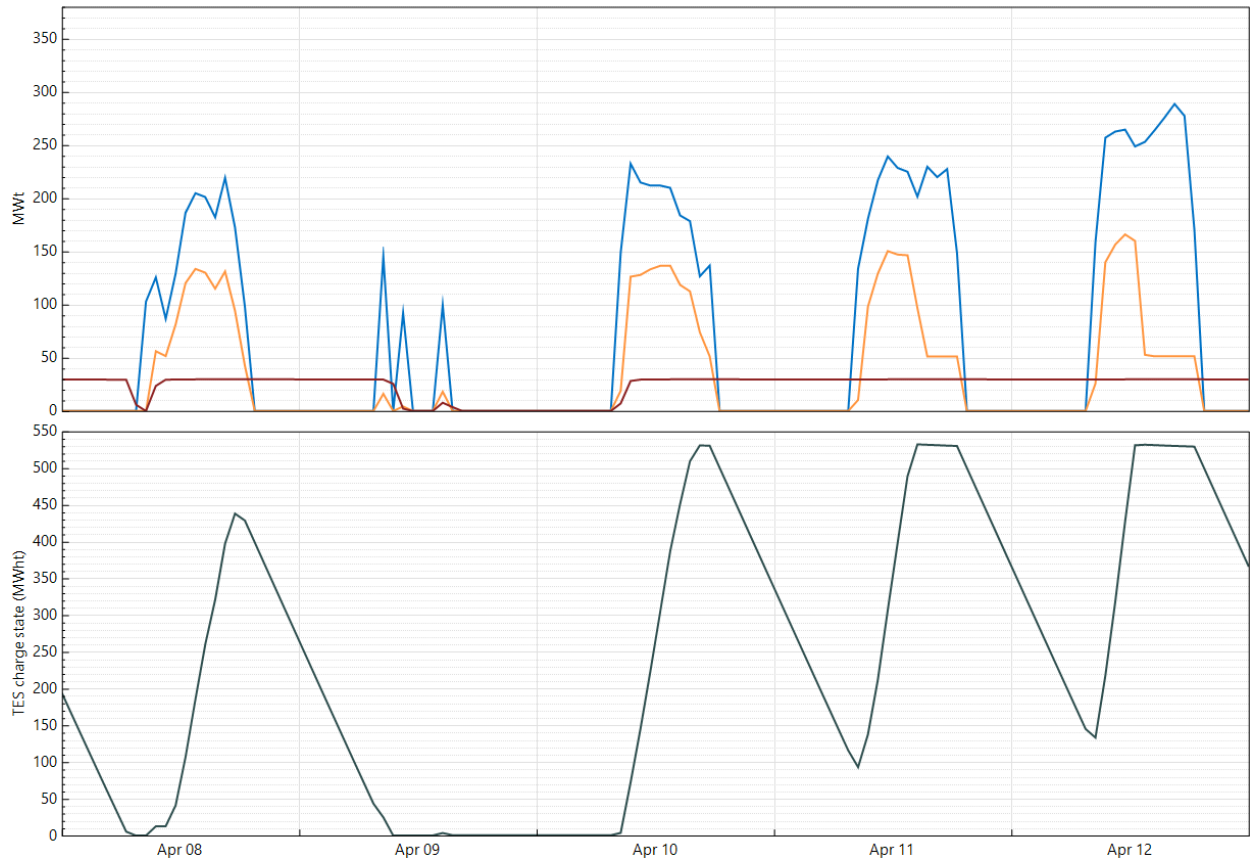


Ilustración 28: Funcionamiento de la planta en abril.

Durante los meses intermedios del año, como en el caso del gráfico anterior de abril, el funcionamiento es más continuo que en invierno. Se puede observar como pueden darse varios días en los que la planta funciona de manera ininterrumpida, aunque el nivel del sistema de almacenamiento baja más que en verano. También se dan períodos en los que no se puede operar la planta, como el día 9 de abril, en el que el sistema de almacenamiento está completamente descargado y la radiación solar es muy escasa y discontinua.

A continuación, se muestra la energía incidente en el campo solar y en el receptor; y la energía disponible para el proceso. Se ha dividido de manera mensual para apreciar la diferencia en la energía disponible y producida según el mes del año.

La primera tabla muestra los resultados de la planta con 18 horas de almacenamiento. Se puede observar el aumento de energía en los meses de verano, cuando hay un mayor número de horas de sol y una menor energía durante los meses de invierno. También aparecen algunas excepciones, como el mes de marzo que tiene una energía disponible en el campo solar superior a la del mes de abril, pero la energía producida es similar. Esta es debido a lo que se comentó anteriormente sobre el desenfoco de heliostatos cuando el sistema de almacenamiento está lleno.

