

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



UNIVERSITAS
Miguel Hernández

"MODERNIZACIÓN DE LA PLANTA
TERMOSOLAR DE VILLENA MEDIANTE LA
INCLUSIÓN DE ALMACENAMIENTO
TÉRMICO"

TRABAJO FIN DE GRADO

Julio - 2025

AUTOR: Manuel Sagarzazu Robles

DIRECTOR: Manuel Lucas Miralles



AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento al profesor Manuel Lucas, tutor del presente trabajo, por su apoyo y guía durante todo el desarrollo del mismo. Su dedicación y conocimientos han sido fundamentales para superar los desafíos y dirigir este proyecto hasta el resultado final.

Asimismo, a Javier Catalán Martínez, director de operaciones de la planta termosolar Enerstar-Villena, por su colaboración compartiendo datos reales de funcionamiento y su disponibilidad para resolver cuantas consultas técnicas han surgido.

A mi madre, mi padre y mi hermano. Gracias por creer siempre en mí. Este trabajo representa el fruto de todo el apoyo, la paciencia y la confianza que me habéis dado. Gracias por enseñarme que todo el esfuerzo siempre viene acompañado de su recompensa.





ÍNDICE

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN.....	10
1.1 Objeto.....	10
1.2 Alcance.....	12
1.3 Introducción y justificación del uso de la energía termosolar.....	12
1.4 Situación energética actual en España.....	15
1.5 Tecnologías termosolares existentes.....	21
1.6 Almacenamiento de energía en plantas termosolares.....	26

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA TERMOSOLAR ENERSTAR-VILLENA.....	31
2.1 Descripción de la planta termosolar.....	31
2.2 Configuración de la planta.....	33
2.2.1 Campo Solar.....	34
2.2.2 Bloque de potencia.....	46
2.2.3 Sistema de condensación - refrigeración.....	49

CAPÍTULO 3

MODELIZACIÓN DE LA PLANTA TERMOSOLAR ENERSTAR-VILLENA.....	51
3.1 Objeto.....	51
3.2 Introducción a SAM (System Advisor Model).....	52
3.3 Información de entrada para la modelización de Enerstar-Villena en SAM..	55
3.3.1 Location and Resource.....	56
3.3.2 System Design.....	58
3.3.3 Solar Field.....	59
3.3.4 Collectors (SCA).....	60
3.3.5 Receivers (HCE).....	61
3.3.6 Power Cycle.....	63
3.3.7 Thermal Storage.....	64
3.3.8 System Control.....	65

CAPÍTULO 4	
RESULTADOS Y VALIDACIÓN DEL CASO BASE.....	68
4.1 Objeto.....	68
4.2 Revisión bibliográfica.....	68
4.3 Resultados del case base.....	70
4.4 Validación con datos experimentales.....	76
4.4.1 Validación energética.....	76
CAPÍTULO 5	
ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	88
5.1 Introducción y metodología.....	88
5.2 Análisis económico del mercado eléctrico.....	89
5.3 Conclusiones.....	94
CAPÍTULO 6	
ESTUDIO COMPARATIVO PARA LA SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO.....	95
6.1 Introducción y condiciones de simulación.....	95
6.1.1 Objetivo del análisis comparativo.....	95
6.1.2 Descripción de la configuración del sistema de almacenamiento térmico en SAM.....	96
6.2 Análisis y optimización de simulaciones de almacenamiento realizadas.....	105
6.2.1 Sin control de inyección. 1º Serie.....	105
6.2.2 Control de inyección por franjas horarias fijas. 2ª Serie.....	109
6.2.3 Control de inyección adaptativo al precio el mercado eléctrico. 3ª Serie..	116
6.2.4 Control de inyección adaptativo a la radiación solar disponible. 4ª Serie.	124
6.2.5 Estrategia de inyección mixta. 5ª Serie.....	132
6.3 Resumen de los resultados obtenidos.....	137
CAPÍTULO 7	
ESTUDIO ECONÓMICO DE LOS COSTES ASOCIADOS A LA CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	142
7.1 Introducción y justificación.....	142
7.2 Fuentes de Información y Retos en la Estimación de Costes del TES...143	
7.3 Metodología para la Extrapolación de Costes del TES.....	145
7.4 Resultados del análisis económico.....	147
7.5 Resumen de los resultados obtenidos.....	152

CAPÍTULO 8	
CONCLUSIONES.....	158
8.1 Conclusiones generales del estudio.....	158
8.2 Aplicabilidad de los resultados.....	160
8.3 Limitaciones del estudio.....	161
8.4 Líneas futuras de investigación.....	161
BIBLIOGRAFÍA.....	163





CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Objeto

En un contexto de necesidad de transición energética, las fuentes renovables se presentan como pieza fundamental para enfrentar el cambio climático. Es por ello que se prevé un aumento considerable a nivel mundial en la generación de energía a partir de estas fuentes. Sin embargo, tecnologías como la energía fotovoltaica y eólica dependen de las condiciones meteorológicas, lo que genera una producción de energía variable. Este fenómeno, conocido como "curva del pato", se refiere a la desajustada relación entre la oferta solar durante el día y la demanda eléctrica por la tarde.

Una solución clave a este problema es el almacenamiento de energía, donde destaca la energía termosolar por su capacidad de almacenar calor, lo que permite generar electricidad incluso en ausencia de radiación solar. Esto hace que la termosolar sea una alternativa interesante para mitigar los efectos de este fenómeno y mejorar la estabilidad de la red eléctrica.

Este trabajo tiene como objeto principal investigar la viabilidad y el impacto de modernizar la planta termosolar de Villena mediante la incorporación de un sistema de almacenamiento térmico (TES). Actualmente, la planta de Villena carece de esta capacidad, lo que limita su flexibilidad operativa y su contribución a la estabilidad de la red. La inclusión de un TES le permitiría generar electricidad de manera más constante y gestionar mejor la intermitencia inherente a las fuentes renovables, posicionándola como un activo más valioso en el mercado eléctrico.

Para llevar a cabo este análisis, se requerirá el modelado de la planta termosolar de Villena en el software SAM. Además, será necesario un estudio detallado del mercado eléctrico para analizar la demanda y los precios de la energía y determinar el valor potencial de la electricidad despachable generada. Se realizará

un análisis exhaustivo del almacenamiento térmico junto con un estudio económico que evalúe la rentabilidad y los costes de la implementación del sistema.

Mediante este enfoque, se investigará la cantidad óptima de horas de almacenamiento necesarias para garantizar el suministro de energía en ausencia de radiación solar, y se analizará la viabilidad operativa y económica de la implementación de estos sistemas en la planta de Villena.



1.2 Alcance

El alcance de este trabajo está limitado al estudio de la planta termosolar de Villena, sin incluir otros tipos de plantas termosolares. Además, se abordarán aspectos técnicos y económicos desde un punto de vista estimativo, sin entrar en el análisis detallado de la infraestructura de la red eléctrica en su totalidad ni de las políticas regulatorias que puedan afectar a la viabilidad del sistema.

Por lo tanto, este proyecto se centra exclusivamente en el estudio de la solución que presenta el almacenamiento de energía para la producción de la planta termosolar de Villena y una estimación de la viabilidad técnica y económica de la misma, sin considerar otros factores externos o sociales que podrían influir en la adopción de esta tecnología.

1.3 Introducción y justificación del uso de la energía termosolar

En un contexto de creciente preocupación por el cambio climático y la sostenibilidad, el desarrollo de energías renovables se ha convertido en un pilar fundamental de la transición energética. La necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero ha impulsado la búsqueda de fuentes de energía limpias, inagotables y eficientes. Entre ellas, destacan la energía eólica, la hidráulica, la biomasa, la geotérmica y la solar, cada una con características y aplicaciones particulares.

Dentro de este conjunto de energías renovables, en la actualidad, la eólica y la fotovoltaica son la principal apuesta debido a la abundancia y disponibilidad de estos recursos en muchas regiones del mundo, especialmente en nuestro país. Sin embargo, presentan un problema que afecta a la estabilidad de la red eléctrica, ya que, aunque son fuentes inagotables, su generación depende completamente de las condiciones meteorológicas.

Esto es especialmente notable en la energía fotovoltaica, cuya producción se concentra exclusivamente en las horas de mayor irradiación solar, lo que no siempre coincide con los momentos de mayor demanda eléctrica. Durante el día, la producción fotovoltaica puede ser tan alta que supere la demanda, lo que obliga a regular la producción o almacenar el excedente. Sin embargo, al atardecer, cuando

la demanda eléctrica aumenta y la generación solar cae abruptamente, se requiere recurrir a otras fuentes para suplir la diferencia. Este fenómeno se conoce como la "curva del pato" debido a la forma característica que adquiere la gráfica de demanda y generación. La Figura 1 ilustra cómo la producción eléctrica peninsular ha cambiado en los últimos cinco años debido al crecimiento de la fotovoltaica (comparando el 15/5/2019 y el 15/5/2024). Esta situación plantea dos retos: el exceso de generación solar durante el día, que puede desestabilizar la red si no se gestiona correctamente, y la necesidad de fuentes complementarias (almacenamiento, energías fósiles o renovables gestionables) para cubrir la demanda nocturna.

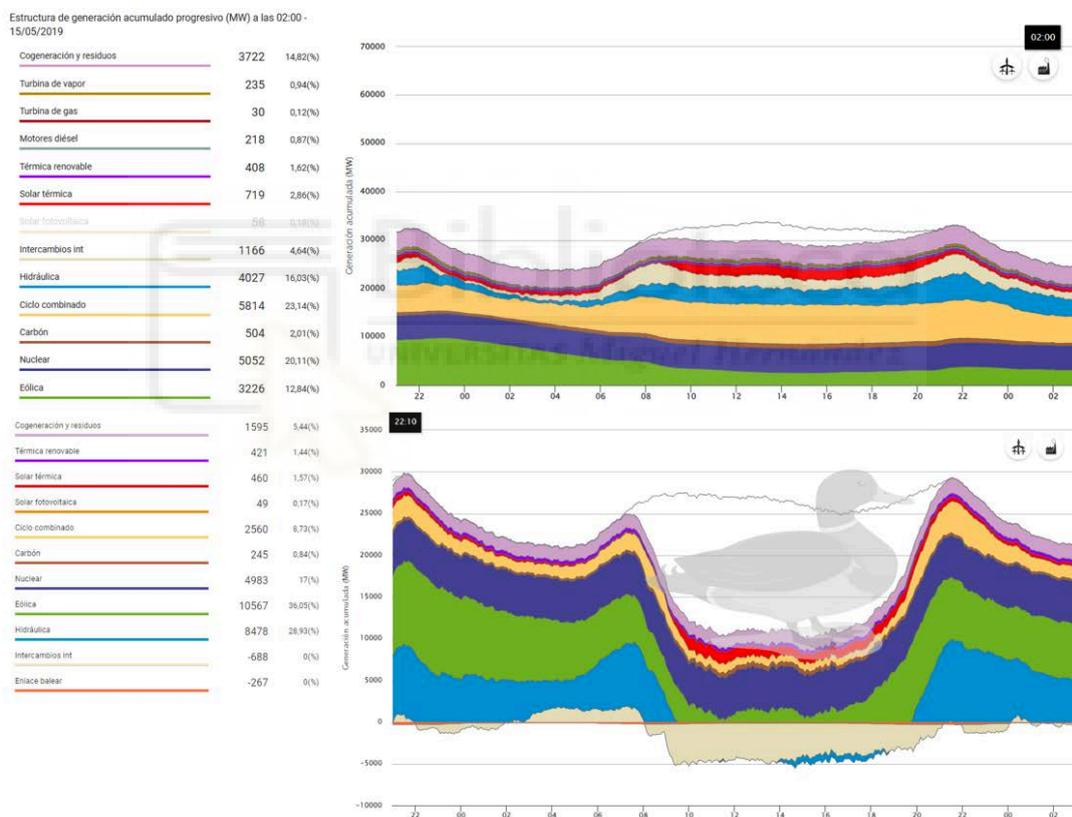


Figura 1.1. Comparativa de la generación eléctrica en el sistema peninsular

Esta situación ha llevado a plantear alternativas que, sin dejar de aprovechar la energía solar, permitan una mayor estabilidad en el suministro eléctrico. En este contexto, la energía solar termoeléctrica o termosolar se presenta como una solución complementaria y estratégica.

La energía termosolar funciona mediante la captación y concentración del calor solar para su aprovechamiento en distintas aplicaciones. Para ello, se emplean espejos o colectores solares que dirigen la radiación hacia un fluido térmico, elevando su temperatura hasta valores que pueden oscilar entre 300 °C y 1000 °C, dependiendo de la tecnología empleada. Este calor puede utilizarse directamente en sistemas de calefacción, calentamiento de agua o procesos industriales, o bien transformarse en electricidad mediante la generación de vapor que impulsa una turbina conectada a un generador.

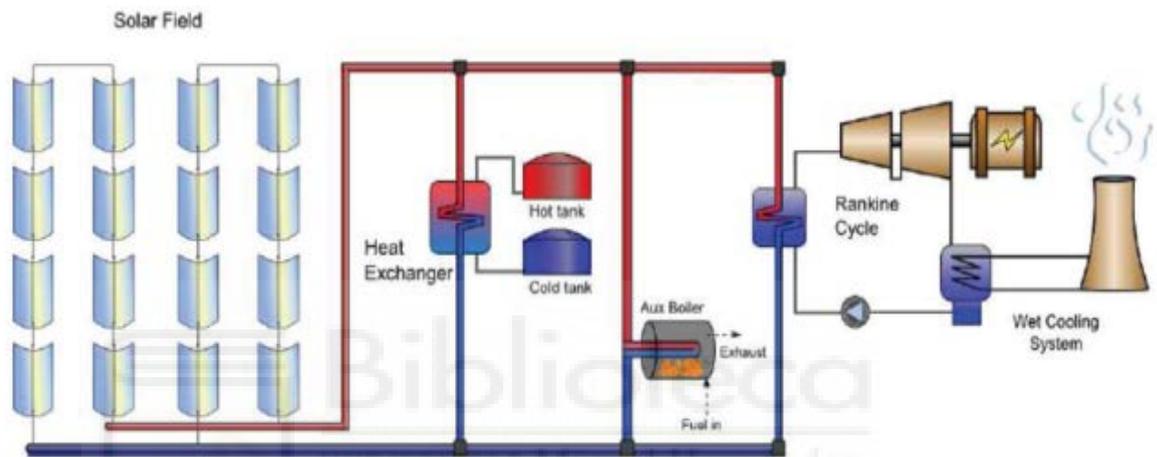


Figura 1.2. Esquema de una central termosolar genérica con colectores cilindro-parabólicos

Existen diversas tecnologías de captación termosolar. Entre ellas, los colectores solares planos, empleados en viviendas e industrias para calentar agua; los colectores de tubos de vacío, más eficientes y utilizados en calefacción y procesos industriales; o las centrales de torre solar y los sistemas cilindro-parabólicos, entre otros, empleados para generar electricidad. Estas tecnologías se describirán con mayor detalle más adelante en este capítulo.

A diferencia de la energía fotovoltaica, la termosolar tiene la ventaja de poder almacenar calor mediante el uso de sales fundidas, permitiendo la producción de electricidad incluso en ausencia de radiación solar directa. Este almacenamiento térmico la convierte en una opción clave para garantizar un suministro energético estable y reducir la intermitencia de las renovables.

La energía termosolar presenta múltiples ventajas. Es una fuente de energía polivalente, renovable y sostenible, con bajas emisiones de CO₂ y la capacidad de almacenar calor, que permite generar electricidad incluso en ausencia de sol. No obstante, a la hora de hablar de esta tecnología también hay que destacar su alto costo inicial, la necesidad de grandes extensiones de terreno para la instalación de los colectores y su dependencia de la disponibilidad solar.

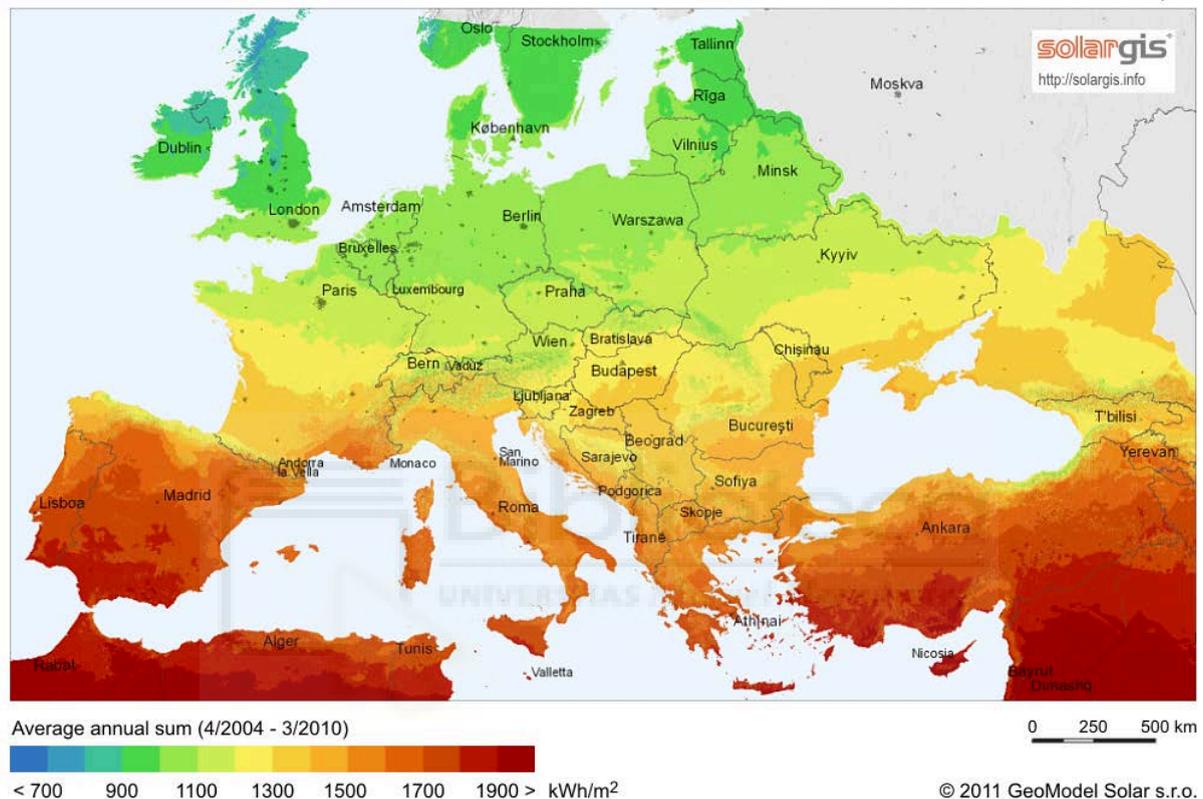


Figura 1.3. Mapa de radiación solar en Europa

Dado el potencial de la energía termosolar y su importancia dentro del mix energético, en el siguiente apartado se analizará su papel en la situación energética actual de España.