Tabla 11: Energía mensual de la planta de 30 MW con 18 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	38.76	13.56	10.55	47.27
Febrero	40.86	15.42	11.35	56.31
Marzo	59.22	22.23	16.70	74.83
Abril	55.42	22.32	16.80	77.77
Mayo	73.08	26.26	19.37	86.76
Junio	84.99	28.72	20.89	96.74
Julio	94.90	30.42	22.07	98.86
Agosto	80.51	29.82	22.15	99.23
Septiembre	64.52	23.86	18.35	84.94
Octubre	51.57	22.92	17.54	78.57
Noviembre	42.04	16.26	12.71	58.82
Diciembre	32.02	13.73	10.56	47.32

En la siguiente tabla, se muestran los resultados de la planta con un almacenamiento de 10 horas para contrastar con los resultados anteriores. Se obtiene una energía incidente en el campo solar muy similar a la obtenida con la planta de 18 horas de almacenamiento. Sin embargo, el cambio en el almacenamiento se puede apreciar en la energía producida y los factores de capacidad, siendo de alrededor de un 5% menor en los meses de invierno y de un 10% menor el resto de meses. Esto supone un cambio sustancial en la viabilidad del modo de operación que se busca para la planta.

Tabla 12: Energía mensual de la planta de 30 MW con 10 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [MWh]	Energía incidente en el receptor [MWh]	Energía producida [MWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	39.00	12.20	9.17	41.07
Febrero	41.23	14.39	10.56	52.40
Marzo	59.29	20.06	14.61	65.47
Abril	55.50	19.76	14.33	66.35
Mayo	73.08	23.59	16.82	75.36
Junio	84.99	26.39	18.66	86.41
Julio	94.90	28.15	19.90	89.17
Agosto	80.51	26.55	19.02	85.21
Septiembre	64.52	20.97	15.34	71.02
Octubre	51.57	18.74	13.77	61.67
Noviembre	42.22	14.74	11.19	51.78
Diciembre	32.10	12.29	9.21	41.26

6 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Una vez estudiadas todas las posibles opciones para la planta (potencia nominal y, en consecuencia, tamaño de la planta; dimensiones de la torre y del receptor; y el tamaño del sistema de almacenamiento), se pretende realizar una comparación de los resultados para determinar cuál sería la configuración de planta idónea para el objetivo que persigue el proyecto Calgasol.

Se debe tener en cuenta que la comparación se basa meramente en datos técnicos y no económicos, por lo que para un análisis más exhaustivo se debería realizar el estudio para saber si sería viable económicamente esta opción.

6.1 Campo de heliostatos

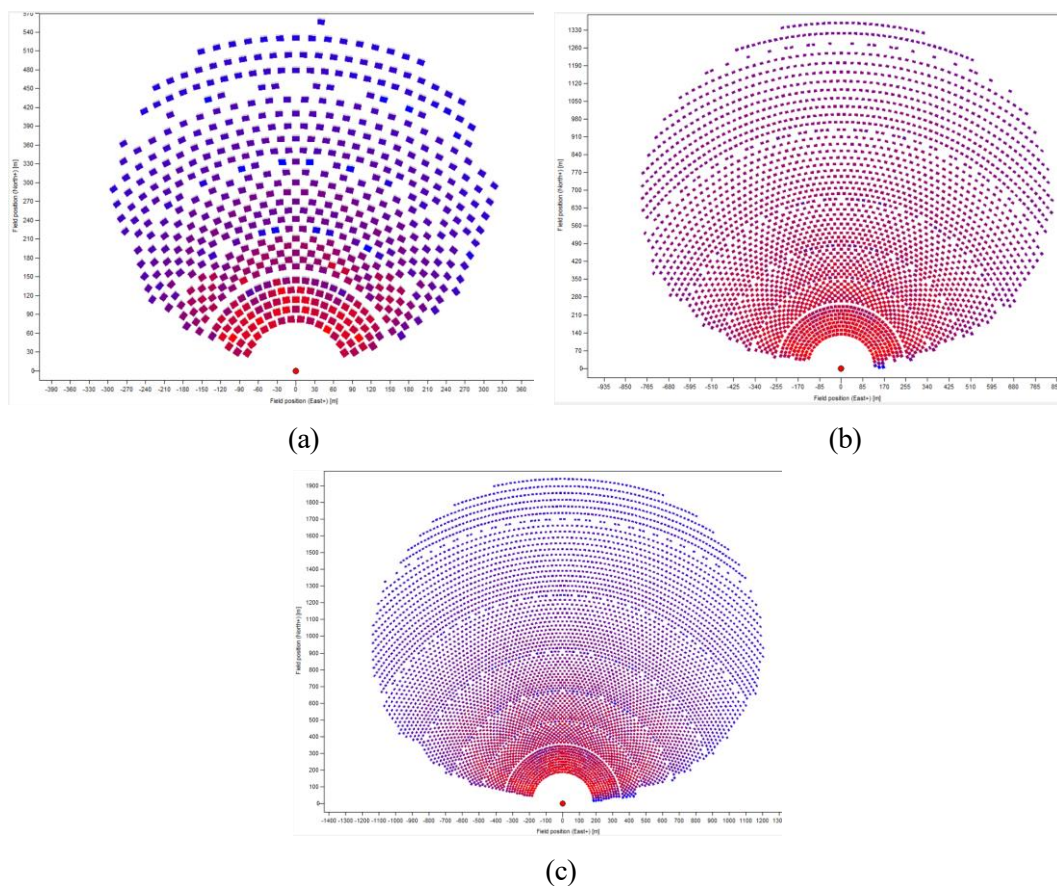


Ilustración 29: Campos de heliostatos de las plantas de (a) 6MW; (b) 30MW; (c) 60MW.

Como vemos, los campos de heliostatos de las tres plantas tienen una disposición similar, con diferencias obvias en el número de heliostatos debido al mayor tamaño de la planta. Aunque las tres opciones son técnicamente viables, el campo solar de la planta de 60 MW presenta unas dificultades mayores debido a: la instalación de un gran número de heliostatos (más de 6000), la distancia máxima entre los heliostatos (llegando alrededor de los 2 km) y la torre (de 250 m), lo que puede hacer que un pequeño error en el seguimiento haga que no los heliostatos no enfoquen correctamente al receptor; la disponibilidad del terreno necesario para la construcción de esta planta; y el gran impacto visual que puede propiciar además de por el tamaño del campo, por la altura de la torre de unos 250 m.

Tabla 13: Comparación del rendimiento óptico de las plantas.

	Planta de 6 MW	Planta de 30 MW	Planta de 60 MW
Rendimiento óptico [%]	56.94	53.95	52.42

El rendimiento óptico del campo de heliostatos se reduce al aumentar el tamaño de la planta como se puede ver en la tabla anterior. Esta reducción se debe a la mayor distancia entre los heliostatos y la torre, lo que provoca una disminución de la radiación reflejada debido a la atenuación atmosférica y los errores de seguimiento, entre otros factores, que a estas distancias elevadas hacen que enfocar al receptor pueda ser más difícil.

6.2 Torre y receptor

En la siguiente tabla se muestran las dimensiones de la torre y el receptor para las tres plantas estudiadas.

Tabla 14: Comparación de las dimensiones de la torre y el receptor de las plantas.

Variable	Unidades	Planta de 6 MW	Planta de 30 MW	Planta de 60 MW
Altura de torre	m	110	180	250
Altura del receptor	m	6	13	19
Anchura del receptor	m	7	16	22

Se puede apreciar como para una planta de mayor potencia, se necesita una torre de mayor tamaño. Independientemente del tamaño de la planta, una mayor altura de la torre hace que aumente la eficiencia del campo dentro de un rango de alturas ya que reduce el ángulo de incidencia entre la radiación procedente del sol y la reflejada hacia el receptor, esto es especialmente importante en los meses de verano en los que la altura solar es mayor. Además de esto, al aumentar el número de heliostatos, debemos aumentar la altura de la torre para reducir las pérdidas por bloqueo entre los heliostatos. Aunque esto es cierto, el aumento en el tamaño de la torre tiene un impacto considerable en el coste de ésta debido a la mayor dificultad técnica y produce unas mayores pérdidas térmicas debido al mayor recorrido que debe realizar el medio de trabajo y a la mayor velocidad del viento, que aumenta las pérdidas por convección en el receptor y las pérdidas de partículas.

En cuanto a las dimensiones del receptor, aunque no presenta un inconveniente el mayor tamaño mientras puede asegurarse el flujo radiante necesario sobre la arena, las pérdidas térmicas y de partículas pueden aumentar debido a la mayor entrada de viento en la cavidad. Además, un mayor tamaño del receptor supone que las dimensiones de la torre deben ser mayores para poder contener la estructura.

6.3 Sistema de Almacenamiento

El sistema de almacenamiento para este tipo de tecnología suele diseñarse como un almacenamiento en dos tanques dispuestos uno encima de otro, como se muestra en la Ilustración 10. Este es el sistema más encontrado en la bibliografía sobre los TES en partículas sólidas. A continuación, se comparan los valores obtenidos sobre las características del sistema de almacenamiento.