1.4 Situación energética actual en España

En los últimos años, España ha experimentado una evolución significativa en su modelo de generación eléctrica, con un crecimiento sostenido del porcentaje de electricidad producido a partir de fuentes renovables. Esta tendencia responde a la necesidad de cumplir con los objetivos climáticos establecidos en el Plan Nacional

Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y en el Pacto Verde Europeo, al mismo tiempo que se transforma de manera estructural el sistema eléctrico nacional. Entre 2019 y 2024, la cuota de generación renovable ha pasado de aproximadamente un 38 % a superar el 56 % del total de la electricidad generada. Esta evolución refleja no solo el avance tecnológico y la reducción de costes de ciertas tecnologías, sino también el compromiso político e institucional con la transición energética.

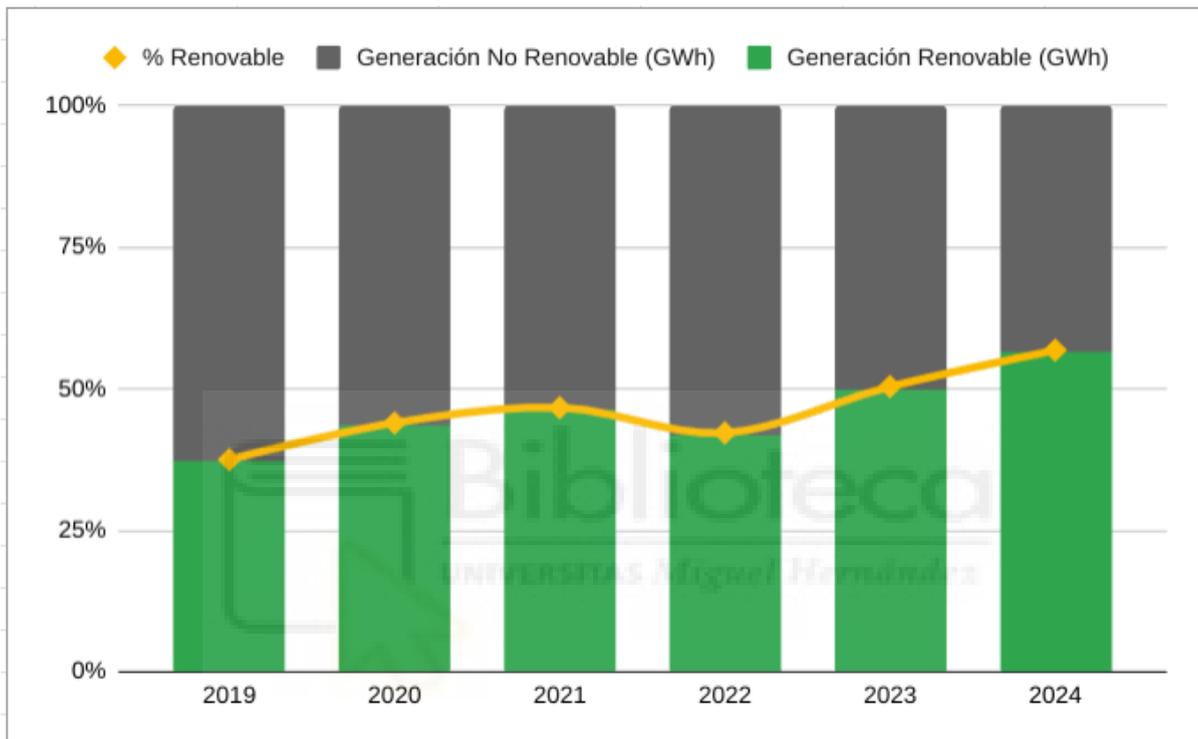


Figura 1.4. Evolución porcentaje generación renovable España (2019–2024)

Uno de los principales motores de este cambio ha sido el aumento considerable de la potencia instalada en fuentes renovables, en particular en energía solar fotovoltaica y eólica. Entre 2014 y 2023, la potencia fotovoltaica creció más de un 500 %, impulsada por la construcción de grandes parques solares, la implantación de políticas de autoconsumo y la caída del precio de los paneles. Por su parte, la energía eólica también ha mostrado una evolución positiva y sostenida, consolidándose como una de las tecnologías más maduras y competitivas del mix español. Otras tecnologías como la solar térmica, la biomasa o la hidráulica han mantenido una presencia más estable, aunque con menor dinamismo en términos de nueva capacidad instalada.

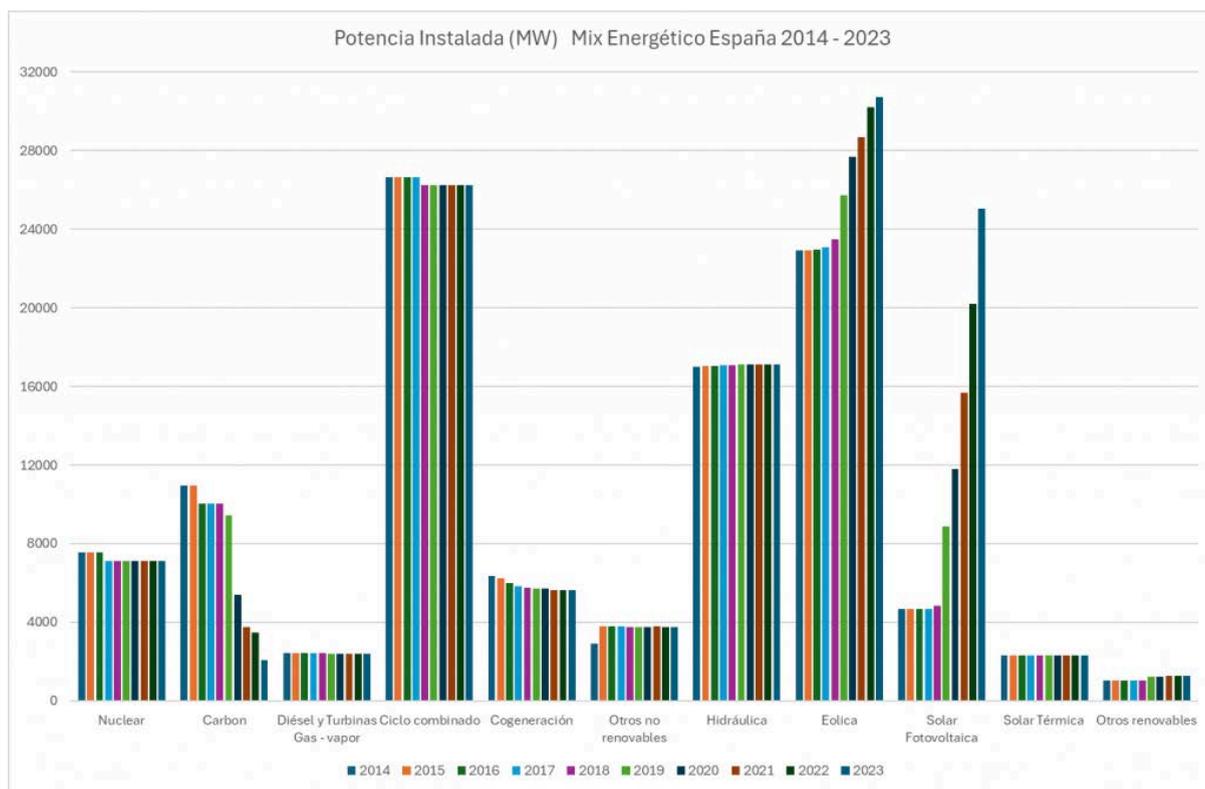


Figura 1.5. Evolución mix potencia instalada España (2014–2023)

Estos cambios en la infraestructura energética se han reflejado claramente en los datos de generación eléctrica de 2024. Ese año, las fuentes renovables generaron más del 56 % de la electricidad del sistema eléctrico español. La energía eólica encabezó el mix con un 23 % de la producción total, seguida por la solar fotovoltaica con un 17,9 %. Esta última ha duplicado prácticamente su participación en tan solo cinco años, lo que evidencia su rápida expansión y consolidación como una tecnología clave en el camino hacia la descarbonización.

A pesar de este progreso, el sistema sigue dependiendo parcialmente de fuentes no renovables. La energía nuclear, por su carácter gestionable y estable, representa aún alrededor del 19 % de la generación eléctrica. Por su parte, los ciclos combinados de gas natural aportaron en torno al 15 %, actuando como respaldo en momentos de baja producción renovable. La producción hidráulica, altamente dependiente de las condiciones hidrológicas, supuso aproximadamente un 9 % del total.

Uno de los principales desafíos actuales en esta transición energética es la integración eficiente de las energías renovables variables (ERV), como la solar fotovoltaica y la eólica, en un sistema que fue diseñado originalmente para una generación centralizada y gestionable. Estas tecnologías presentan una producción intermitente y no despachable, condicionada por factores meteorológicos y cíclicos, como la irradiación solar o la velocidad del viento, lo cual introduce nuevas complejidades en la planificación, operación y estabilidad de la red eléctrica.

Este comportamiento da lugar a desajustes entre la generación renovable disponible y la demanda real, especialmente en días de alta producción solar y baja demanda, como los de primavera. En estas situaciones, se registran picos de generación solar durante las horas centrales del día que no coinciden con los momentos de mayor consumo. Esto provoca excedentes de electricidad que deben ser gestionados mediante vertido, almacenamiento o exportación. Al atardecer, la producción solar desciende rápidamente justo cuando la demanda se incrementa, especialmente por el aumento de la actividad doméstica. Para cubrir este déficit, el sistema debe activar en cuestión de minutos centrales eléctricas gestionables, que en su mayoría no son renovables (como ciclos combinados, nuclear o hidráulica de bombeo).

Este fenómeno se representa mediante la curva de demanda neta, es decir, la demanda total menos la generación renovable no gestionable. Su forma característica ha dado lugar al término "curva del pato", en referencia a la depresión diurna (la "barriga") y al fuerte ascenso vespertino (el "cuello"). Esta forma refleja varios retos operativos: mayor necesidad de flexibilidad, rampas pronunciadas de generación convencional, riesgos de congestión en la red y potenciales desequilibrios en frecuencia y potencia.

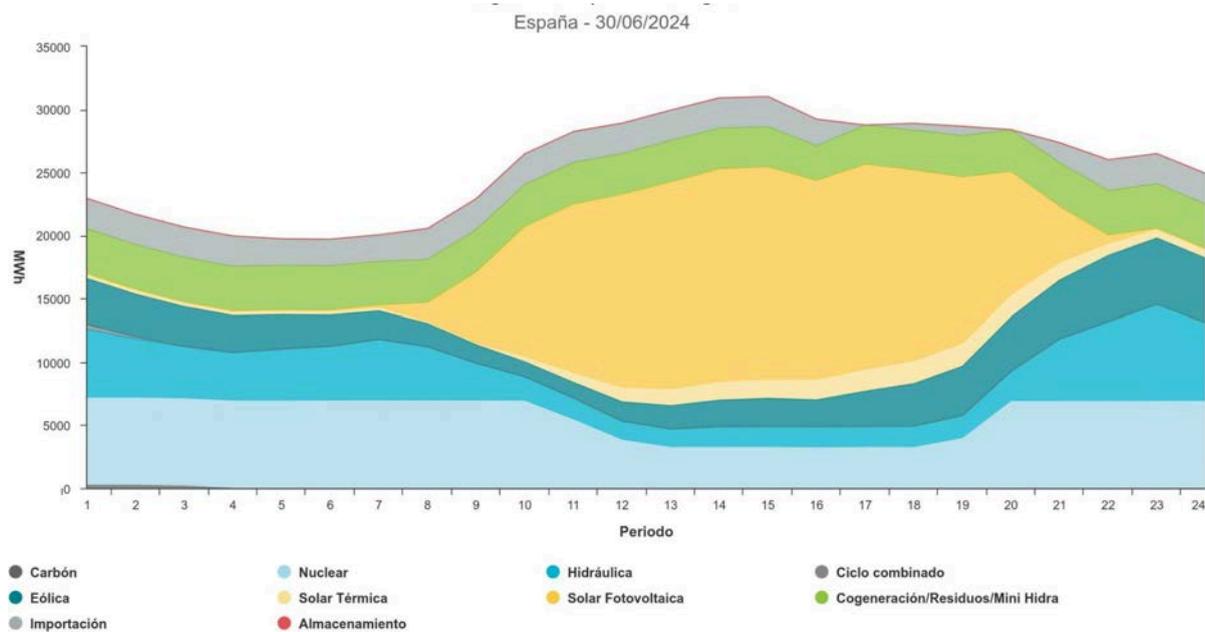


Figura 1.6. Curva de generación por tipo de tecnología en un día típico de verano

Para abordar esta creciente desalineación entre la generación renovable y la demanda real, se están desarrollando diversas estrategias orientadas a dotar al sistema de mayor flexibilidad. Entre ellas se encuentran la instalación de sistemas de almacenamiento energético, tanto mediante baterías eléctricas como a través de tecnologías de almacenamiento térmico; la gestión activa de la demanda para desplazar consumos hacia las horas solares; el refuerzo de las interconexiones con países vecinos; y la integración de tecnologías renovables gestionables capaces de aportar generación controlada y predecible.

En este contexto, la energía solar termoeléctrica (termosolar) destaca por su singularidad: es una fuente renovable que, a diferencia de la fotovoltaica, puede desacoplar la captación de energía solar de la generación de electricidad gracias a su sistema de almacenamiento térmico. Este almacenamiento, basado habitualmente en sales fundidas, permite acumular el calor captado durante el día y utilizarlo posteriormente para generar electricidad en momentos de alta demanda, como al anochecer o incluso durante la noche. Esta capacidad convierte a la termosolar en una tecnología especialmente útil para mitigar los efectos de la curva del pato, ya que suaviza las rampas de generación requeridas por el sistema y aporta firmeza renovable cuando otras fuentes no están disponibles.

Aunque actualmente su peso en el mix eléctrico español es reducido (alrededor del 1,5% de la generación total), su valor estratégico es considerable. España lidera a nivel mundial el desarrollo de esta tecnología, tanto en número de plantas operativas como en potencia instalada, principalmente en regiones con alta irradiación solar como Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha, donde las condiciones climáticas permiten una alta eficiencia de estas instalaciones.



Figura 1.7. Localización de las principales plantas termosolares en España

En resumen, España se encuentra en una senda clara hacia una matriz energética más limpia y resiliente. No obstante, alcanzar un sistema verdaderamente sostenible y gestionable requiere impulsar tecnologías capaces de ofrecer generación renovable firme, incluso en ausencia de sol o viento. Precisamente por ello, en el siguiente capítulo se profundizará en la energía termosolar: sus tecnologías, su funcionamiento y por qué podría tener un papel importante en el futuro del sistema eléctrico español.

1.5 Tecnologías termosolares existentes

Las tecnologías de concentración solar, también conocidas como CSP (Concentrated Solar Power), aprovechan la radiación solar directa para generar energía térmica a altas temperaturas, que posteriormente puede convertirse en electricidad mediante ciclos termodinámicos convencionales. El principio de funcionamiento de todas estas tecnologías parte del mismo fundamento: captar y concentrar la radiación solar utilizando sistemas ópticos que permiten alcanzar temperaturas desde los 200 °C hasta más de 1000 °C, dependiendo del tipo de sistema. Esta energía térmica puede emplearse no solo para generar electricidad, sino también para aplicaciones industriales, desalinización, producción de frío por absorción o aplicaciones domésticas. Como ya se ha comentado anteriormente una de las principales ventajas de la energía termosolar frente a otras renovables es que el calor generado puede almacenarse durante varias horas, lo que permite desacoplar la generación respecto a la captación solar y adaptar la producción eléctrica a la demanda, mejorando así la estabilidad de la red.

Las tecnologías termosolares se clasifican según la geometría de sus sistemas de captación en dos grandes grupos: las tecnologías de concentración puntual y las de concentración lineal. En las primeras, los rayos solares se concentran en un punto, mientras que en las segundas lo hacen a lo largo de una tubería o canal. Dentro de estas dos categorías existen cuatro configuraciones principales que han alcanzado distintos grados de desarrollo y comercialización: torre central, disco Stirling, colectores Fresnel y colectores cilindro-parabólicos.

La tecnología de torre central es uno de los sistemas de concentración puntual más representativos y con mayor potencial de desarrollo a gran escala. En estas instalaciones, un conjunto de espejos planos móviles denominados heliostatos sigue la trayectoria del sol y concentra la radiación en un receptor situado en lo alto de una torre. Este receptor absorbe el calor y lo transfiere a un fluido térmico que puede ser aire, sales fundidas o incluso hidrógeno en fases experimentales. Las altas temperaturas alcanzadas, que pueden llegar a los 1000 °C, permiten operar ciclos termodinámicos de mayor eficiencia y facilitan la hibridación con turbinas de gas. Esta tecnología ha sido ya desplegada comercialmente en España con plantas pioneras como PS10 y PS20, situadas en Sevilla, y más recientemente con

Gemasolar, que incorpora un sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas capaz de generar electricidad de forma continua durante más de 15 horas sin radiación solar. Esto convierte a las torres solares en una solución destacada para aportar firmeza renovable en momentos de alta demanda y baja generación fotovoltaica o eólica.

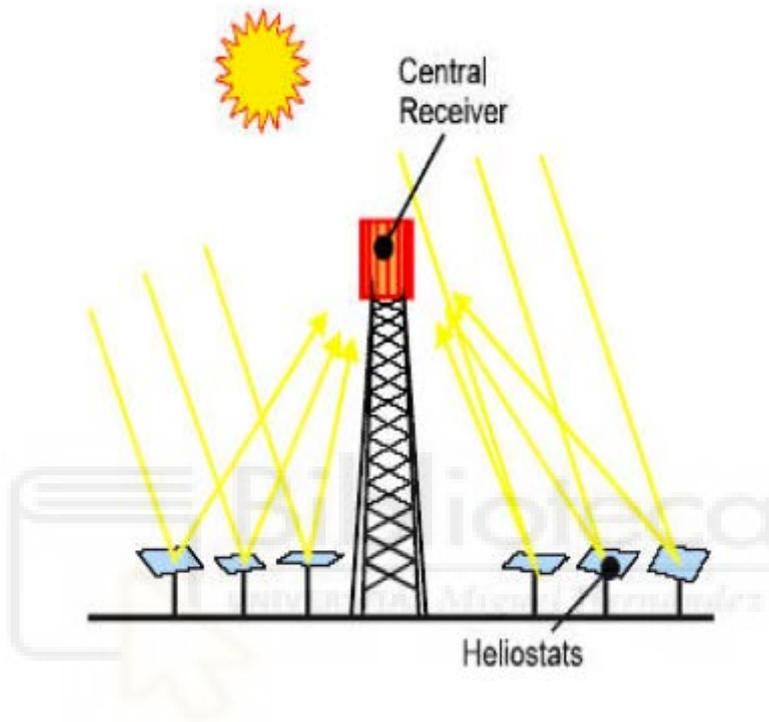


Figura 1.8. Esquema de funcionamiento de una central termosolar de torre central.