La capacidad del sistema de almacenamiento para cada planta sería de:

Tabla 15: Capacidad energética del sistema de almacenamiento

Horas de almacenamiento	h	10	12	14	16	18	20
Planta de 6 MW	MWh-t	60	72	84	96	108	120
Planta de 30 MW	MWh-t	300	360	420	480	540	600
Planta de 60 MW	MWh-t	600	720	840	960	1080	1200

Obtenemos los siguientes volúmenes para los sistemas de almacenamiento de las plantas:

Tabla 16: Comparación del volumen del sistema de almacenamiento

Horas de almacenamiento	de h	10	12	14	16	18	20
Planta de 6 MW	m ³	613.64	736.36	859.09	981.82	1104.55	1227.27
Planta de 30 MW	m ³	3068.18	3681.82	4295.45	4909.09	5522.73	6136.36
Planta de 60 MW	m ³	6136.36	7363.64	8590.91	9818.18	11045.45	12272.73

Y la siguiente masa de arena para el sistema de almacenamiento:

Tabla 17: Comparación de la masa de partículas almacenadas

Horas de almacenamiento	de h	10	12	14	16	18	20
Planta de 6 MW	t	981.82	1178.18	1374.55	1570.91	1767.27	1963.64
Planta de 30 MW	t	4909.09	5890.91	6872.73	7854.55	8836.36	9818.18
Planta de 60 MW	t	9818.18	11781.82	13745.45	15709.09	17672.73	19636.36

A la masa de arena anteriormente indicada, habría que añadir la masa de arena que movemos de manera activa por la planta. Estas cantidades serían de:

Tabla 18: Comparación de la masa de arena fuera del sistema de almacenamiento

	Planta de 6 MW	Planta de 30 MW	Planta de 60 MW
Masa activa de arena [t]	589.09	2945.45	5890.91

Podemos comparar estos resultados para el sistema de almacenamiento con el de centrales comerciales que utilicen almacenamiento en sales.

En cuanto al volumen del almacenamiento, podemos observar que los máximos valores, que se da para la planta de 60 MW, son de entre 6000 y 12000 m³. La planta de Solana [11], en Arizona, tiene un sistema de almacenamiento formado por 6 parejas de tanques de 11000 m³ cada uno. Por lo que vemos que técnicamente podría ser posible construir tanques de almacenamiento de estas dimensiones.

Al comparar la energía almacenada en ambos casos, vemos que cada par de tanques de la central de Solana puede almacenar alrededor de 670 MWh-t que correspondería a una masa de sales de 21000 toneladas; mientras que, para una masa similar de arena como puede ser la de la planta de 60 MW con 20 horas de almacenamiento, se puede almacenar 1200 MWh-t. Podemos ver que casi se duplica la energía que se almacena, esta mayor cantidad de energía almacenada se debe a la mayor temperatura con la que trabaja la arena, a más de 800 °C frente a los 390 °C de la central de Solana; a pesar de tener un calor específico menor que las sales, alrededor de 1.5 kJ/(kg·K) frente a 1.1 kJ/(kg·K) de la arena.

Si lo comparamos con la central de torre de Gemasolar [12], que trabaja con temperaturas de hasta 565 °C, vemos que la diferencia de energía almacenada se reduce. En este caso, la comparamos con el sistema de almacenamiento de la planta de 60 MW con 12 horas de almacenamiento. Gemasolar tiene un sistema de almacenamiento con 7900 toneladas de sales y una capacidad de 670 MWh-t, mientras que la planta de partículas sólidas almacena 720 MWh-t con 7300 toneladas de arena. En este caso, también se observa una mayor energía almacenada con la arena pero con una diferencia menor debido a que Gemasolar trabaja a mayores temperaturas que las centrales con tecnología PT. Al no encontrar datos sobre los sistemas de almacenamiento de plantas de menor tamaño, no se ha podido comparar el resto de sistemas de almacenamiento. A pesar de esto, se puede asegurar que, para la misma masa del medio de almacenamiento, el TES en arena podrá almacenar una mayor energía debido a la mayor temperatura de trabajo.

6.4 Resultados energéticos

Para la comparación de los resultados energéticos se han utilizado los datos de las plantas con almacenamiento de 18 horas. Se obtienen los resultados que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 19: Comparación de la capacidad del TES, la energía producida y el FC.

Variable	Unidades	Planta de 6 MW	Planta de 30 MW	Planta de 60 MW
Capacidad del TES	MWh-t	108	540	1080
Energía producida	MWh	38983.71	199029.35	398671.31
Factor de capacidad	%	74.17	75.73	75.85

Se puede apreciar cómo el aumento del tamaño de la planta va unido a un aumento en la energía producida, destacando especialmente el aumento de más del 1.5% del FC en la planta de 30 MW respecto a la de 6 MW. El aumento entre la planta de 30MW y la de 60 MW no es especialmente significativo.

Si comparamos los resultados energéticos de manera mensual, se llega a una conclusión similar. Obtenemos en general, un mayor FC cuando la potencia de la planta aumenta. Este aumento es más importante en los meses de menor radiación, la diferencia en enero es del 2.5% entre la planta de 6 MW y 30 MW; y menos relevante en los meses de mayor radiación, con un aumento menor de 1% en el mes de julio entre las mismas plantas. En el caso de comparar la planta de 30 MW con la de 60 MW, la diferencia nunca supera el 0.15%; por lo que no es tan relevante.

Tabla 20: Comparación de la energía producida y el FC para las plantas con 18 horas de almacenamiento.