El sistema disco Stirling, también de concentración puntual, consiste en un reflector parabólico circular que concentra la radiación solar en un receptor colocado en el foco del disco. En este receptor se calienta un fluido que alimenta un motor Stirling, un motor térmico de ciclo cerrado que convierte calor en movimiento mediante la expansión y compresión de un gas, acoplado a un generador eléctrico. Esta configuración permite alcanzar temperaturas en torno a los 750 °C, lo que se traduce en una eficiencia elevada en la conversión energética. Además, presenta la mayor relación de concentración óptica entre todas las tecnologías termosolares, con valores que oscilan entre 600 y 2000. Su diseño modular la hace especialmente adecuada para sistemas autónomos o aplicaciones descentralizadas en zonas remotas, y aunque no está tan extendida comercialmente como otras opciones, ha

demostrado un alto rendimiento en plantas piloto y aplicaciones a pequeña escala. Las unidades Stirling pueden funcionar de forma independiente o integrarse en parques solares distribuidos, ofreciendo una flexibilidad notable para cubrir demandas energéticas localizadas.

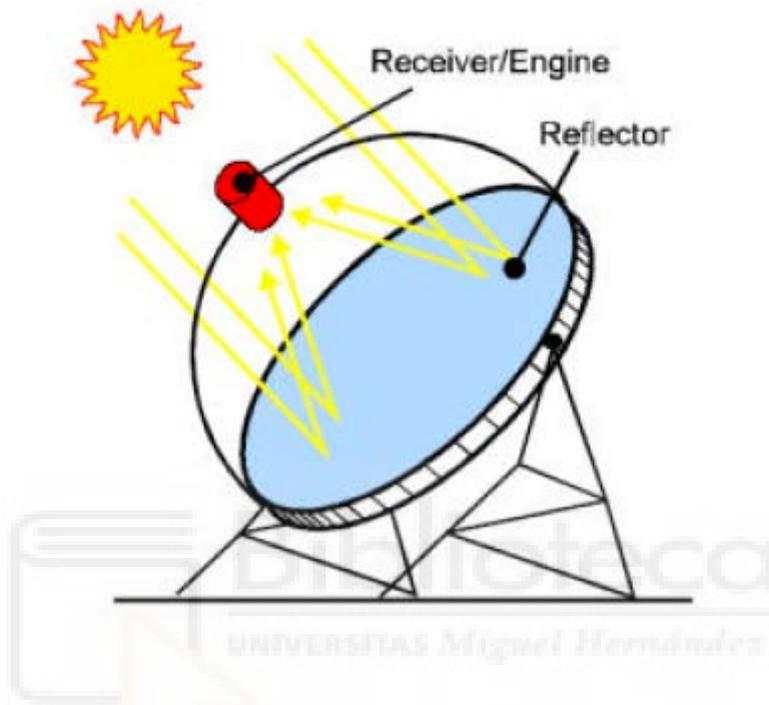
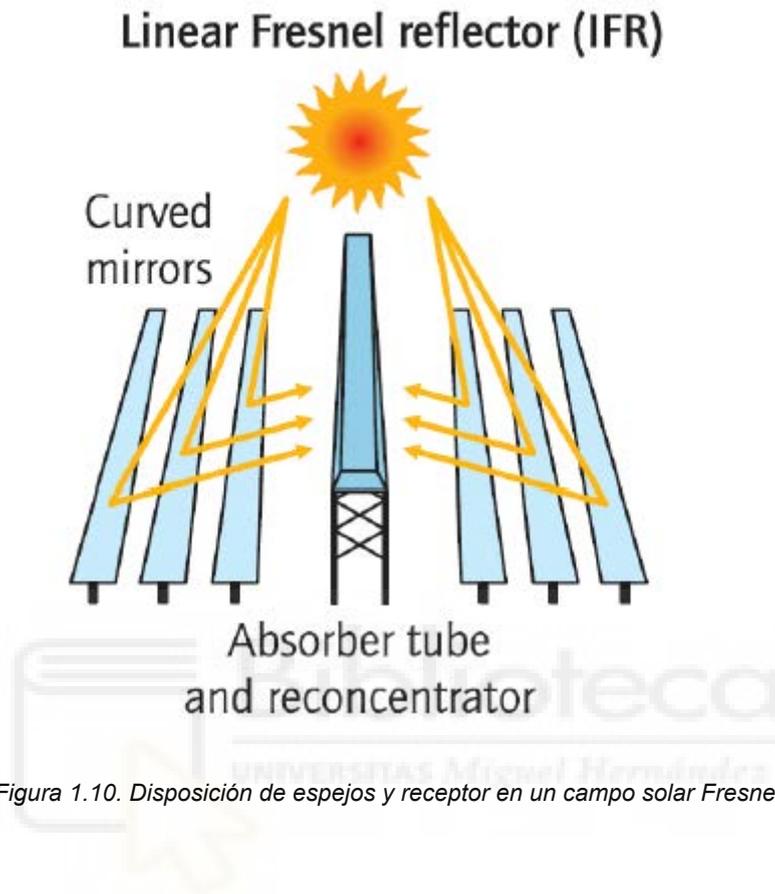


Figura 1.9. Vista de un sistema disco Stirling con receptor y motor acoplado.

En el caso de los colectores Fresnel, la concentración de la radiación se realiza mediante una serie de espejos planos ligeramente curvados que enfocan los rayos solares en un tubo receptor fijo, suspendido por encima del campo de espejos. A diferencia de las otras tecnologías, los Fresnel presentan un diseño más sencillo y compacto, lo que reduce significativamente los costes de fabricación e instalación. El fluido térmico que circula por el receptor suele ser agua, que se convierte directamente en vapor saturado, eliminando la necesidad de intercambiadores de calor adicionales. Sin embargo, esta simplicidad implica también ciertas limitaciones en cuanto a la temperatura alcanzada y, por tanto, en la eficiencia global del sistema, que suele ser menor que en otras configuraciones. Aun así, los colectores Fresnel representan una opción viable para aplicaciones industriales térmicas y proyectos de menor escala. En España, esta tecnología se

ha implementado en las centrales construidas por Novatec en Calasparra, Murcia, que en conjunto suman una potencia de 30 MW.



Finalmente, la tecnología cilindro-parabólica es la más extendida y madura a nivel comercial. Se basa en filas paralelas de colectores parabólicos que reflejan la radiación solar hacia un tubo absorbente situado en la línea focal del espejo. En este tubo circula un aceite térmico que se calienta hasta temperaturas cercanas a los 400 °C. El fluido caliente se transfiere posteriormente a un intercambiador de calor donde se genera vapor de agua que impulsa una turbina conectada a un generador eléctrico, de forma análoga a una central térmica convencional. Esta configuración ofrece una buena combinación entre eficiencia, fiabilidad y escalabilidad, siendo adecuada tanto para plantas medianas como grandes. En España, la mayoría de las centrales termosolares actualmente en operación utilizan esta tecnología, con unidades de 50 MW de potencia nominal, muchas de las cuales incorporan sistemas de almacenamiento térmico capaces de mantener la producción durante siete horas en ausencia de radiación solar. La amplia experiencia operativa acumulada y la existencia de una cadena de suministro

consolidada hacen de la tecnología cilindro-parabólica una de las apuestas más sólidas para el despliegue de la termosolar en el corto y medio plazo.

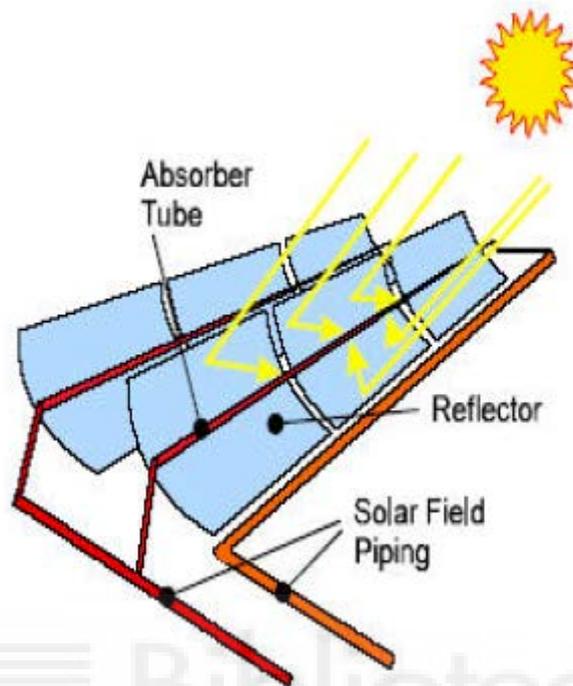


Figura 1.11. Esquema de funcionamiento de un colector cilindro-parabólico

En conjunto, estas tecnologías configuran un abanico de soluciones termosolares que, si bien comparten principios físicos comunes, ofrecen distintos grados de eficiencia, complejidad y escalabilidad. La elección de una u otra depende de múltiples factores, como el recurso solar disponible, el tamaño del proyecto, la necesidad de almacenamiento, el coste del suelo y los objetivos específicos de cada instalación. Aunque el almacenamiento térmico no ha sido tratado en profundidad en este apartado, cabe señalar que su integración resulta fundamental para maximizar el valor de estas tecnologías en el sistema eléctrico, tema que se abordará detalladamente en el siguiente capítulo.

1.6 Almacenamiento de energía en plantas termosolares

Uno de los aspectos que distingue a la energía termosolar de otras tecnologías renovables es su capacidad para almacenar energía térmica y generar electricidad en momentos en los que no hay radiación solar directa. Esta posibilidad permite desacoplar temporalmente la captación solar de la producción eléctrica, lo que supone una ventaja estratégica frente a otras fuentes renovables intermitentes, como la eólica o la fotovoltaica, y la convierte en una de las tecnologías renovables más prometedoras en términos de firmeza y gestionabilidad

El almacenamiento térmico en las plantas termosolares permite acumular el calor recogido durante las horas de mayor irradiación solar para transformarlo en electricidad más adelante, habitualmente al atardecer o durante la noche, cuando la demanda aumenta y la producción solar disminuye. Este sistema contribuye de forma decisiva a suavizar las rampas de generación requeridas por el sistema eléctrico, mitigando fenómenos como la "curva del pato" y favoreciendo el equilibrio entre oferta y demanda. Actualmente, existen diversas tecnologías de almacenamiento térmico aplicadas en plantas termosolares, siendo la más extendida en instalaciones comerciales la que emplea sales fundidas, debido a su alta capacidad calorífica, estabilidad térmica y coste relativamente competitivo.

Existen diferentes tecnologías de almacenamiento térmico empleadas en plantas termosolares, clasificadas según el mecanismo físico mediante el cual conservan la energía. Una de las más simples y consolidadas es el almacenamiento por calor sensible, que consiste en elevar la temperatura de un material sin que éste cambie de estado. En este caso, la energía se acumula en forma de calor interno. Un ejemplo representativo es el uso de bloques de hormigón o aceites térmicos, que retienen el calor durante el día para liberarlo posteriormente. Aunque se trata de una tecnología sencilla y robusta, su capacidad energética por unidad de volumen es limitada, lo que obliga a utilizar grandes cantidades de material para almacenar energía significativa.

Otra opción es el almacenamiento por calor latente, que se basa en materiales de cambio de fase (PCM). Estos materiales absorben o liberan grandes cantidades de energía al fundirse o solidificarse, es decir, al cambiar de estado físico

a temperatura constante. Este mecanismo permite una mayor densidad energética en un volumen reducido respecto al calor sensible. Sin embargo, aunque ofrece un potencial técnico muy interesante, su aplicación comercial aún es incipiente debido a desafíos técnicos como la estabilidad térmica, la degradación de los materiales tras varios ciclos y problemas de corrosión con los recipientes.

Por su parte, el almacenamiento termoquímico utiliza reacciones químicas reversibles para absorber y liberar energía. Durante la reacción directa, se almacena energía en forma de enlaces químicos, y esta se recupera posteriormente al invertir la reacción. Esta tecnología tiene un gran potencial, especialmente por su capacidad para almacenar energía durante largos periodos sin pérdidas térmicas, y por ofrecer densidades energéticas muy superiores a las anteriores. No obstante, su elevada complejidad técnica, su escasa madurez tecnológica y la falta de experiencias comerciales reales la relegan todavía al ámbito de la investigación y los proyectos piloto.

En el contexto actual, la tecnología más extendida y consolidada en aplicaciones comerciales es el almacenamiento térmico mediante sales fundidas. Este sistema emplea una mezcla eutéctica de nitrato sódico y nitrato potásico que, tras ser calentada por el fluido térmico procedente del campo solar, puede alcanzar temperaturas comprendidas entre los 290 °C y los 565 °C. Las sales fundidas presentan una elevada capacidad calorífica, son estables a altas temperaturas y muestran un comportamiento predecible durante largos ciclos de operación, lo que favorece su fiabilidad y facilita su integración con el resto de la planta. Además, su coste es relativamente bajo en comparación con otras alternativas, y permite almacenar grandes cantidades de energía en tanques de dimensiones contenidas, con mínimas pérdidas térmicas. Estas características han convertido a las sales fundidas en la solución de referencia para garantizar la gestión eficiente de la energía en centrales termosolares y permitir una generación eléctrica continua más allá de las horas de insolación directa.

El sistema de almacenamiento térmico con sales fundidas se basa habitualmente en un diseño de doble tanque: uno que contiene las sales a baja temperatura, conocido como tanque de sales frías, y otro que almacena las sales tras haber sido calentadas, el tanque de sales calientes. Durante las horas de

insolación, el fluido térmico del campo solar transfiere su energía a las sales, elevando su temperatura hasta valores entre 500 °C y 600 °C, y estas son almacenadas en el tanque caliente. Cuando se requiere generación eléctrica, incluso en ausencia de radiación solar, las sales calientes se hacen circular a través de un intercambiador de calor donde transfieren su energía al agua, produciendo vapor que acciona una turbina. Una vez han cedido su calor, las sales retornan al tanque frío, completando así un ciclo térmico cerrado. Este sistema permite una operación flexible, continua y altamente gestionable, adaptándose con rapidez a las demandas del sistema eléctrico y reduciendo la dependencia de fuentes fósiles en los momentos de menor disponibilidad renovable.

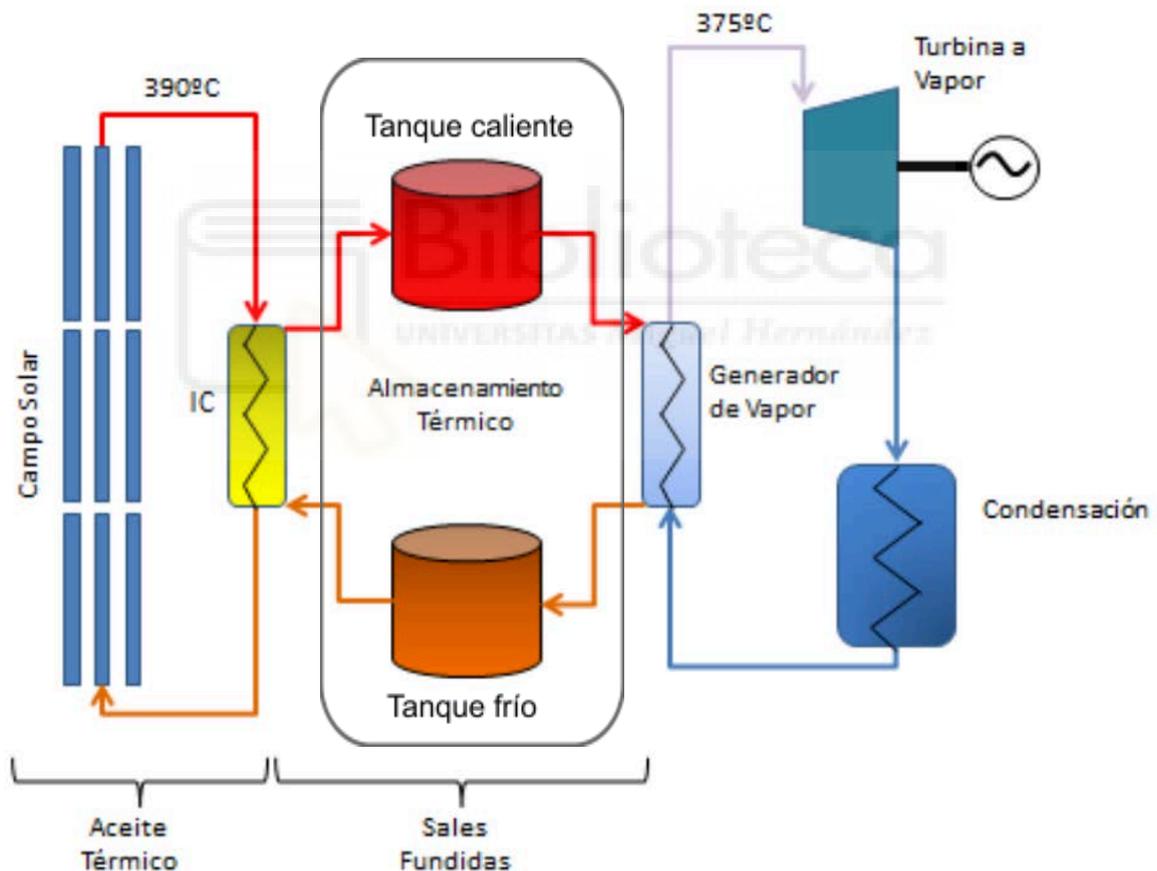


Figura 1.12. Esquema de un sistema de almacenamiento térmico con sales fundidas

En el panorama nacional, una de las referencias más destacadas en el uso de almacenamiento térmico con sales fundidas es la planta Gemasolar, ubicada en

Fuentes de Andalucía (Sevilla). Esta instalación fue la primera del mundo en operar de forma continua durante 24 horas gracias a su innovador sistema de almacenamiento térmico acoplado a una torre central receptora. Su diseño ha servido como prueba de concepto a nivel internacional, demostrando la viabilidad técnica y operativa de esta tecnología bajo condiciones reales. Junto a Gemasolar, otras instalaciones como Andasol, con tecnología cilindro-parabólica, o la Plataforma Solar de Almería, centrada en investigación y desarrollo, son ejemplos significativos del grado de implantación de esta tecnología en España, tal como se ha comentado en el apartado 1.4.

El almacenamiento térmico con sales fundidas aporta múltiples ventajas operativas y estratégicas. Permite mantener una producción eléctrica más estable y predecible, facilitando la integración de la energía termosolar en el mix energético y reduciendo la dependencia de fuentes fósiles en momentos de baja disponibilidad renovable. A diferencia de las baterías eléctricas, esta tecnología no depende de materiales críticos y sufre una degradación mucho menor con el paso del tiempo o el número de ciclos, lo que le confiere una mayor durabilidad. Además, su coste por unidad de energía almacenada resulta competitivo, especialmente cuando se aplica a gran escala, lo que refuerza su atractivo tanto desde el punto de vista técnico como económico y ambiental.

No obstante, también existen desafíos. El sistema requiere grandes volúmenes de sales, una infraestructura robusta para su gestión y aislamiento térmico, y un mantenimiento cuidadoso para evitar problemas de corrosión o solidificación. Además, las pérdidas térmicas, aunque reducidas, existen y deben ser controladas mediante un diseño adecuado de los tanques y el aislamiento. Estos aspectos deben ser tenidos en cuenta en el diseño y operación de cualquier planta termosolar con almacenamiento térmico.