	Planta de 6 MW		Planta de 30 MW		Planta de 60 MW	
	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	1.997	44.73	10.55	47.27	21.159	47.40
Febrero	2.213	54.89	11.35	56.31	22.751	56.43
Marzo	3.282	73.53	16.70	74.83	33.445	74.92
Abril	3.306	76.54	16.80	77.77	33.636	77.86
Mayo	3.806	85.26	19.37	86.76	38.794	86.90
Junio	4.133	95.68	20.89	96.74	41.840	96.85
Julio	4.379	98.10	22.07	98.86	44.184	98.98
Agosto	4.408	98.76	22.15	99.23	44.337	99.32
Septiembre	3.609	83.55	18.35	84.94	36.727	85.02
Octubre	3.426	76.74	17.54	78.57	35.118	78.67
Noviembre	2.407	55.71	12.71	58.82	25.476	58.97
Diciembre	2.017	45.18	10.56	47.32	21.203	47.50

7 CONCLUSIÓN

Este trabajo tenía como objetivo, en primer lugar, el dimensionado del campo solar para tres plantas de concentración solar con distinta potencia; y, en segundo lugar, el análisis del comportamiento anual de las plantas.

Para el dimensionado del campo solar, se ha hecho uso de la herramienta de simulación SolarPILOT, que permite la parametrización y optimización del campo, así como de las dimensiones de la torre y el receptor.

Para el análisis del comportamiento anual de las plantas, se ha usado la herramienta de simulación SAM, que permite acceder a los datos anuales, mensuales y horarios de energía disponible, consumida y rendimientos de todos los componentes de la planta.

Del dimensionado del campo solar se han obtenido tres distribuciones óptimas para las plantas de 6 MW, 30 MW y 60 MW, respectivamente. La optimización se ha realizado para los datos que tenemos disponibles, aunque habría que hacer una comprobación posterior de los resultados obtenidos con los heliostatos y el receptor que se utilizarán específicamente en el proyecto.

Una vez definidos los campos solares e importados en SAM, se han comparado las diferentes posibilidades para el tamaño del sistema de almacenamiento y se han realizado las simulaciones anuales, mostrando un comportamiento de la planta como el que exige el proceso en el que se aplicará. Se ha obtenido una energía térmica al final del proceso de 38.98 GWh, para la planta de 6 MW; 199.03 GWh, para la de 30 MW; y 398.67 GWh, para la de 60 MW. Igualmente se han obtenido unos factores de capacidad anuales en las plantas de 74.17%, 75.73% y 75.85%, respectivamente. En los meses de verano, los factores capacidad son próximos al 100%.

En cuanto al sistema de almacenamiento, vemos que es ventajoso trabajar a mayor temperatura, alcanzando una mayor energía almacenada para masas de arena equivalentes a la de sales en las centrales actuales. Se presenta como una opción viable aunque, el uso de un sistema de almacenamiento como el que se estudia en la bibliografía, podría dificultar su implantación debido a la gran masa de partículas que debemos almacenar en el tanque superior; no siendo un problema el tanque inferior ya que sería equivalente a los tanques actuales para sales.

Con estos resultados y al observar el funcionamiento de las plantas mes a mes, se puede asegurar que los tres casos estudiados tienen la capacidad de cubrir las necesidades energéticas del proceso durante la mayor parte del año, si bien la planta de mayor potencia requiere unas dimensiones que son poco adecuadas para la tecnología propuesta, tanto por las grandes distancias entre los heliostatos más lejanos y el receptor como por la gran altura de la torre, sin olvidar las dimensiones del receptor y del sistema de almacenamiento.

Para una elección final de la planta más adecuada para el proceso se debería realizar un análisis económico de las opciones disponibles, aunque dada la falta de datos fiables sobre la tecnología de partículas, no ha sido posible realizar este análisis. Además, se deberían ponderar las ventajas y desventajas de cada tamaño de planta desde el punto de vista técnico.

REFERENCIAS

- [1] R. Pitz-Paal, «19 - Concentrating Solar Power,» de *Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet (Third Edition)*, Oxford, Elsevier Ltd, 2020, pp. 375-396.
- [2] W.-D. Steinmann, «Thermal energy storage systems for concentrating solar power plants,» de *Concentrating Solar Power Technology Principles, Developments, and Applications*, K. Lovegrove y W. Stein, Edits., Cambridge, Woodhead Publishing, 2017, pp. 267-301.
- [3] T. Islam, N. Huda, A. B. Abdullah y R. Saidur, «A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP),» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 562-575, 2016.
- [4] A. Poulikkas, «ResearchGate,» 2013. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/260290514_A_comparative_overview_of_wet_and_dry_cooling_systems_for_Rankine_cycle_based_CSP_plants.
- [5] A. Gómez Barea, M. A. Silva Pérez y Á. Villanueva Perales, «Diseño conceptual de integración de procesos bajo la tecnología Calgasol,» 2022.
- [6] C. K. Ho, «A new generation of solid particle,» de *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*, M. Blanco y L. Ramirez Santigosa, Edits., Woodhead Publishing, 2017, pp. 237-263.
- [7] T. Tan, Y. Chen, Z. Chen, N. Siegel y G. J. Kolb, «Wind effect on the performance of solid particle solar receivers,» *Solar Energy*, vol. 83, n° 10, pp. 1815-1827, 2009.
- [8] T. Tan y Y. Chen, «Review of study on solid particle solar receivers,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n° 1, pp. 265-276, 2009.
- [9] Alliance for Sustainable Energy LLC, «National Renewable Energy Laboratory (NREL),» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/index.html>.
- [10] NREL, «System Advisor Model,» [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/>.
- [11] S. Freund, M. Abarr, J. D. McTigue, K. L. Frick, A. Mathur, D. Reindl, A. Van Asselt y G. Casubolo, «Thermal energy storage,» de *Thermal, Mechanical, and Hybrid Chemical Energy Storage Systems*, 2021, pp. 65-137.
- [12] M. Montané, G. Cáceres, M. Villena y R. O’Ryan, «Techno-Economic Forecasts of Lithium Nitrates for,» 2017.
- [13] NREL, «SolarPILOT,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/csp/solarpilot.html>.

ANEXO

Tabla 21: Energía mensual de la planta de 6 MW con 10 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	6.642	2.301	1.708	38.26%
Febrero	7.659	2.873	2.061	51.10%
Marzo	10.908	3.977	2.827	63.32%
Abril	10.507	3.993	2.813	65.12%
Mayo	13.827	4.724	3.276	73.40%
Junio	16.178	5.310	3.641	84.28%
Julio	18.067	5.683	3.899	87.35%
Agosto	15.286	5.373	3.741	83.80%
Septiembre	12.015	4.174	2.979	68.95%
Octubre	9.633	3.746	2.680	60.03%
Noviembre	7.247	2.789	2.093	48.46%
Diciembre	5.937	2.425	1.761	39.44%

Tabla 22: Energía mensual de la planta de 6 MW con 12 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	6.746	2.414	1.807	40.48%
Febrero	7.566	2.914	2.100	52.09%
Marzo	11.017	4.179	3.008	67.39%
Abril	10.493	4.213	3.025	70.02%
Mayo	13.827	4.983	3.524	78.94%
Junio	16.178	5.644	3.962	91.70%
Julio	18.067	6.041	4.242	95.03%
Agosto	15.286	5.760	4.111	92.10%
Septiembre	12.015	4.431	3.235	74.89%
Octubre	9.695	4.025	2.927	65.58%
Noviembre	7.257	2.889	2.207	51.09%
Diciembre	5.963	2.547	1.861	41.69%

Tabla 23: Energía mensual de la planta de 6 MW con 14 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	6.722	2.487	1.881	42.14%
Febrero	7.565	2.981	2.150	53.31%
Marzo	11.081	4.334	3.149	70.54%
Abril	10.478	4.354	3.164	73.23%
Mayo	13.827	5.132	3.666	82.12%
Junio	16.178	5.751	4.064	94.06%
Julio	18.067	6.138	4.336	97.13%
Agosto	15.286	6.055	4.397	98.49%
Septiembre	12.085	4.671	3.472	80.37%
Octubre	9.696	4.274	3.153	70.63%
Noviembre	7.257	2.964	2.276	52.67%
Diciembre	5.941	2.623	1.934	43.32%

Tabla 24: Energía mensual de la planta de 6 MW con 16 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	6.785	2.563	1.946	43.59%
Febrero	7.548	3.025	2.180	54.06%
Marzo	11.081	4.406	3.218	72.08%
Abril	10.478	4.438	3.243	75.06%
Mayo	13.827	5.207	3.736	83.69%
Junio	16.178	5.790	4.099	94.89%
Julio	18.067	6.163	4.358	97.62%
Agosto	15.286	6.072	4.411	98.81%
Septiembre	12.220	4.757	3.551	82.21%
Octubre	9.696	4.465	3.324	74.47%
Noviembre	7.381	3.055	2.349	54.36%
Diciembre	5.940	2.686	1.990	44.57%

Tabla 25: Energía mensual de la planta de 6 MW con 18 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	6.790	2.614	1.997	44.73%
Febrero	7.548	3.076	2.213	54.89%
Marzo	11.147	4.482	3.282	73.53%
Abril	10.478	4.506	3.306	76.54%
Mayo	13.827	5.282	3.806	85.26%
Junio	16.178	5.827	4.133	95.68%
Julio	18.067	6.188	4.379	98.10%
Agosto	15.286	6.072	4.408	98.76%
Septiembre	12.220	4.807	3.609	83.55%
Octubre	9.758	4.592	3.426	76.74%
Noviembre	7.381	3.118	2.407	55.71%
Diciembre	5.941	2.715	2.017	45.18%