En la actualidad, el almacenamiento térmico constituye un componente clave en el diseño de nuevas plantas termosolares, y su relevancia seguirá creciendo conforme aumente la penetración de fuentes renovables en el sistema eléctrico. La capacidad de estas soluciones para aportar firmeza, previsibilidad y continuidad a la generación solar las posiciona como elementos estratégicos en el proceso de transición energética. Tal y como se abordó en el capítulo 1.4, España dispone de

condiciones especialmente favorables para liderar esta evolución gracias a su elevado recurso solar y a la experiencia acumulada en el desarrollo y operación de este tipo de tecnologías.

En el capítulo siguiente se abordará el caso concreto de la planta termosolar de Villena, que actualmente opera sin sistema de almacenamiento térmico. El objetivo principal de este capítulo será ofrecer una descripción técnica de los subsistemas principales, desde el campo solar hasta el bloque de potencia. De forma secundaria, esta descripción sentará las bases para la construcción de un modelo de esta planta en el software SAM (System Advisor Model) que permita cuantificar la relevancia del almacenamiento térmico en este tipo de plantas y la evaluación de su rendimiento.



CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA TERMOSOLAR ENERSTAR-VILLENA

2.1 Descripción de la planta termosolar

Para el desarrollo del presente trabajo, se ha seleccionado la central termosolar Enerstar-Villena, un proyecto con el que el Grupo de Investigación de Ingeniería Energética (GIIE) del Instituto de Investigación en Ingeniería de Elche (I3E) de la Universidad Miguel Hernández de Elche (UMH) ha mantenido una colaboración continuada en los últimos años. Esta instalación se basa en tecnología de colectores cilindro-parabólicos sin sistema de acumulación térmica, y forma parte del conjunto de centrales termosolares de 50 MWe promovidas en España durante la pasada década.



Figura 2.1. Distribución de los sub-campos solares de la planta Ernestar-Villena

La capacidad nominal de la planta fue diseñada específicamente para no superar los 50 MWe, con el objetivo de acogerse al régimen especial de primas a

las energías renovables establecido en el Real Decreto 661/2007, lo cual garantizaba una rentabilidad regulada para este tipo de proyectos. Las obras de construcción comenzaron en 2010, finalizaron en octubre de 2013, y la planta se conectó a la red para iniciar su operación comercial en febrero de 2014.

Ubicada en el término municipal de Villena (Alicante), la planta se beneficia de una excelente radiación solar directa, con un promedio anual de 1992 kWh/m², lo que la convierte en una localización idónea para este tipo de tecnología. La región cuenta con una elevada disponibilidad de horas de sol y condiciones atmosféricas estables, factores que incrementan el rendimiento del sistema. En conjunto, la instalación ocupa una superficie de 2.1 km², distribuida estratégicamente para maximizar el aprovechamiento del recurso solar disponible.

La planta es propiedad de Plenium Partners y está registrada en la base de datos del National Renewable Energy Laboratory (NREL). Se estima que su producción eléctrica anual ronda los 100 GWh, una cifra significativa que contribuye a la reducción del uso de combustibles fósiles. Como resultado, la central desempeña un papel activo en la descarbonización del sistema energético, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y promoviendo una transición hacia un modelo energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.



Figura 2.2. Plano de los subsistemas principales de la planta Ernestar-Villena

2.2 Configuración de la planta

A continuación, se describen los diferentes subsistemas que constituyen la central termosolar Enerstar-Villena:

2.2.1 Campo Solar

El campo solar constituye el elemento esencial de una planta termosolar de colectores cilindro-parabólicos, ya que es el encargado de transformar la radiación solar directa en energía térmica utilizable. En la planta Enerstar-Villena, esta área está formada por un total de 339.906 m² de superficie de apertura, organizada en cinco subcampos (Ver Figura X.Distribución de los sub-campos solares de la planta Ernestar-Villena). Esta disposición responde a la topografía del terreno, que presenta un desnivel de aproximadamente 20 metros entre zonas, generando diferencias de presión en el circuito hidráulico del fluido térmico.

La configuración del campo solar se basa en 105 lazos (loops), cada uno compuesto por 4 colectores cilindro-parabólicos, denominados SCA (Solar Collector Assemblies). Cada lazo tiene una longitud de 600 metros y cada SCA mide 150 metros. Los SCAs integran todos los elementos necesarios para captar y concentrar la radiación solar sobre el tubo absorbedor y, mediante un sistema de seguimiento solar, optimizar su rendimiento térmico a lo largo del día. Su orientación se regula individualmente mediante grupos hidráulicos que permiten seguir el movimiento del sol y mantener constante la temperatura del fluido de trabajo.

Cada colector está equipado con un sistema de seguimiento solar uniaxial, que permite orientar el conjunto a lo largo del eje este-oeste. Este tipo de seguimiento es habitual en plantas de colectores cilindro-parabólicos por su equilibrio entre eficiencia y simplicidad mecánica.

En el diseño de Villena, los lazos adoptan dos configuraciones principales: en forma de U y en forma de W, adaptándose a las necesidades operativas y espaciales del campo. Estas configuraciones influyen tanto en la distribución de las tuberías como en la eficiencia hidráulica de los circuitos.

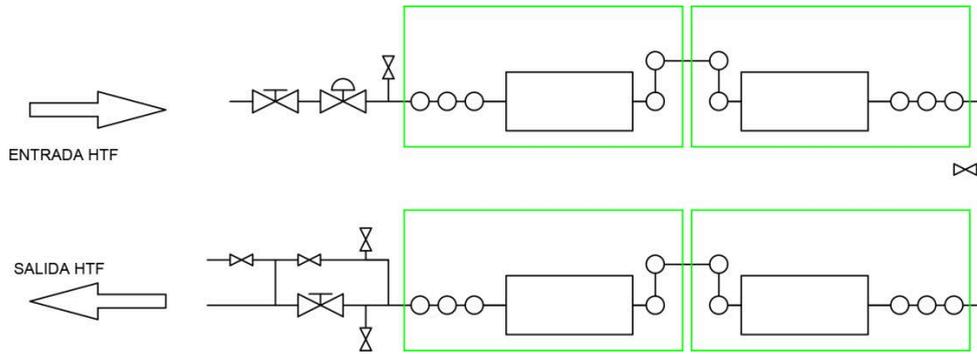


Figura 2.3. Configuración de un lazo constituido por 4 SCAs

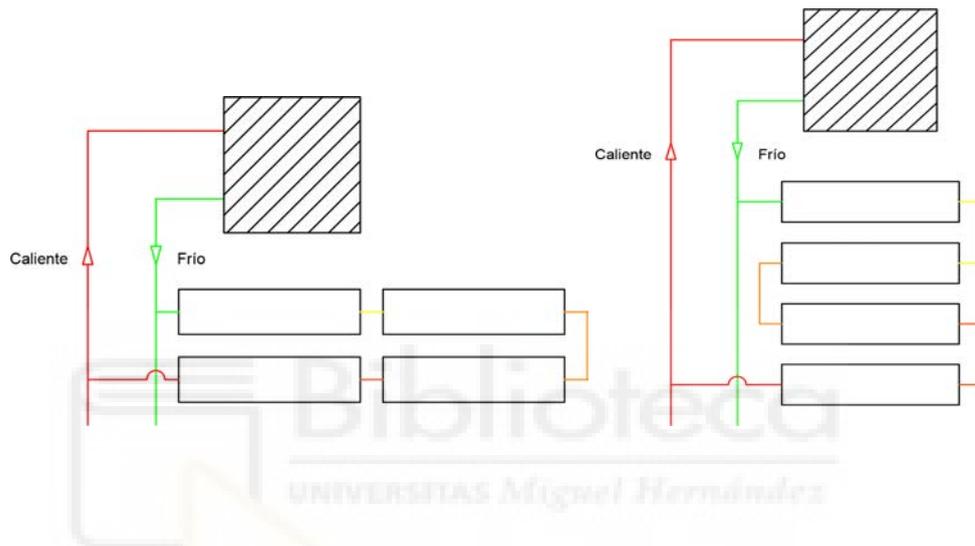


Figura 2.4. Opciones de configuración de un lazo constituido por 4 SCAs. Izquierda, lazo en U. Derecha lazo en W

El rango de movimiento angular de los colectores oscila entre -20° y 200° , si bien el rango de operación útil se encuentra entre 10° y 170° , limitado por la aparición de sombras proyectadas entre filas de colectores. En condiciones de seguridad o parada, los colectores adoptan una posición de defensa de -10° respecto a la horizontal para evitar daños por viento o sobrecalentamiento.



Figura 2.5. Fotografía del campo solar de la central Enerstar Villena

Cada uno de los colectores solares (SCA) que conforman el campo solar de la planta está integrado por doce módulos individuales conocidos como *Solar Collector Elements* (SCE). En los sistemas termosolares de tecnología cilindro-parabólica, que representan la configuración más habitual en instalaciones comerciales, estos SCE constituyen las unidades funcionales encargadas de captar la radiación solar y transferir su energía térmica al fluido caloportador que recorre su interior.

Un SCE típico incorpora un tubo metálico dispuesto longitudinalmente a lo largo del foco del reflector parabólico, por cuyo interior circula un aceite térmico especialmente formulado para operar a altas temperaturas. Este tubo se encuentra recubierto con un revestimiento selectivo cuya finalidad es maximizar la absorción de radiación solar y minimizar las pérdidas térmicas. El tubo está situado de manera precisa en el punto focal de una estructura especular parabólica que refleja y concentra la radiación solar directa sobre él. Todo el conjunto se sostiene mediante una estructura metálica de soporte que permite mantener el tubo alineado con la geometría del reflector, asegurando así una concentración óptima de la radiación a lo largo del día. Esta estructura también está diseñada para seguir el movimiento del sol mediante un sistema de seguimiento uniaxial que ajusta la orientación del colector en función del ángulo solar.

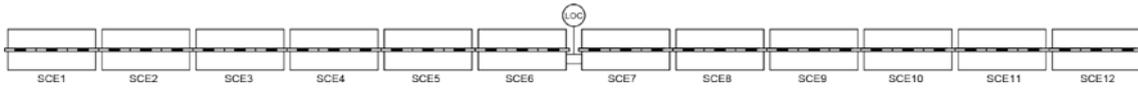


Figura 2.6. Conexión de un Solar Collector Element (SCE)



Figura 2.7. Vista en perspectiva e identificación de espejos en un SCE

Dentro de cada uno de estos elementos colectores (SCE) se encuentran tres componentes denominados *Heat Collection Elements* (HCE), junto con un total de 28 espejos parabólicos. Cada HCE está constituido por un tubo absorbente similar al descrito anteriormente, pero encapsulado dentro de una envoltura de vidrio cilíndrica que genera un vacío entre ambas superficies. Este diseño permite reducir significativamente las pérdidas térmicas por convección y radiación al entorno. Además, sobre esta cubierta de vidrio se aplica un sistema de aislamiento adicional cuya función es limitar aún más la disipación energética hacia el exterior. Esta disposición interna del SCE permite una transferencia de calor eficiente al fluido de trabajo, maximizando así el rendimiento global del sistema.



Figura 2.8. Identificación de espejos en el Solar Collector Element (Elemento Colector Solar) SCE

La configuración modular del campo solar, basada en una gran cantidad de estos colectores ensamblados en lazos de conexión hidráulica, permite no solo alcanzar una superficie efectiva de captación solar de gran escala, sino también facilitar operaciones de mantenimiento y sustitución sin la necesidad de detener por completo la operación de la planta.



Las características técnicas del campo solar de Enerstar-Villena se resumen en la siguiente tabla:

Área de apertura del campo solar (m ²)	339.506
Número total de SCAs	420
Número de lazos hidráulicos	105
SCAs por lazo	4
SCE por SCA	12
Longitud de cada SCA (m)	150
Fabricante de colectores	SENER (España)
Modelo de colector	SenerTrough SNT-1
Fabricante de espejos	Flabeg (Alemania)
Modelo de espejo	RP3

Tabla 2.1. Datos técnicos del campo solar de la planta Enerstar-Villena

El modelo de colector empleado en esta instalación, el SenerTrough SNT-1, ha sido desarrollado por la empresa española SENER como parte de su catálogo de soluciones tecnológicas en proyectos termosolares de gran escala. Este mismo tipo de colector se ha implementado en otras plantas relevantes a nivel internacional, como el complejo NOORo en Marruecos. Allí, los modelos SNT-1 y su versión ampliada SNT-2 (con un incremento de escala del 25 %) han sido integrados en campos solares de hasta 200 MW de potencia. Ambos modelos comparten un diseño caracterizado por el uso de brazos estructurales en voladizo fabricados mediante técnicas de estampación de lámina delgada, lo que permite formar con gran precisión la geometría parabólica deseada y proporcionar puntos de apoyo estables para los espejos.



Figura 2.9. Imagen y esquema del colector SenerTrough (SNT-1), Fredriksson (2019)

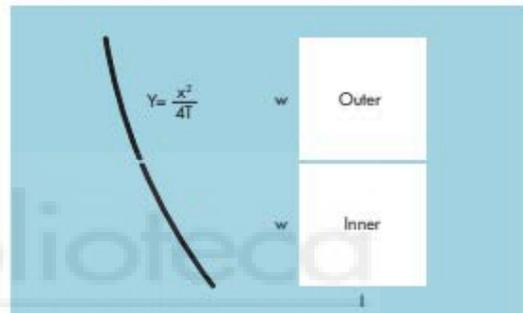


Solar Mirrors for Concentrating Solar Power (CSP)

This product information is related to the FLABEG specification for solar mirrors (Date: July 2009)

Available Mirrors

Type		Dimensions l x w (mm)
RP 2 T=1490 mm	Inner	1570: ⁺³ ₋₁ x 1400 : ⁻¹
	Outer	1570: ⁺³ ₋₁ x 1324 : ⁻¹
RP 3 L T=1710 mm	Inner	1700: ⁺³ ₋₁ x 1641 : ⁻¹
	Outer	1700: ⁺³ ₋₁ x 1568 : ⁻⁴ ₋₂
RP 4 T=1710 mm	Inner	1570: ⁺³ ₋₁ x 1900 : ⁻²
	Outer	1570: ⁺³ ₋₁ x 1900 : ⁻²



Glass Quality

Low iron float glass according to EN 572-2

Reflection according to ISO 9050

Type	Thickness	Reflection %	Weight (kg) Inner/Outer
RP 2	4 mm	≥ 93.5	22/21
	5 mm	≥ 92.5	28/26
RP 3 L	4 mm	≥ 93.5	28/27
	5 mm	≥ 92.5	35/33
RP 4	4 mm	≥ 93.5	30/30
	5 mm	≥ 92.5	37/37

Mirror Coating System

Layer System: Ag / Cu / low Pb protective lacquers/lead-free top coat

Durability of silver coating system

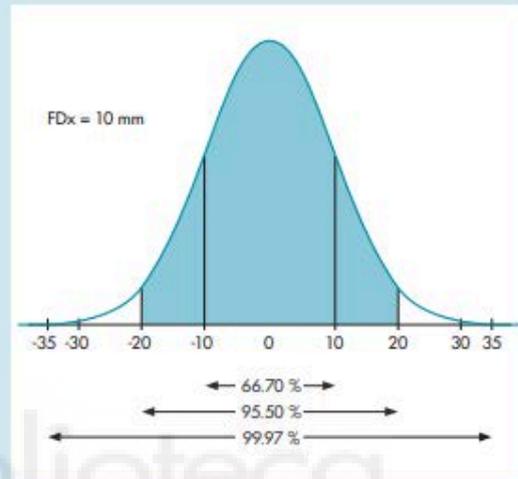
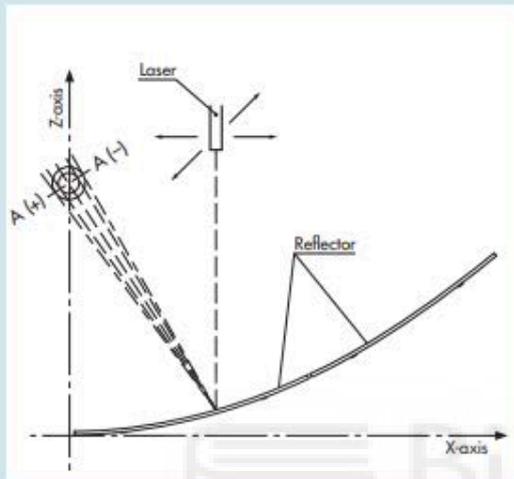
Resistance to humidity as per DIN EN ISO 6720-2 CH: 480 h
 Resistance to salt spray test DIN EN ISO 9227 NSS: 480 h
 Resistance to CASS test DIN EN ISO 9227 CASS: 120 h
 Stability in climatic cycling test DIN EN ISO 6270-2 CH*: 10 cycles

Visual Characteristics

Total visual defects effecting the performance: ≤ 0.01 %
 Corners on mirror may be rounded to radius of max. 20 mm

Precision of curvature

Measurement and evaluation:	by laser beam
Distance between measurement points:	50 mm
Edge exclusion:	20 mm
Total measure points:	> 388 per m ²
Focus Standard Deviation (RP 3):	FDx ≤ 10mm
	≥ 95,5 % of reflected beams hit 40 mm Target (2σ)
	≥ 99,7 % of reflected beams hit 60 mm Target (3σ)



Mounting Elements

Minimum 4 ceramic elements fixed with suitable adhesive (FLABEG SKS 06) to the back of the mirror. Tensile strength for each ceramic element perpendicular to mirror surface: 2000N**
Metal thread: M6 x 6

Labeling

Each reflector may have a FLABEG label on rear side.
Size approx. (50 x 20) mm²

Packaging

Packaging is suitable for sea container shipments. Other packaging for individual shipment is available upon request.
Packaging is not suitable for outdoor storage.

Type	Thickness	Amount (pcs./box)
RP 2	4 mm	50
	5 mm	48
RP 3 L	4 mm	50
	5 mm	48
RP 4	4 mm	49
	5 mm	47

* 4h @ 90°C; 4h @ 40°C; 16h DIN ISO 6270-2 CH
** Measured as per FLABEG's tensile strength test

Figura 2.10. Ficha técnica del espejo RP3 de Flabeg

El fluido utilizado para la transferencia de calor dentro del campo solar es una mezcla comercializada bajo el nombre DOWTHERM™ A, fabricada por la empresa Dow. Este fluido está compuesto por una mezcla eutéctica de bifenilo (C₁₂H₁₀) y

óxido de difenilo ($C_{12}H_{10}O$), dos compuestos que poseen presiones de vapor muy similares, lo que permite tratar la mezcla como si fuera un solo componente desde el punto de vista de operación. El DOWTHERM A es adecuado tanto para sistemas de calentamiento en fase líquida como en fase de vapor, lo que le confiere una gran versatilidad. Su punto de congelación es de 12 °C, pero por razones de seguridad se mantiene operando siempre por encima de los 65 °C. El volumen total de fluido contenido en el sistema alcanza aproximadamente las 1.350 toneladas, lo que da una idea de la escala del campo solar.