Tabla 26: Energía mensual de la planta de 6 MW con 20 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	6.852	2.687	2.061	46.18%
Febrero	7.548	3.127	2.247	55.72%
Marzo	11.147	4.545	3.339	74.80%
Abril	10.478	4.556	3.353	77.60%
Mayo	13.827	5.356	3.876	86.82%
Junio	16.178	5.865	4.168	96.47%
Julio	18.067	6.209	4.397	98.51%
Agosto	15.286	6.072	4.406	98.71%
Septiembre	12.220	4.847	3.658	84.66%
Octubre	9.758	4.698	3.514	78.72%
Noviembre	7.446	3.193	2.471	57.20%
Diciembre	5.941	2.732	2.030	45.47%

Tabla 27: Energía mensual de la planta de 30 MW con 10 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	38.997	12.196	9.167	41.07%
Febrero	41.227	14.393	10.564	52.40%
Marzo	59.292	20.057	14.613	65.47%
Abril	55.504	19.756	14.331	66.35%
Mayo	73.079	23.590	16.819	75.36%
Junio	84.994	26.391	18.664	86.41%
Julio	94.896	28.154	19.902	89.17%
Agosto	80.509	26.553	19.018	85.21%
Septiembre	64.524	20.967	15.340	71.02%
Octubre	51.572	18.736	13.766	61.67%
Noviembre	42.224	14.743	11.185	51.78%
Diciembre	32.096	12.287	9.210	41.26%

Tabla 28: Energía mensual de la planta de 30 MW con 12 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	38.883	12.634	9.610	43.06%
Febrero	40.868	14.633	10.789	53.52%
Marzo	59.218	20.894	15.429	69.13%
Abril	55.504	20.894	15.413	71.36%
Mayo	73.079	24.893	18.069	80.96%
Junio	84.994	27.996	20.210	93.57%
Julio	94.896	29.867	21.552	96.56%
Agosto	80.509	28.485	20.874	93.52%
Septiembre	64.524	22.254	16.633	77.00%
Octubre	51.572	20.108	15.020	67.29%
Noviembre	42.043	15.205	11.708	54.20%
Diciembre	32.003	12.831	9.723	43.56%

Tabla 29: Energía mensual de la planta de 30 MW con 14 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	38.744	12.994	9.976	44.70%
Febrero	40.864	14.912	10.995	54.54%
Marzo	59.218	21.589	16.093	72.10%
Abril	55.416	21.562	16.073	74.41%
Mayo	73.079	25.510	18.659	83.60%
Junio	84.994	28.347	20.544	95.11%
Julio	94.896	30.168	21.839	97.85%
Agosto	80.509	29.760	22.105	99.04%
Septiembre	64.524	23.315	17.715	82.01%
Octubre	51.572	21.413	16.211	72.63%
Noviembre	42.043	15.598	12.077	55.91%
Diciembre	32.002	13.251	10.109	45.29%

Tabla 30: Energía mensual de la planta de 30 MW con 16 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	38.744	13.306	10.285	46.08%
Febrero	40.864	15.173	11.182	55.47%
Marzo	59.218	21.923	16.409	73.52%
Abril	55.416	21.985	16.476	76.28%
Mayo	73.079	25.883	19.012	85.18%
Junio	84.994	28.538	20.721	95.93%
Julio	94.896	30.293	21.952	98.35%
Agosto	80.509	29.819	22.155	99.26%
Septiembre	64.524	23.612	18.053	83.58%
Octubre	51.572	22.360	17.060	76.43%
Noviembre	42.043	15.951	12.412	57.46%
Diciembre	32.016	13.543	10.391	46.56%

Tabla 31: Energía mensual de la planta de 30 MW con 18 horas de almacenamiento.

	Energía incidente	Energía incidente	Energía producida	Factor de
Enero	38.761	13.560	10.551	47.27%
Febrero	40.864	15.425	11.353	56.31%
Marzo	59.218	22.234	16.703	74.83%
Abril	55.416	22.324	16.798	77.77%
Mayo	73.079	26.257	19.365	86.76%
Junio	84.994	28.724	20.895	96.74%
Julio	94.896	30.418	22.065	98.86%
Agosto	80.509	29.819	22.148	99.23%
Septiembre	64.524	23.861	18.346	84.94%
Octubre	51.572	22.924	17.538	78.57%
Noviembre	42.043	16.263	12.706	58.82%
Diciembre	32.017	13.734	10.561	47.32%

Tabla 32: Energía mensual de la planta de 30 MW con 20 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	38.729	13.808	10.806	48.41%
Febrero	40.864	15.676	11.524	57.16%
Marzo	59.218	22.542	16.988	76.11%
Abril	55.416	22.585	17.044	78.91%
Mayo	73.079	26.631	19.719	88.35%
Junio	84.994	28.911	21.070	97.54%
Julio	94.896	30.495	22.134	99.17%
Agosto	80.509	29.819	22.141	99.20%
Septiembre	64.524	24.076	18.607	86.14%
Octubre	51.572	23.478	18.005	80.67%
Noviembre	42.043	16.575	13.000	60.19%
Diciembre	32.018	13.860	10.673	47.82%

Tabla 33: Energía mensual de la planta de 60 MW con 10 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	79.958	24.343	18.387	41.19%
Febrero	84.596	28.631	21.103	52.34%
Marzo	121.718	40.023	29.270	65.57%
Abril	113.947	39.426	28.708	66.45%
Mayo	150.233	47.116	33.708	75.51%
Junio	174.488	52.696	37.397	86.57%
Julio	195.040	56.225	39.876	89.33%
Agosto	165.534	53.063	38.109	85.37%
Septiembre	132.464	41.838	30.714	71.10%
Octubre	105.875	37.402	27.577	61.78%
Noviembre	86.672	29.441	22.433	51.93%
Diciembre	65.851	24.535	18.484	41.41%

Tabla 34: Energía mensual de la planta de 60 MW con 12 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	79.725	25.218	19.287	43.21%
Febrero	84.138	29.193	21.624	53.63%
Marzo	121.566	41.688	30.894	69.21%
Abril	113.947	41.696	30.867	71.45%
Mayo	150.233	49.716	36.205	81.10%
Junio	174.488	55.892	40.475	93.69%
Julio	195.040	59.641	43.166	96.70%
Agosto	165.534	56.927	41.821	93.69%
Septiembre	132.464	44.410	33.299	77.08%
Octubre	105.875	40.143	30.086	67.40%
Noviembre	86.304	30.361	23.470	54.33%
Diciembre	65.662	25.628	19.523	43.73%

Tabla 35: Energía mensual de la planta de 60 MW con 14 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	79.441	25.931	20.016	44.84%
Febrero	84.133	29.751	22.033	54.65%
Marzo	121.566	43.076	32.222	72.18%
Abril	113.764	43.031	32.186	74.50%
Mayo	150.233	50.943	37.377	83.73%
Junio	174.488	56.586	41.135	95.22%
Julio	195.040	60.231	43.728	97.96%
Agosto	165.534	59.439	44.244	99.11%
Septiembre	132.464	46.530	35.460	82.08%
Octubre	105.875	42.755	32.471	72.74%
Noviembre	86.304	31.150	24.213	56.05%
Diciembre	65.662	26.466	20.295	45.46%

Tabla 36: Energía mensual de la planta de 60 MW con 16 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	79.441	26.556	20.630	46.21%
Febrero	84.133	30.271	22.399	55.55%
Marzo	121.566	43.743	32.855	73.60%
Abril	113.764	43.873	32.989	76.36%
Mayo	150.233	51.689	38.086	85.32%
Junio	174.488	56.966	41.491	96.04%
Julio	195.040	60.479	43.956	98.47%
Agosto	165.534	59.559	44.349	99.35%
Septiembre	132.464	47.123	36.139	83.66%
Octubre	105.875	44.643	34.162	76.53%
Noviembre	86.304	31.859	24.887	57.61%
Diciembre	65.696	27.047	20.853	46.71%

Tabla 37: Energía mensual de la planta de 60 MW con 18 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	79.480	27.067	21.159	47.40%
Febrero	84.133	30.774	22.751	56.43%
Marzo	121.566	44.366	33.445	74.92%
Abril	113.764	44.552	33.636	77.86%
Mayo	150.233	52.438	38.794	86.90%
Junio	174.488	57.339	41.840	96.85%
Julio	195.040	60.729	44.184	98.98%
Agosto	165.534	59.559	44.337	99.32%
Septiembre	132.464	47.621	36.727	85.02%
Octubre	105.875	45.771	35.118	78.67%
Noviembre	86.304	32.484	25.476	58.97%
Diciembre	65.697	27.426	21.203	47.50%

Tabla 38: Energía mensual de la planta de 60 MW con 20 horas de almacenamiento.

	Energía incidente en el campo solar [GWh]	Energía incidente en el receptor [GWh]	Energía producida [GWh]	Factor de capacidad [%]
Enero	79.415	27.563	21.683	48.57%
Febrero	84.133	31.276	23.090	57.27%
Marzo	121.566	44.981	34.017	76.20%
Abril	113.764	45.069	34.124	78.99%
Mayo	150.233	53.184	39.504	88.49%
Junio	174.488	57.713	42.191	97.66%
Julio	195.040	60.872	44.312	99.26%
Agosto	165.534	59.559	44.325	99.29%
Septiembre	132.464	48.048	37.246	86.22%
Octubre	105.875	46.875	36.052	80.76%
Noviembre	86.304	33.109	26.067	60.34%
Diciembre	65.699	27.677	21.427	48.00%