Composition		
Diphenyl Oxide/Biphenyl Blend		
Color	Clear to light yellow	
Property	SI Units	English Units
Freeze Point	12.0°C	53.6°F
Atmospheric Boiling Point	257.1°C	494.8°F
Flash Point¹	113°C	236°F
Fire Point²	118°C	245°F
Autoignition Temperature³	599°C	1110°F
Density at 25°C (75°F)	1056 kg/m ³	66.0 lb./ft. ³
Surface Tension in Air at:		
20°C (68°F)	40.1 Dynes/cm	40.1 Dynes/cm
40°C (104°F)	37.6 Dynes/cm	37.6 Dynes/cm
60°C (140°F)	35.7 Dynes/cm	35.7 Dynes/cm
Estimated Critical Temperature	497°C	927°F
Estimated Critical Pressure	31.34 bar	30.93 atm
Estimated Critical Volume	3.17 l/kg	0.0508 ft. ³ /lb.
Average Molecular Weight		166.0
Heat of Combustion	36,053 kJ/kg	15,500 Btu/lb.

[†]Not to be construed as specifications.

¹SETA

²C.O.C.

³ASTM E659-78

Figura 2.11. Propiedades físicas del fluido térmico DOWTHERM A

En cuanto al receptor, se ha instalado el modelo PTR®70 fabricado por la empresa alemana SCHOTT. Este componente ha sido diseñado para trabajar con fluidos térmicos a base de aceite a temperaturas que alcanzan los 400 °C, y

representa una de las soluciones tecnológicas más avanzadas disponibles actualmente. Según los ensayos realizados por el centro aeroespacial alemán DLR, este receptor presenta un rendimiento óptico un 6 % superior al valor de referencia de la industria, lo que permite mejorar la eficiencia global de conversión energética. Además, pruebas interlaboratorio desarrolladas en conjunto por SCHOTT, NREL y DLR confirmaron que las pérdidas térmicas del receptor a temperatura nominal (400 °C) se sitúan por debajo de los 250 W/m², lo que contribuye a mantener el rendimiento del sistema incluso en condiciones exigentes.

Fluido de trabajo	DOWTHERM A (aceite térmico)
Temperatura de entrada al receptor	293 °C
Temperatura de salida del receptor	393 °C
Fabricante del receptor	SCHOTT (Alemania)
Modelo del receptor	PTR®70

Tabla 2.2. Parámetros térmicos del receptor y fluido de trabajo



Technical specification

Components	Specification
Dimension	<ul style="list-style-type: none"> length: 4060 mm at 20°C ambient temperature (159.8 inches at 68°F) aperture length: > 96.7% of the bulk length at 350°C / 662°F working temperature
Absorber	<ul style="list-style-type: none"> outer diameter: 70 mm / 2.75 inches steel-type: DIN 1.4541 or similar solar absorptance: <ul style="list-style-type: none"> $\alpha_{ISO} \geq 95.5\%$ $\alpha_{ASTM} \geq 96\%$ thermal emittance: $\epsilon \leq 9.5\%$
Glass envelope	<ul style="list-style-type: none"> Borosilicate glass outer diameter: 125 mm / 4.9 inches antireflective coating solar transmittance: $\tau \geq 97\%$
Thermal losses	<ul style="list-style-type: none"> in conjunction with SCHOTT Solar CSP patented shields < 250 W/m (@ 400°C) < 165 W/m (@ 350°C) < 110 W/m (@ 300°C) < 70 W/m (@ 250°C)
Vacuum	<ul style="list-style-type: none"> residual gas pressure: $\leq 10^{-3}$ mbar
Heat transfer fluid	<ul style="list-style-type: none"> non-corrosive thermal oil with an effective partial pressure of dissolved Hydrogen of $p_{H_2} < 30$ Pa
Operating pressure	<ul style="list-style-type: none"> ≤ 41 bar (absolute)

Thermal losses

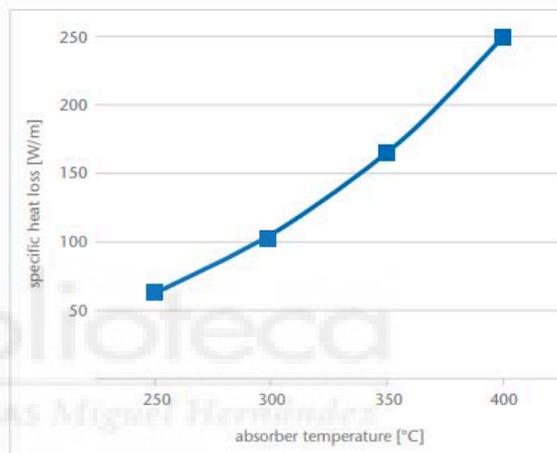


Figura 2.12. Ficha técnica del receptor SCHOTT PTR 70

2.2.2 Bloque de potencia

El bloque de potencia, situado en el corazón de la planta termosolar Enerstar-Villena, es el responsable de transformar la energía térmica, procedente del campo solar y del sistema de almacenamiento, en electricidad. Para ello, se utiliza un ciclo de Rankine con recalentamiento, que mejora la eficiencia del sistema y permite obtener un mayor rendimiento de la energía térmica captada.

Este ciclo térmico emplea agua como fluido de trabajo, que se transforma en vapor y vuelve a estado líquido a medida que recorre distintas etapas del proceso. A continuación, se detalla el funcionamiento del ciclo por pasos:

1. Intercambio de calor (generación de vapor):

El fluido térmico, calentado en el campo solar, cede su energía al agua de alimentación a través de un conjunto de intercambiadores de calor, conocidos como tren generador de vapor. Este sistema transforma el agua líquida en vapor sobrecalentado.

2. Primera expansión en la turbina de alta presión:

El vapor sobrecalentado se introduce en la turbina de alta presión, donde se expande parcialmente y genera energía mecánica. Esta energía se convierte posteriormente en electricidad mediante el generador.

3. Recalentamiento del vapor:

Tras la primera expansión, el vapor parcialmente enfriado regresa al sistema de intercambiadores, donde se vuelve a sobrecalentar antes de continuar su recorrido.

4. Segunda expansión en la turbina de baja presión:

El vapor recalentado entra en la turbina de baja presión, donde tiene lugar una segunda expansión que permite extraer más energía útil del ciclo.

5. Condensación del vapor:

El vapor que ha completado su expansión en la turbina de baja presión llega al condensador. Allí, se enfría y se condensa al entrar en contacto con el agua proveniente de la torre de refrigeración.

6. Impulsión hacia el tren generador de vapor:

El agua ya condensada es recogida por las bombas de alimentación, que la envían nuevamente al desgasificador y, desde allí, al tren generador de vapor para reiniciar el ciclo.

Esta configuración en dos etapas permite un aprovechamiento más eficaz de la energía térmica, reduciendo las pérdidas asociadas a la condensación prematura del vapor.

Además del recorrido principal del vapor, el ciclo incluye una serie de elementos auxiliares que optimizan su rendimiento. Durante el proceso de expansión en ambas turbinas, se realizan cinco extracciones de vapor: dos en la turbina de alta presión y tres en la de baja. Estas extracciones se utilizan para alimentar precalentadores cerrados, cuya función es elevar progresivamente la temperatura del agua de alimentación, reduciendo el salto térmico que debe absorber en el generador de vapor y, con ello, mejorando la eficiencia global del ciclo.

Adicionalmente, se emplea un precalentador abierto que actúa como desaireador. Este componente, alimentado por una extracción temprana de la turbina de baja presión, permite eliminar los gases disueltos (como el oxígeno) presentes en el agua de alimentación, previniendo así fenómenos de corrosión en los equipos del ciclo térmico.

MODERNIZACIÓN DE LA PLANTA TERMOSOLAR DE VILLENA MEDIANTE LA INCLUSIÓN DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

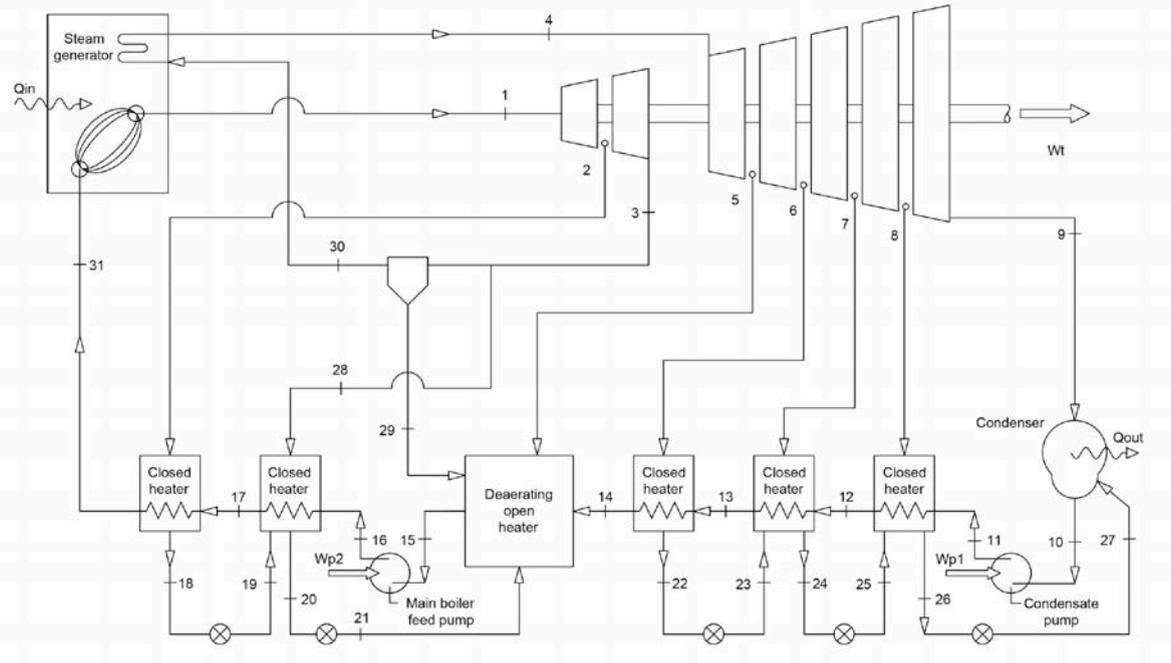


Figura 2.13. Esquema simplificado del ciclo de Rankine empleado en la Planta Enerstar-Villena

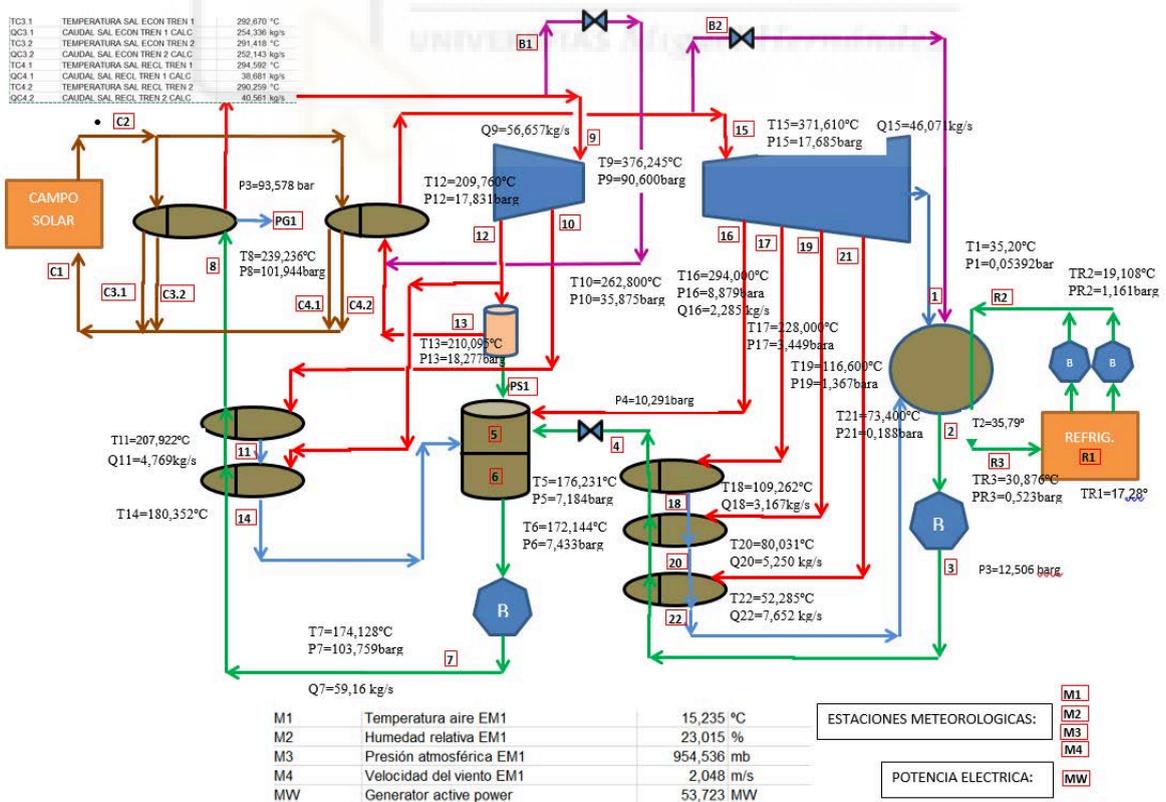


Figura 2.14. Esquema con datos reales de funcionamiento registrado en el sistema de adquisición de datos de la planta la Planta Enerstar-Villena

Capacidad nominal de la turbina	50 MW
Fabricante de la turbina	MAN Turbo (Alemania)
Tipo de ciclo de potencia	Rankine con recalentamiento
Presión del ciclo de potencia	100 bar
Sistema de refrigeración	Húmedo

Tabla 2.3. Características técnicas del ciclo de potencia

2.2.3 Sistema de condensación - refrigeración

El proceso de condensación del vapor en el bloque de potencia de la planta Enerstar-Villena se lleva a cabo mediante un condensador de tipo carcasa y tubos. Este equipo utiliza agua como medio de enfriamiento, la cual es suministrada por una torre de refrigeración de tres celdas. La función principal de este sistema es disipar el calor residual que no puede ser aprovechado para la generación eléctrica, garantizando así el cierre eficiente del ciclo térmico.

La torre de refrigeración opera bajo el principio de contracorriente, con entrada de aire inducida. Es decir, el aire se introduce desde la base de la torre y se desplaza verticalmente hacia arriba, en dirección opuesta al flujo descendente del agua. Durante este recorrido, ambos fluidos interactúan en el interior del relleno, favoreciendo la transferencia de calor y permitiendo la refrigeración del agua antes de ser recirculada al condensador.

La extracción del aire caliente se realiza mediante tres ventiladores, uno por cada celda de la torre. Uno de ellos está equipado con un variador de frecuencia que permite un ajuste continuo de su velocidad de funcionamiento, mientras que los otros dos operan por tramos de potencia: al 50% o al 100%, dependiendo de las necesidades térmicas del sistema. Esta configuración proporciona un control flexible y eficiente del caudal de aire, adaptando el funcionamiento del sistema de refrigeración a las condiciones reales de operación.



Figura 2.15. Torre de refrigeración de la planta Enerstar-Villena

CAPÍTULO 3

MODELIZACIÓN DE LA PLANTA

TERMOSOLAR ENERSTAR-VILLENA

3.1 Objeto

Este capítulo tiene como propósito principal presentar el desarrollo del modelo térmico de simulación de la planta termosolar Enerstar Villena utilizando el software System Advisor Model (SAM), creado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL). Se trata de una herramienta especializada en la evaluación técnica y económica de proyectos de energías renovables, ampliamente utilizada tanto en el ámbito académico como en el profesional.

SAM permite realizar simulaciones detalladas del comportamiento de distintas tecnologías renovables, incluyendo sistemas solares térmicos, y facilita el análisis de aspectos como la producción energética, los costes de inversión y operación, así como la rentabilidad del proyecto. Debido a su precisión y versatilidad, se ha convertido en una referencia en el ámbito de la energía termosolar.

En las siguientes secciones, se introduce una descripción general del software y, posteriormente, se recopilan los datos técnicos disponibles de la planta Enerstar-Villena, necesarios para alimentar el modelo en SAM. La validación del modelo desarrollado se abordará en el capítulo siguiente, mediante la comparación con datos reales de operación obtenidos durante el año 2024, tanto en lo referente a condiciones meteorológicas como a producción eléctrica.

3.2 Introducción a SAM (System Advisor Model)

El System Advisor Model (SAM) es una plataforma informática desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de Estados Unidos. Se trata de una herramienta potente y multifuncional, ampliamente reconocida en el ámbito de las energías renovables por su utilidad para el análisis técnico y económico de distintas tecnologías energéticas. Este software permite la simulación detallada de diferentes tipos de instalaciones, entre ellas:

- **Sistemas fotovoltaicos (PV):** Adecuados tanto para aplicaciones residenciales como para grandes parques solares de carácter industrial.
- **Parques eólicos:** Capaces de representar el comportamiento de aerogeneradores individuales o instalaciones completas.
- **Sistemas termosolares de concentración (CSP):** Incluye opciones para modelar instalaciones de colectores cilindro-parabólicos, torres solares y discos parabólicos, entre otros.
- **Almacenamiento mediante baterías:** Admite baterías de iones de litio, plomo-ácido y de flujo, aplicables a distintos esquemas energéticos.
- **Celdas de combustible:** Para simular la producción energética basada en este tipo de dispositivos electroquímicos.
- **Energía geotérmica:** Modelos orientados a plantas de generación eléctrica geotérmica.
- **Biomasa:** Simulación de centrales basadas en la combustión de materiales orgánicos.

Además, SAM contempla configuraciones híbridas, permitiendo la integración de varias fuentes energéticas en un mismo sistema, así como la cogeneración de electricidad y calor útil.

Choose a performance model, and then choose from the available financial models.

- > Photovoltaic
- > Energy Storage
- > Concentrating Solar Power
- > Marine Energy
 - Wind
 - Fuel Cell - PV - Battery
 - Geothermal
 - Solar Water Heating
 - Biomass Combustion
 - Generic System

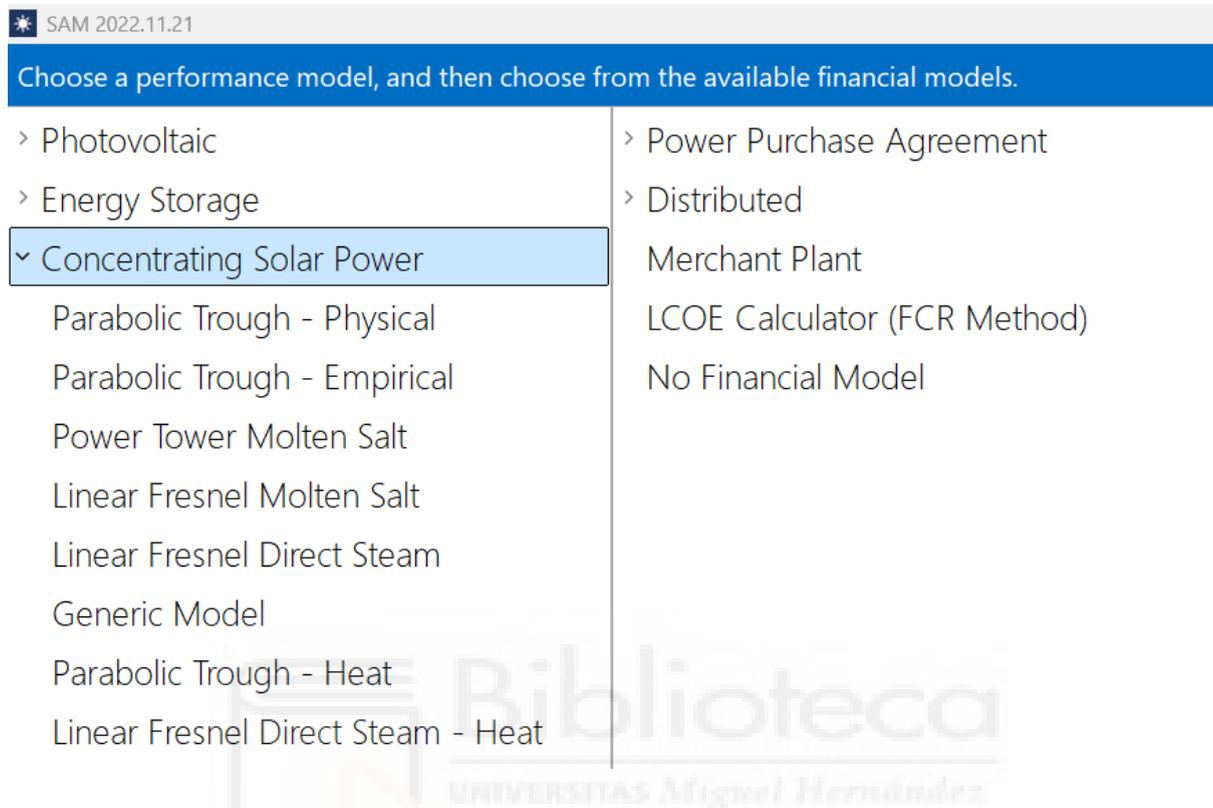
:Figura 3.1. Interfaz de selección de tecnología inicial de SAM

Para el caso que nos ocupa, seleccionamos la opción de Energía Termosolar de Concentración “*Concentrating Solar Power*”. Dentro de la energía termosolar de concentración existen diferentes tecnologías (descritas previamente en el apartado *1.5 Tecnologías termosolares existentes*), SAM permite elegir entre los siguientes tipo de tecnologías:

- Reflectores cilindro-parabólicos
- Torres solares
- Discos parabólicos
- Fresnel lineal

Además, el software ofrece la posibilidad, también en este primer menú, de seleccionar el modelo financiero a aplicar para el análisis del proyecto. Cada modelo permite una evaluación económica detallada desde diversas perspectivas, sirviendo para diferentes objetivos como la evaluación de la rentabilidad económica mediante métricas como el Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR), la simulación de distintas estructuras de financiación que consideren préstamos,

capital propio o subvenciones, o la proyección de flujos de caja anuales a lo largo de la vida útil del proyecto.



:Figura 3.2. Interfaz de selección de tipo de tecnología y modelo financiero

Ya que el objetivo principal de este estudio no está relacionado con el análisis financiero detallado de la planta Enerstar-Villena, se ha elegido la opción “*No Financial Model*”.

Por otro lado, la tecnología termosolar empleada en la planta son los colectores cilindro-parabólicos pero, como se puede ver en la Figura 3.2, SAM diferencia entre un modelo físico y un modelo empírico. Antes de elegir entre uno de los dos, vamos a explicar las diferencias principales.

La elección entre ambos reside en los datos disponibles y la profundidad del análisis deseado. Mientras que los modelos físicos se fundamentan en principios intrínsecos de la transferencia de calor, la termodinámica y la óptica, exigiendo una información exhaustiva sobre el diseño del sistema, como la geometría precisa de los colectores, las propiedades de los materiales y las características detalladas del receptor, los modelos empíricos, por su parte, construyen su lógica a partir de datos

experimentales y relaciones matemáticas ajustadas a observaciones reales, lo que reduce significativamente la demanda de información pormenorizada sobre el diseño de la planta. Consecuentemente, la precisión de los modelos físicos puede ser superior si los datos de entrada son exactos y los procesos físicos son bien comprendidos, aunque su configuración sea más compleja. En contraste, los modelos empíricos, al ser menos complejos y requerir menos datos, son idóneos para estudios de viabilidad y análisis rápidos, aunque su exactitud dependa críticamente de la representatividad y calidad de los datos experimentales utilizados en su desarrollo.

Una explicación más detallada de ambos modelos se puede encontrar en el manual de ayuda de SAM, Wagner y Gilman, (2011).

Para este estudio se ha optado por el Modelado físico de SAM. Esta elección garantiza una representación detallada y precisa del comportamiento termodinámico y óptico de la planta Enerstar-Villena. En el siguiente apartado, se procederá a describir cada una de las secciones inherentes a este modelo físico, detallando la información de entrada específica referida a la planta Enerstar-Villena que se ha utilizado en la simulación.

3.3 Información de entrada para la modelización de Enerstar-Villena en SAM

En el presente apartado se aportarán los datos de entrada necesarios para la modelización en SAM, que provienen de la información técnica de la planta termosolar Enerstar-Villena descrita en el Capítulo 2, a la vez que se describen y explican las diferentes opciones de configuración del software SAM. Se ha priorizado la conservación de la terminología original en inglés del software para mantener la consistencia y evitar confusiones conceptuales.

3.3.1 Location and Resource

En la sección de “*Location and Resource*” de SAM, se integran los datos climáticos correspondientes a la planta termosolar de Villena, medidos presencialmente a lo largo del año 2024. Estos datos, originalmente suministrados en formato de Microsoft Excel, fueron previamente ajustados y convertidos a un archivo compatible con SAM, específicamente con la extensión *.epw. Este formato es el estándar utilizado por EnergyPlus, un reconocido motor de simulación energética del gobierno de EE.UU., y es compatible con otros formatos como TMY3 una vez convertidos.

Una vez cargado el archivo climático en SAM, el software proporciona una información resumida en formato de tabla, accesible también a través de la opción 'View Data' para una visualización más detallada.

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

Header Data from Weather File

Latitude	<input type="text" value="38.72"/> degrees	Location	<input type="text" value="083910"/>	CSP models use a different time convention than NREL NSRDB data. See Help for details.
Longitude	<input type="text" value="-0.92"/> degrees	Data Source	<input type="text" value="DOE-2 WTH-083910"/>	
Time zone	<input type="text" value="GMT 1"/>	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.		
Elevation	<input type="text" value="561"/> m			
Time step	<input type="text" value="60"/> minutes			

Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal	<input type="text" value="4.86"/> kWh/m ² /day	Optional Data
Direct normal (beam)	<input type="text" value="5.61"/> kWh/m ² /day	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.62"/> kWh/m ² /day	
Average temperature	<input type="text" value="16.7"/> °C	
Average wind speed	<input type="text" value="3.0"/> m/s	*NaN indicates missing data.

Figura 3.3. Resumen de los datos climáticos cargados con el archivo de Enerstar-Villena 2024

Dentro del entorno de trabajo de SAM, es posible visualizar las variables meteorológicas en diversos formatos gráficos, incluyendo representaciones horarias, diarias, mapas de calor y promediados mensuales horarios, a continuación se ilustran algunos ejemplos:

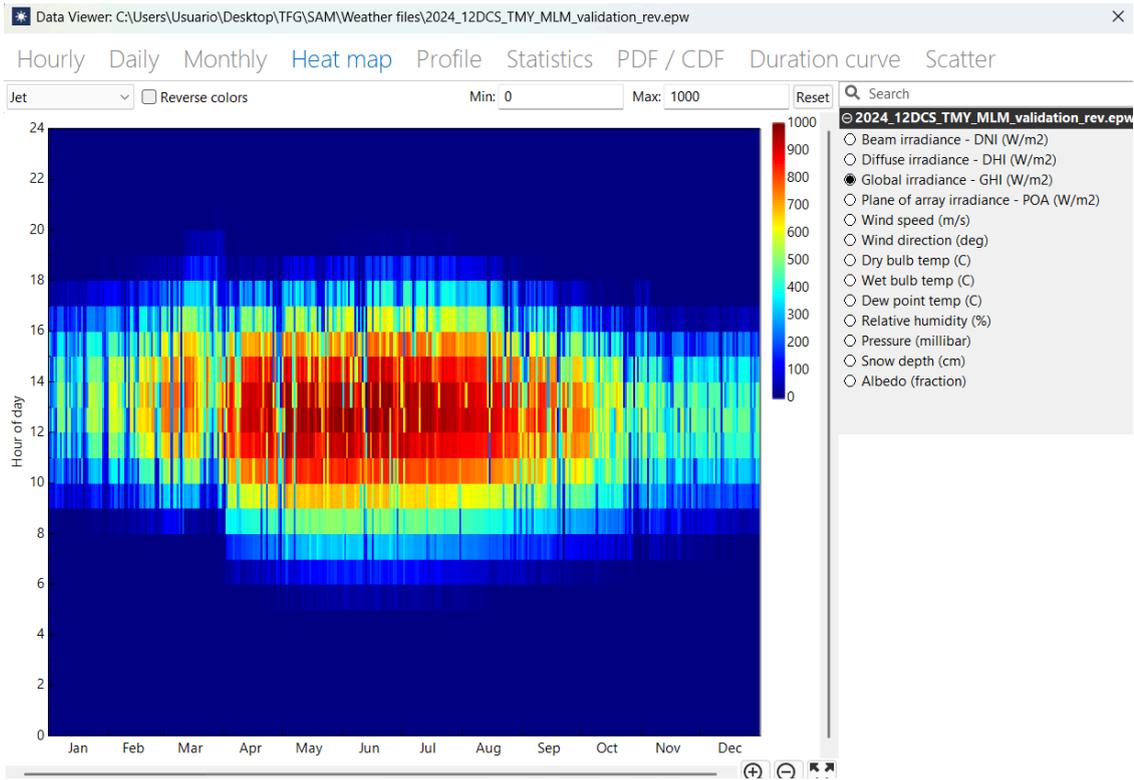


Figura 3.4. Mapa de calor de la radiación solar a lo largo de un año

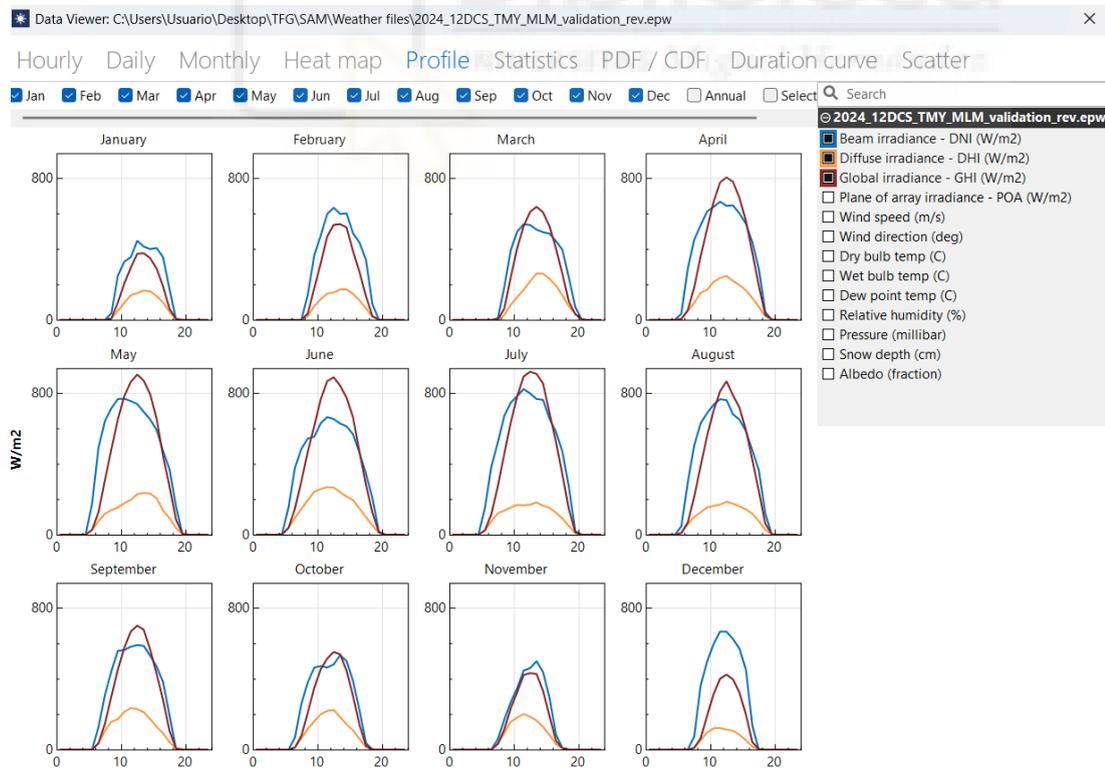


Figura 3.5. Representación mensual de las componentes de la radiación (directa, difusa y global)

3.3.2 System Design

Dentro de la interfaz de SAM, la sección de “System Design” es el punto de partida fundamental para definir los parámetros clave del sistema de la planta termosolar. En este apartado inicial, se establecen algunos de los valores esenciales del diseño global de la planta. Posteriormente, los datos más detallados relativos al campo solar, los colectores, los receptores, el bloque de potencia y el sistema de almacenamiento (en caso de que exista) se configurarán en sus secciones específicas correspondientes. En la Figura [Numeración de la figura del punto de diseño] se presenta la información registrada para la planta Enerstar-Villena en esta pantalla de definición del punto de diseño.

Design Point Parameters
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the parabolic trough system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Trough Field, Collectors (SCAs), Receivers (HCEs), Power Cycle, and Thermal Storage input pages.

-Solar Field-		-Power Cycle-		
<input type="radio"/> Option 1:	Solar multiple	2	Design turbine gross output	55 MWe
<input checked="" type="radio"/> Option 2:	Field aperture	339,906,000 m ²	Estimated gross to net conversion factor	0.909
	Design point DNI	860 W/m ²	Estimated net output at design (nameplate)	50.00 MWe
	Field thermal power	210.41 MWt	Cycle thermal efficiency	0.3971
	Loop inlet HTF temperature	293 °C	Cycle thermal power	138.50 MWt
	Loop outlet HTF temperature	393 °C		
	Number of loops	105	-Thermal Energy Storage-	
			Hours of storage at design point	0 hours

The diagram below illustrates the system components: Powerlines, Air-cooled condenser, Heat exchanger, Turbine, Generator, Thermal energy storage tanks, Parabolic troughs, and another Heat exchanger.

Figura 3.6. Configuración de la pestaña “System Design” en SAM

3.3.3 Solar Field

En la siguiente interfaz de SAM, “Solar Field”, se configura todo lo relacionado con el campo solar como la apertura del mismo, la distribución de los lazos o las propiedades del fluido térmico.

The screenshot displays the SAM software interface for the 'Solar Field' configuration. The left sidebar shows navigation options like 'Location and Resource', 'System Design', 'Solar Field', 'Collectors (SCAs)', 'Receivers (HCEs)', 'Power Cycle', 'Thermal Storage', 'System Control', and 'Grid Limits'. The main area is divided into several configuration panels:

- Solar Field Design Point:** Includes fields for Single loop aperture (3,237 m²), Loop optical efficiency (0.753), Total loop conversion efficiency (0.720), Total required aperture, SM=1 (223,749 m²), Required number of loops, SM=1 (70), Total tracking power (52,500 W), Actual number of loops (105), Total aperture reflective area (339,906 m²), Actual solar multiple (1.52), Actual field thermal output (210.41 MWt), Loop inlet HTF temperature (293 °C), and Loop outlet HTF temperature (393 °C).
- Solar Field Parameters:** Includes Row spacing (16.2 m), Header pipe roughness (4.57e-05 m), HTF pump efficiency (0.85), Piping thermal loss coefficient (0.45 W/m²-K), Wind stow speed (25 m/s), Receiver startup delay time (0.2 hr), Receiver startup delay energy fraction (0.25), Collector startup energy (0.021 kWhe/sca), Tracking power per SCA (125 W/sca), Number of field subsections (1), and Allow partial defocusing (Sequenced, checked).
- Heat Transfer Fluid:** Includes Field HTF fluid (User-defined...), Field HTF min operating temp (15 °C), Field HTF max operating temp (405 °C), Freeze protection temp (50 °C), Min single loop flow rate (1 kg/s), Max single loop flow rate (12 kg/s), Min field flow velocity (0.4 m/s), Max field flow velocity (5.1 m/s), and Header design min/max flow velocities for Cold and Hot Headers.
- Collector Orientation:** Includes Collector tilt (0 deg), Collector azimuth (0 deg), Stow angle (170 deg), and Deploy angle (10 deg).
- Mirror Washing:** Includes Water usage per wash (0.7 L/m².aper.) and Washes per year (63).
- Plant Heat Capacity:** Includes Hot piping thermal inertia (0.2 kWht/K-MWt), Cold piping thermal inertia (0.2 kWht/K-MWt), and Field loop piping thermal inertia (4.5 Wht/K-m).
- Land Area:** Includes Solar field area (237 acres), Non-solar field land area multiplier (2.189), and Total land area (518 acres).
- Single Loop Configuration:** Includes a usage tip, Number of SCA/HCE assemblies per loop (4), and a diagram showing four SCA: 1 and HCE: DF# 1-4 components connected in series.

Figura 3.7. Configuración de la pestaña “Solar Field” en SAM

En la figura se puede apreciar la conexión en serie de los 4 SCA's de cada lazo todos ellos del tipo1 que se especifica en el siguiente apartado.

El fluido de trabajo empleado en Enerstar-Villena, Dowtherm A (ver Capítulo 2), no se encuentra entre las opciones que ofrece SAM. Para estos casos el software permite configurar manualmente un fluido personalizado mediante la opción “User-defined” donde se puede incluir las propiedades del fluido a

conveniencia. A continuación se muestran en detalle las propiedades del fluido térmico Dowtherm A:

Edit Material Properties ×

Number of data points: Import... Export...

	Temperature (°C)	Specific Heat (kJ/kg-K)	Density (kg/m ³)	Viscosity (Pa-s)	Kinematic Viscosity (m ² -s)	Conductivity (W/m-K)	Enthalpy (J/kg)
1	15	1.558	1063	0.005	4.701e-06	0.1395	95.28
2	58.33	1.682	1029	0.002036	1.979e-06	0.1326	70710
3	101.7	1.805	993.5	0.0009658	9.72e-07	0.126	146000
4	145	1.926	956.4	0.00063	6.59e-07	0.119	227100
5	188.3	2.047	917.6	0.00044	4.8e-07	0.112	313400
6	231.7	2.167	876.6	0.0003213	3.67e-07	0.105	404800
7	275	2.288	832.9	0.000242	2.91e-07	0.0979	501300
8	318.3	2.414	785.6	0.0001893	2.41e-07	0.091	603200
9	361.7	2.553	733	0.0001547	2.11e-07	0.084	710500
10	405	2.725	672.5	0.00012	1.78e-07	0.0771	824400

OK Cancel Help

Figura 3.8. Tabla de propiedades del fluido térmico

3.3.4 Collectors (SCA)

En la sección “Collectors (SCA)” de SAM, se detallan las características físicas de los colectores que componen el campo solar. Un Colector (SCA, Solar Collector Assembly) se define como una unidad de seguimiento individual que integra espejos, su estructura de soporte y los receptores asociados. SAM permite configurar las propiedades de hasta cuatro tipos distintos de colectores. Como se ha visto en el subapartado anterior, en la sección “Solar Field” se especifica la distribución de estos diferentes tipos de colectores dentro de cada bucle del campo, asumiendo una configuración de bucles idénticos. Es importante destacar que SAM solo utiliza los datos de aquellos tipos de colectores que han sido explícitamente incluidos en el diseño del bucle único en dicha sección.

Dado que el colector empleado en Enerstar-Villena, SenerTrough (SNT-1), no se encuentra entre los modelos predefinidos en SAM, se tomó como punto de partida el modelo Eurotrough ET150 sobre el que se modificaron sus parámetros

físicos y geométricos para reflejar las especificaciones exactas del modelo empleado en la planta de Villena, tal como se ilustra en la Figura 3.9:

Collector Library

Name	Reflective aperture area	Aperture width total structure	Length of collector assembly	Num
EuroTrough ET150	817.5	5.75	150	12
Luz LS-2	235	5	49	6
Luz LS-3	545	5.75	100	12
Solargenix SGX-1	470.3	5	100	12

Collector types in loop configuration: Cold - 1 - 1 - 1 - 1 - Hot

Collector Type 1

Collector name from library: EuroTrough ET150 Apply Values from Library

Collector Geometry

Reflective aperture area	809.3 m ²	Number of modules per assembly	12
Aperture width, total structure	5.75 m	Average surface-to-focus path length	2.11 m
Length of collector assembly	150 m	Piping distance between assemblies	2 m

Optical Parameters

Incidence angle modifier coefficients	Edit array...	Geometry effects	0.98
Tracking error	0.99	Mirror reflectance	0.93
General optical error	0.99	Dirt on mirror	0.97

Optical Calculations

Length of single module	12.500 m	End loss at summer solstice	1.000
IAM at summer solstice	1.001	Optical efficiency at design	0.866

Figura 3.9. Configuración de la pestaña "Collectors (SCA)" en SAM

3.3.5 Receivers (HCE)

El receptor (HCE, *Heat Collector Element*), un tubo metálico al vacío dentro de un tubo de vidrio, capta la radiación solar en la línea focal del colector, optimizando la absorción mediante revestimientos especializados. La sección "Receivers" de SAM permite definir las características de hasta cuatro tipos de estos componentes. Su distribución dentro de los bucles idénticos del campo solar se establece en la página "Solar Field", donde SAM solo utiliza los datos de los receptores especificados en la configuración de bucle único.

MODERNIZACIÓN DE LA PLANTA TERMOSOLAR DE VILLENA MEDIANTE LA INCLUSIÓN DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

SAM 2022.11.21: C:\MLucas\Investigación\Proyectos\2023 AEST GVA\Modelling\SAM\Validación\VillaenaSAM2022_validation\J_2024_v2.sam

File Add untitled

Trough (phys), No financial

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

Grid Limits

Receiver Library

Filter: Name

Name	Absorber tube inner diameter	Absorber tube outer diameter	Glass envelope inner diameter
Schott PTR70	0.066	0.07	0.115
Schott PTR70 2008	0.066	0.07	0.115
Solel UVAC 3	0.066	0.07	0.115
Siemens UVAC 2010	0.066	0.07	0.109

Receiver types in loop configuration: Cold - 1 - 1 - 1 - 1 - Hot

Receiver Type 1

Receiver name from library: Schott PTR70 Apply Values from Library

Receiver Geometry

Absorber tube inner diameter	0.066 m	Absorber flow plug diameter	0 m
Absorber tube outer diameter	0.07 m	Internal surface roughness	4.5e-05
Glass envelope inner diameter	0.115 m	Absorber flow pattern	Tube flow
Glass envelope outer diameter	0.12 m	Absorber material type	304L

Gas Parameters:

Annulus gas type	Air	Air	Air	Hydrogen
Annulus pressure (torr)	0.0001	750	750	0

Heat Loss at Design:

Estimated avg. heat loss (W/m)	185	1100	1500	0
--------------------------------	-----	------	------	---

Optical Effects:

Bellows shadowing	0.971	0.971	0.971	0.963
Dirt on receiver	0.98	0.98	1	0.98

* The variant weighting fractions and Variation 4 inputs are not part of the library.

Total Weighted Losses

Heat loss at design	200.725 W/m
Optical derate	0.877

Simulate Parametrics Stochastic P50 / P90 Macros

Receivers (HCEs)

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

Grid Limits

Parameters and Variations

	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	0.985	0.01	0.005	0
Absorber Parameters:				
Absorber absorptance	0.96	0.96	0.8	0
Absorber emittance	Edit...	0.65	0.65	0
Envelope Parameters:				
Envelope absorptance	0.02	0.02	0	0
Envelope emittance	0.86	0.86	1	0
Envelope transmittance	0.963	0.963	1	0
	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
Gas Parameters:				
Annulus gas type	Hydrogen	Air	Air	Hydrogen
Annulus pressure (torr)	0.0001	750	750	0
Heat Loss at Design:				
Estimated avg. heat loss (W/m)	190	1100	1500	0
Optical Effects:				
Bellows shadowing	0.96	0.96	0.96	0.963
Dirt on receiver	0.98	0.98	1	0.98

* The variant weighting fractions and Variation 4 inputs are not part of the library.

Total Weighted Losses

Heat loss at design	205.65 W/m
Optical derate	0.869

Simulate Parametrics Stochastic P50 / P90 Macros

Figura 3.10. Configuración de la pestaña "Receivers (HCE)" en SAM

Una característica relevante del programa es la posibilidad de introducir hasta cuatro variaciones por tipo de receptor, facilitando la simulación de distintas condiciones como la pérdida de vacío o el daño en la envoltura de vidrio. Para Enerstar-Villena, se empleó el modelo SCHOTT PTR®70 de la base de datos de SAM. Se simularon tres situaciones: un estado estándar, uno con pérdida de vacío y otro con receptor roto, asignando una fracción del campo solar a cada escenario para evaluar su impacto.

3.3.6 Power Cycle

La sección "*Power Cycle*" de SAM es esencial para la conversión termoeléctrica, ofreciendo dos enfoques para modelar el ciclo de potencia. Por un lado, el modelo de ciclo Rankine simula máquinas de vapor convencionales (con calentadores de agua, precalentador, caldera y sobrecalentador). Este modelo de regresión, derivado de principios de conservación de masa y energía, calcula el rendimiento bajo diversas condiciones operativas de forma rápida, flexible y precisa, siendo apto para la mayoría de las configuraciones de CSP.

Por otro lado, el modelo de ciclo de energía definido por el usuario brinda una capacidad de personalización superior. Permite al usuario incorporar datos de modelos de ciclo de potencia propios, sean Rankine o de otra índole. Para ello, se deben proporcionar parámetros generales del ciclo y tablas que relacionen la energía eléctrica generada con el caudal másico del HTF y la temperatura ambiente. SAM emplea estos datos para construir un modelo de regresión que captura tanto los efectos de variables individuales como las interacciones entre ellas.

En el caso de este estudio se va a emplear el modelo del ciclo Rankine.

The screenshot shows the SAM software interface with the 'Power Cycle' tab selected. The interface is organized into a sidebar on the left and a main configuration area on the right. The sidebar includes options for 'Simulate >', 'Parametrics', 'Stochastic', 'P50 / P90', and 'Macros'. The main area is divided into three sections:

- System Design Parameters:**
 - Power cycle gross output: 55 MWe
 - Estimated gross to net conversion factor: 0.909
 - Estimated net output (nameplate): 49.995000000000 MWe
 - Cycle thermal efficiency: 0.3971
 - Cycle thermal power: 138.50 MWt
 - HTF hot temperature: 393 °C
 - HTF cold temperature: 293 °C
- General Design Parameters:**
 - Pumping power for HTF through power block: 0.55 kW/kg/s
 - Fraction of thermal power needed for standby: 0.2
 - Power block startup time: 0.5 hours
 - Fraction of thermal power needed for startup: 0.2
 - Minimum turbine operation: 0.1
 - Maximum turbine over design operation: 1
 - Cycle design HTF mass flow rate: 555.5 kg/s
- Rankine Cycle Parameters:**
 - Steam cycle blowdown fraction: 0.02
 - Turbine inlet pressure control: Fixed pressure
 - Condenser type: Evaporative
 - Ambient temperature at design: 42 °C
 - ITD at design point: 16 °C
 - Reference condenser water dT: 12 °C
 - Approach temperature: 5 °C
 - Condenser pressure ratio: 1.0028
 - Min condenser pressure: 1.25 inHg
 - Cooling system part load levels: 2

Figura 3.11. Configuración de la pestaña "Power Cycle" en SAM

3.3.7 Thermal Storage

El sistema de almacenamiento de energía térmica (TES), que permite almacenar el calor proveniente del campo solar en un medio líquido, es un componente crucial para la operatividad y flexibilidad de las plantas termosolares. Esta capacidad de acumulación energética posibilita impulsar la turbina del bloque de potencia incluso durante períodos de baja o nula radiación solar, lo cual resulta particularmente beneficioso en ubicaciones donde la demanda máxima de energía se extiende más allá del ocaso. Integrar un sistema de almacenamiento térmico en una configuración de colectores cilindro-parabólicos permite, por tanto, desvincular temporalmente la fase de captura de energía solar de la fase de operación del bloque de potencia, optimizando así la generación eléctrica.

La sección "Thermal Storage" de SAM ofrece una configuración muy detallada del sistema de almacenamiento, permitiendo especificar una amplia gama

de parámetros fundamentales. Entre ellos, se incluye la selección del fluido de almacenamiento (HTF), las dimensiones físicas de los tanques (volumen, alturas, diámetros), el número de parejas de tanques (frío y caliente), las temperaturas operativas de entrada y salida del sistema de almacenamiento, su rendimiento térmico y las pérdidas de calor asociadas. En definitiva, esta pestaña habilita una configuración muy precisa y pormenorizada del comportamiento termodinámico y operativo del TES.

No obstante, en el contexto de la modelización inicial de la planta base para este estudio, se omite la configuración de estos parámetros dado que la planta Enerstar-Villena no dispone de un sistema de almacenamiento térmico. Por ende, la configuración y el análisis detallado de esta pestaña se reservarán para apartados posteriores, cuando se comience a integrar y simular explícitamente el sistema de almacenamiento en las configuraciones extendidas de la planta.

Figura 3.12. Configuración de la pestaña “Thermal Storage” en SAM

3.3.8 System Control

En esta pestaña se definen algunos parámetros operativos del sistema como el consumo de energía de la planta, el balance de consumos parásitos o la caldera auxiliar parasitaria.

Por otro lado, encontramos también la opción “Dispatch Control”, que permite asociar a determinadas franjas horarias una fracción de salida de la turbina que

representa el porcentaje de la potencia instalada que podrá ser inyectado a la red en esa franja. De esta forma se consigue limitar o favorecer la inyección de energía a conveniencia, pudiendo así establecer estrategias de inyección y/o de almacenamiento. Esta opción será de gran utilidad en el presente estudio pero, al igual que la configuración del sistema de almacenamiento, se pospondrá para capítulos posteriores. Por el momento, dado que el caso base no dispone de almacenamiento, esta opción se mantiene con los valores de serie.

Dispatch Control

Use output fraction as maximum cycle output

Turbine output fraction

Period 1: 1
 Period 2: 1
 Period 3: 1
 Period 4: 1
 Period 5: 1
 Period 6: 1
 Period 7: 1
 Period 8: 1
 Period 9: 1

Use the schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Hybrid cooling fraction

Period 1: 0
 Period 2: 0
 Period 3: 0
 Period 4: 0
 Period 5: 0
 Period 6: 0
 Period 7: 0
 Period 8: 0
 Period 9: 0

The turbine output fraction scales the turbine thermal input relative to design for the corresponding time-of-delivery period.

Hybrid cooling fractions are only active when you choose hybrid cooling on the Power Cycle page.

Figura 3.13. Configuración de la pestaña "System Control" en SAM

Con la configuración de todos los parámetros de diseño y operación de la planta termosolar Enerstar-Villena en SAM, se da por completado el proceso de modelización de la planta. Este modelo, detallado a lo largo del presente capítulo, servirá como base para todas las simulaciones posteriores. El siguiente capítulo se centrará en la validación de este modelo, comparando sus resultados de producción energética con datos reales de operación de la planta, a fin de asegurar la fiabilidad y precisión de la simulación antes de proceder con el análisis de las estrategias de almacenamiento.



CAPÍTULO 4

RESULTADOS Y VALIDACIÓN DEL CASO BASE

4.1 Objeto

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos al simular el modelo construido en el capítulo anterior junto con registros climáticos experimentales tomados in situ en 2024.

El objetivo del presente capítulo es validar el modelo configurado en el capítulo anterior comparando sus resultados con datos reales de la operación de la planta durante 2024. De manera adicional se revisa la bibliografía relacionada existente con el fin de destacar la limitada disponibilidad de datos experimentales en la literatura para la validación de modelos de plantas termosolares, lo que refuerza la relevancia de los datos utilizados en este trabajo.

4.2 Revisión bibliográfica

Para validar el modelo desarrollado en SAM, se ha realizado una revisión de estudios previos que persiguen objetivos similares. Como punto de partida, se ha consultado la sección de validación de CSP en la página oficial de SAM . En esta sección, se proporcionan archivos ejecutables y documentación relacionada con dos plantas de energía termosolar en España: Andasol-1 (colectores cilindro-parabólicos) y Gemasolar (torre de concentración). Estos archivos son útiles como referencia inicial para simulaciones, aunque requieren ajustes específicos para adaptarse a otras plantas, como Enerstar-Villena.

En el caso de Andasol-1, se incluye un documento PDF que describe la planta y proporciona información económica. Respecto al rendimiento térmico, se

menciona únicamente la producción anual: la simulación estima una generación de aproximadamente 174,5 GWh/año, mientras que el informe anual de producción indica 179,1 GWh/año, lo que representa una diferencia del 2,6% . Sin embargo, validar un modelo basado únicamente en una cifra anual no captura las complejidades operativas ni las interacciones entre componentes de la planta . Además, esta validación se basa en comparaciones con datos de producción anual obtenidos de informes públicos, lo que puede limitar su precisión.

Diversos estudios recientes han utilizado el caso de Andasol-1 para validar modelos de plantas termosolares. Por ejemplo, Ikhlef y Larbi (2024) evaluaron el rendimiento de una planta similar en diferentes ubicaciones del desierto argelino. Bayoumi et al. (2024) realizaron un análisis comparable en 28 ubicaciones de Egipto, identificando la región de Djanet como la más favorable, con un factor de capacidad del 53,7% y un coste nivelado de electricidad (LCOE) de 16,84 ¢/kWh. No obstante, estos estudios también se basan en datos de producción anual para la validación, lo que limita la comprensión detallada del comportamiento operativo de las plantas.

Boretti et al. (2020) avanzó en este aspecto al centrarse exclusivamente en la validación de SAM utilizando datos de producción eléctrica de la Administración de Información Energética de EE. UU. (EIA). Modelaron plantas de colectores cilindro-parabólicos (Genesis, Mojave y Solana) y una planta de torre solar (Crescent Dunes), todas en el suroeste de EE. UU. Compararon los factores de capacidad promedio mensuales simulados con datos operativos reales. Concluyeron que, aunque los datos mensuales suavizan las discrepancias entre resultados simulados y reales, los modelos muestran una concordancia razonable para sistemas de canal parabólico, mientras que las plantas de torre solar presentan desviaciones significativas. Destacaron la necesidad de validar SAM con datos de mayor frecuencia temporal, como los horarios, para mejorar la precisión del modelo MDPI.

Al-Kouz et al. (2020) basó su estudio en el trabajo de Boretti para validar un modelo de planta CSP de 140 MWe con almacenamiento térmico en dos ubicaciones de Jordania, utilizando también una resolución mensual. Subrayaron la importancia de los datos experimentales para mejorar la precisión de las

predicciones y señalaron el impacto significativo de factores ambientales como temperatura, humedad y disponibilidad de radiación solar en la selección del sitio óptimo para la implementación de CSP.

Ezeanya (2018) presentó una validación con resolución horaria de un modelo SAM para una planta solar térmica. Sin embargo, su relevancia para este estudio es limitada debido a la pequeña escala del proyecto (50 kWe), el uso de agua como fluido térmico y un período de validación corto (10 días), lo que dificulta la comparación con plantas de mayor escala y diferentes características operativas.

Portales R. (2025) presenta un análisis comparativo de distintas tecnologías disponibles para la disipación de calor en el foco frío de una central termosolar cilindro-parabólica. Este estudio es de particular relevancia, ya que utiliza como caso de estudio principal la planta Enerstar-Villena, al igual que el presente trabajo. La utilidad de su investigación reside en la creación de un modelo base de Enerstar-Villena y la validación horaria que realiza, lo cual puede servir como una referencia valiosa para nuestra propia investigación sobre la misma instalación.

En resumen, si bien gran parte de la literatura existente sobre la validación de SAM carece de la granularidad y el rigor necesarios para asegurar su fiabilidad en aplicaciones críticas de diseño o modernización de plantas CSP, el trabajo de Portales R. (2025) representa una notable excepción. Nuestra investigación se apoya en esta línea al proporcionar una validación horaria de SAM, utilizando datos climáticos y operativos reales de la planta solar Enerstar-Villena, recogidos a lo largo de 2024. La alta fiabilidad operativa de esta planta, conseguida mediante un mantenimiento predictivo que reduce el tiempo de inactividad, permitiendo su funcionamiento durante casi 300 días al año, refuerza la relevancia de nuestro estudio.

4.3 Resultados del case base

En este apartado se presentan los resultados más relevantes del denominado caso base, que corresponde a la simulación realizada con el modelo SAM utilizando

datos experimentales recogidos durante 2024 en la planta solar Enerstar-Villena. Estos resultados son el punto de partida para la posterior validación del modelo.

En la Figura 1 se recoge el diagrama de flujo que describe el procedimiento seguido: desde la incorporación de los datos meteorológicos reales y las características físicas de la planta en el modelo, hasta su comparación con los datos experimentales para validar los resultados.



Figura 4.1. Flujograma de trabajo de la fase de validación

A continuación, se muestra un resumen anual del funcionamiento de la planta. Entre los valores más destacados se encuentran una producción bruta de 94.694 GWh-e, una energía inyectada a la red de 79.088 GWh-e, un factor de carga del 18,1%.

Metric	Value
Annual AC Energy in Year 1	79,088,952 kWh-e
Annual Freeze Protection	0 kWh-e
Annual TES Freeze Protection	0 kWh-e
Annual Field Freeze Protection	0 kWh-e
Capacity factor	18.1%
Power cycle gross electrical output	94,694,008 kWh-e
First year kWh/kW	1,582 -
Gross-to-net conversion	83.5 %
Annual Water Usage	277,443 m ³

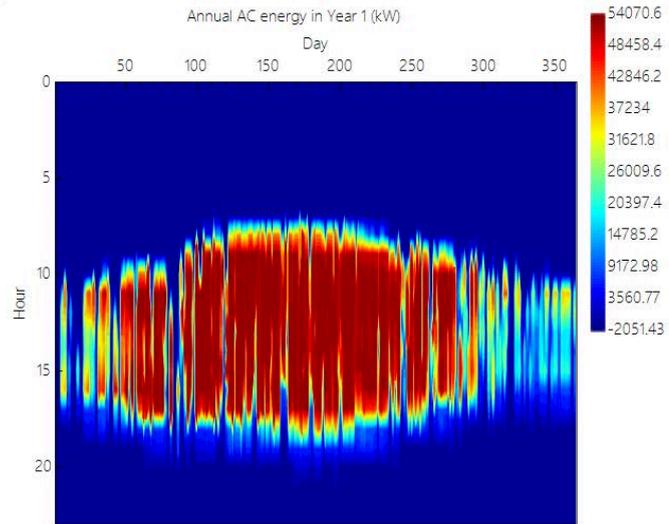


Figura 4.2. Tabla resumen de datos anuales y diagrama de calor de la potencia producida en el caso Base.

El modelo SAM permite representar los resultados de simulación en diferentes escalas temporales: anual, mensual, diaria y horaria. En las siguientes representaciones gráficas se ilustran tanto la irradiancia directa corregida por el ángulo de incidencia como la potencia térmica incidente en el campo solar, para cada una de las 8760 horas del año y para un periodo concreto de verano.

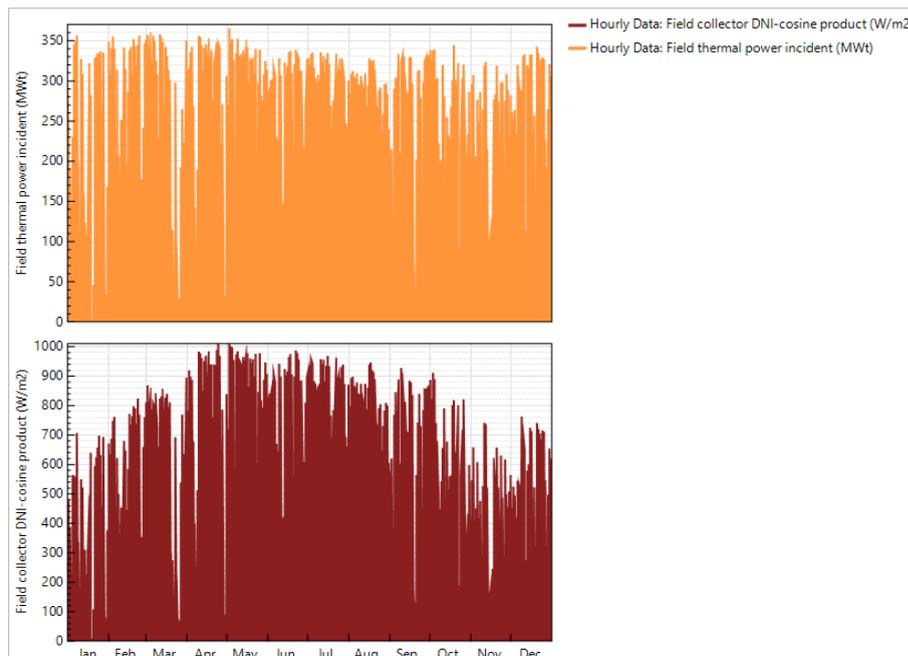


Figura 4.3. Resultados horarios de potencia térmica incidente e irradiancia en el plano del colector

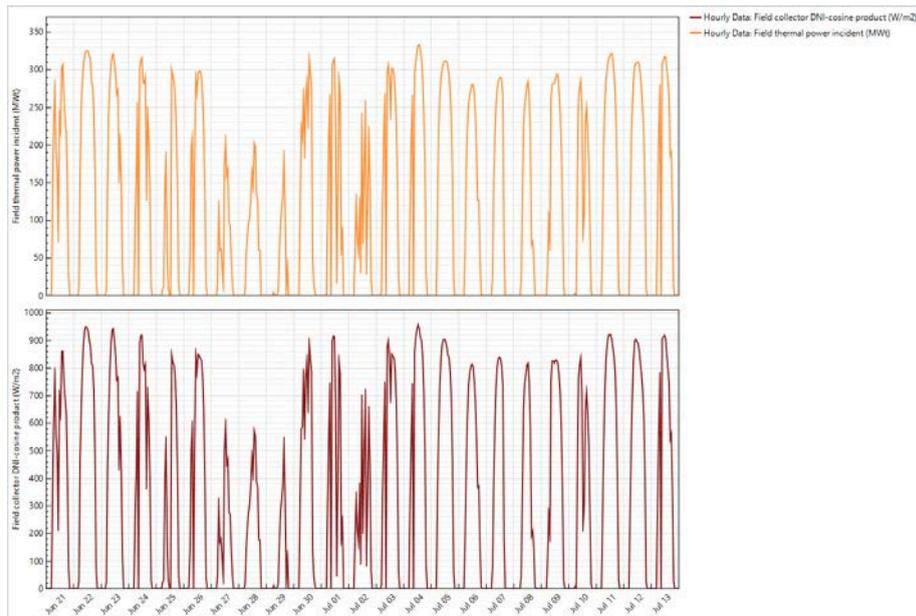


Figura 4.4. Ampliación de resultados horarios para los días entre el 21 de junio y el 13 de julio.

Además, es posible obtener perfiles mensuales promedio por hora de distintas variables. A continuación, se presentan los perfiles correspondientes a la producción bruta de energía y al consumo de agua, lo que permite identificar tendencias estacionales y patrones de comportamiento.

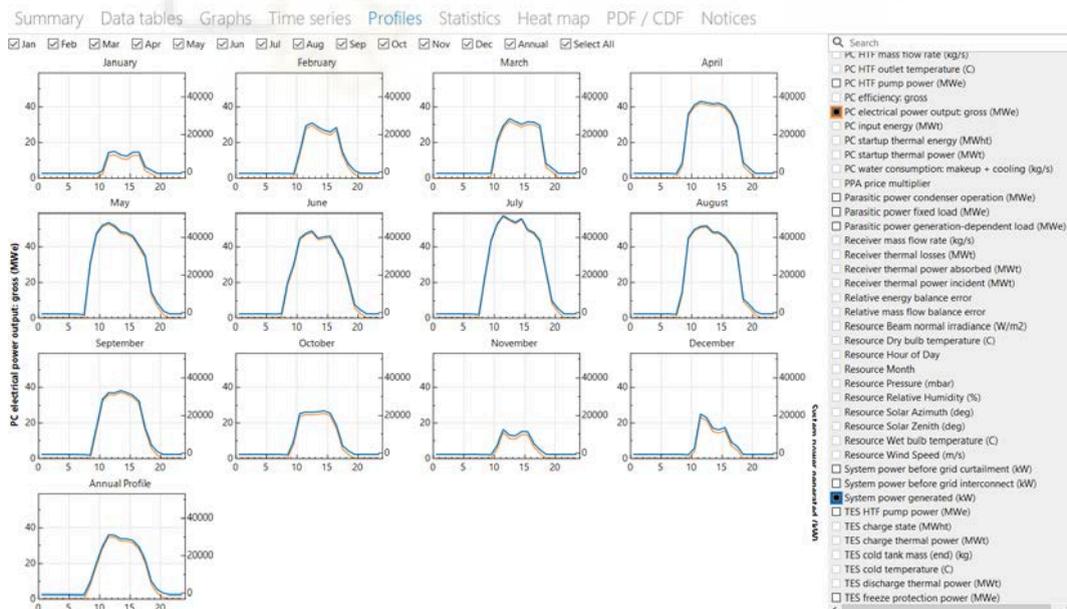


Figura 4.5. Perfiles mensuales por horas de la potencia bruta producida para el caso base

Otra herramienta disponible en SAM es la generación de histogramas de frecuencia horaria, los cuales permiten analizar la distribución de valores y calcular percentiles específicos definidos por el usuario.



Figura 4.6. Histograma de la potencia bruta producida para el caso base

Asimismo, la plataforma posibilita la exportación de los datos simulados en distintos formatos y frecuencias temporales, lo que facilita su tratamiento posterior en programas como Excel.

Hourly Data X	Field thermal power incident (MWt)	Receiver thermal power incident (MWt)	Field thermal power leaving in HTF (MWt)	PC electrical power output: gross (MWe)	Total electric power to grid (MWe)
Jan 1, 12:00 am	0	0	-0.0258027	0	-0.960295
Jan 1, 01:00 am	0	0	-0.050312	0	-0.960291
Jan 1, 02:00 am	0	0	-0.0508062	0	-0.960287
Jan 1, 03:00 am	0	0	-0.0425552	0	-0.960284
Jan 1, 04:00 am	0	0	-0.0367668	0	-0.96028
Jan 1, 05:00 am	0	0	-0.0346241	0	-0.960277
Jan 1, 06:00 am	0	0	-0.0335933	0	-0.960274
Jan 1, 07:00 am	0	0	-0.0327313	0	-0.96027
Jan 1, 08:00 am	0	0	-0.0323117	0	-0.960267
Jan 1, 09:00 am	0	0	-0.0316302	0	-0.960264
Jan 1, 10:00 am	0	0	-0.0310756	0	-0.96026
Jan 1, 11:00 am	3.05915	1.21028	-0.0212651	0	-1.01216
Jan 1, 12:00 pm	95.5136	28.6821	0.207748	0	-1.01028
Jan 1, 01:00 pm	138.682	32.7192	0.876244	0	-1.01768
Jan 1, 02:00 pm	182.53	44.1774	1.1942	0	-1.02645
Jan 1, 03:00 pm	282.122	91.5097	4.57117	0	-1.13939
Jan 1, 04:00 pm	236.235	88.9482	5.85781	0	-1.15938
Jan 1, 05:00 pm	86.676	0	10.2454	0	-1.01858
Jan 1, 06:00 pm	0.339906	0	6.98666	0	-1.01845
Jan 1, 07:00 pm	0	0	-0.395554	0	-0.960647
Jan 1, 08:00 pm	0	0	-0.283286	0	-0.960627
Jan 1, 09:00 pm	0	0	-0.179291	0	-0.960603
Jan 1, 10:00 pm	0	0	-0.130902	0	-0.960577
Jan 1, 11:00 pm	0	0	-0.115557	0	-0.960552
Jan 2, 12:00 am	0	0	-0.110772	0	-0.960525
Jan 2, 01:00 am	0	0	-0.105986	0	-0.960507
Jan 2, 02:00 am	0	0	-0.10027	0	-0.960486
Jan 2, 03:00 am	0	0	-0.0947536	0	-0.960467
Jan 2, 04:00 am	0	0	-0.089849	0	-0.96045
Jan 2, 05:00 am	0	0	-0.0847259	0	-0.960436
Jan 2, 06:00 am	0	0	-0.0800716	0	-0.960423
Jan 2, 07:00 am	0	0	-0.077004	0	-0.960412

Figura 4.7. Pestaña en SAM para la visualización de datos numéricos y exportación

Con los datos exportados, se procederá a compararlos con los registros experimentales medidos en la planta de Villena, lo cual servirá para validar la precisión del modelo. También se ha realizado un análisis adicional de los distintos flujos de potencia, debido a la ambigüedad que puede existir entre los términos utilizados como potencia bruta, neta o energía inyectada a la red. Para ello, se ha generado un diagrama de Sankey a partir de los datos exportados desde SAM utilizando la herramienta Sankeymatic.

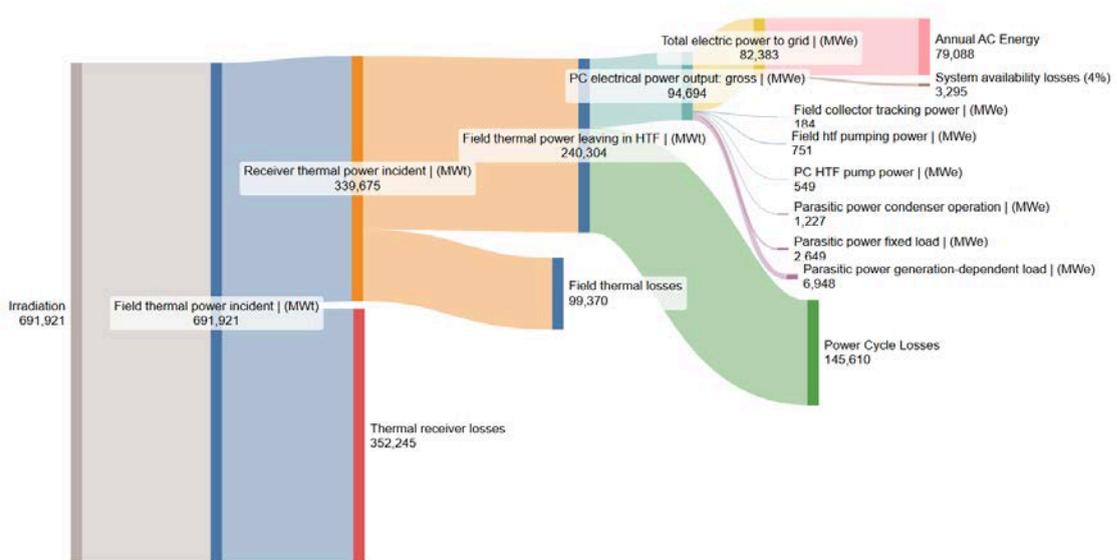


Figura 4.8. Diagrama de SANKEY con los flujos energéticos del caso base según datos de SAM

La diferencia entre la potencia bruta ("Gross") y la potencia neta o energía entregada a la red ("Power to grid", anteriormente denominada "Net") se explica por las pérdidas eléctricas internas asociadas al funcionamiento de bombas, sistemas de refrigeración, entre otros consumos auxiliares. La variable "Total electric to the grid" representa la energía suministrada a la red antes de descontar las pérdidas por disponibilidad del sistema, las cuales por defecto se estiman en un 4% según la configuración de la página "System Control" en SAM.

Es importante mencionar que, aunque la variable "Total electric to the grid" suele ser positiva durante la operación normal de la planta, puede tomar valores negativos cuando los consumos parásitos superan la producción eléctrica. Por ello, se presenta el siguiente desglose:

Total electric to the grid = 82.383 MWh, compuesto por:

- Producción positiva: 88.453 MWh (\sum Net Electric Output > 0)
- Consumo parasitario total: -6.070 MWh (\sum Net Electric Output < 0)

Esta información se representa de manera visual en la Figura 49, donde se han anotado los valores anuales sobre el esquema unifilar del generador de la planta. La imagen corresponde a una captura del sistema SCADA en un momento en que la planta no estaba operativa, lo que sirve para ilustrar la diferencia entre los periodos de producción e inyección de energía, y aquellos en los que la planta recibe energía desde la red para su funcionamiento.

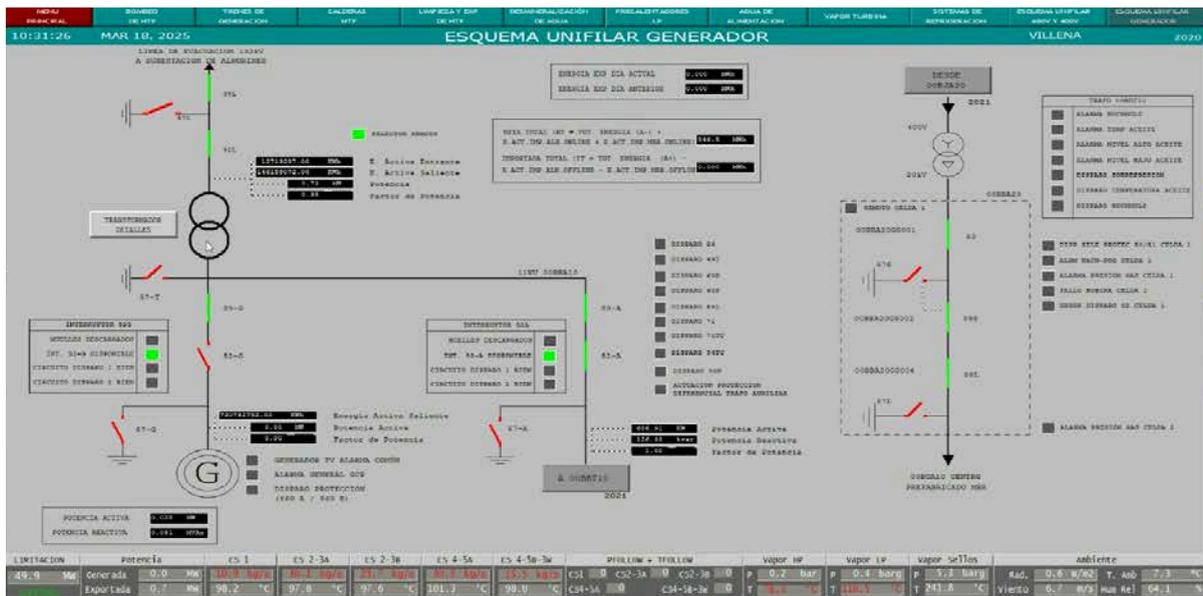


Figura 4.9. Esquema unifilar del generador de la planta Enerstar-Villena. Captura del sistema de adquisición de datos

4.4 Validación con datos experimentales

4.4.1 Validación energética

En esta sección se lleva a cabo la comparación entre los resultados obtenidos mediante el modelo SAM y los datos experimentales registrados en la planta solar Enerstar-Villena. La variable tomada como referencia para este análisis es "Net > 0 Electric Output (MWh), Hourly", que representa exclusivamente la energía eléctrica entregada a la red en aquellos momentos del día en los que se produce generación neta positiva, es decir, se excluyen las horas con consumo neto por parte de la planta. Esta elección se alinea con la operativa real de la instalación y con los criterios proporcionados por el personal técnico de Villena.

Por coherencia metodológica, los días en los que la planta no estuvo operativa debido a decisiones de operación relacionadas con la red o actividades de mantenimiento, no se han considerado en el proceso de validación.

Durante el año se llevaron a cabo dos paradas técnicas programadas —una en enero y otra en noviembre— con una duración de cuatro días cada una. Estas interrupciones incluyeron las siguientes actividades principales:

1. Inspección de tolerancias en los álabes y el rotor.
2. Verificación de cojinetes axiales y alineación del eje.
3. Revisión de sellos y holguras en el cuerpo de la turbina.

Además, se realizaron pruebas reglamentarias de presión en componentes críticos, inspecciones termográficas de soldaduras, y tareas de limpieza y desinfección de la torre de refrigeración conforme a la normativa de prevención de Legionella.

Para ilustrar estos periodos de parada, la Figura 10 muestra la energía generada diariamente, donde se identifican claramente algunos días a finales de enero y durante noviembre con baja producción, pese a condiciones radiativas favorables según SAM. Solo se han considerado para la validación los días con operación efectiva.

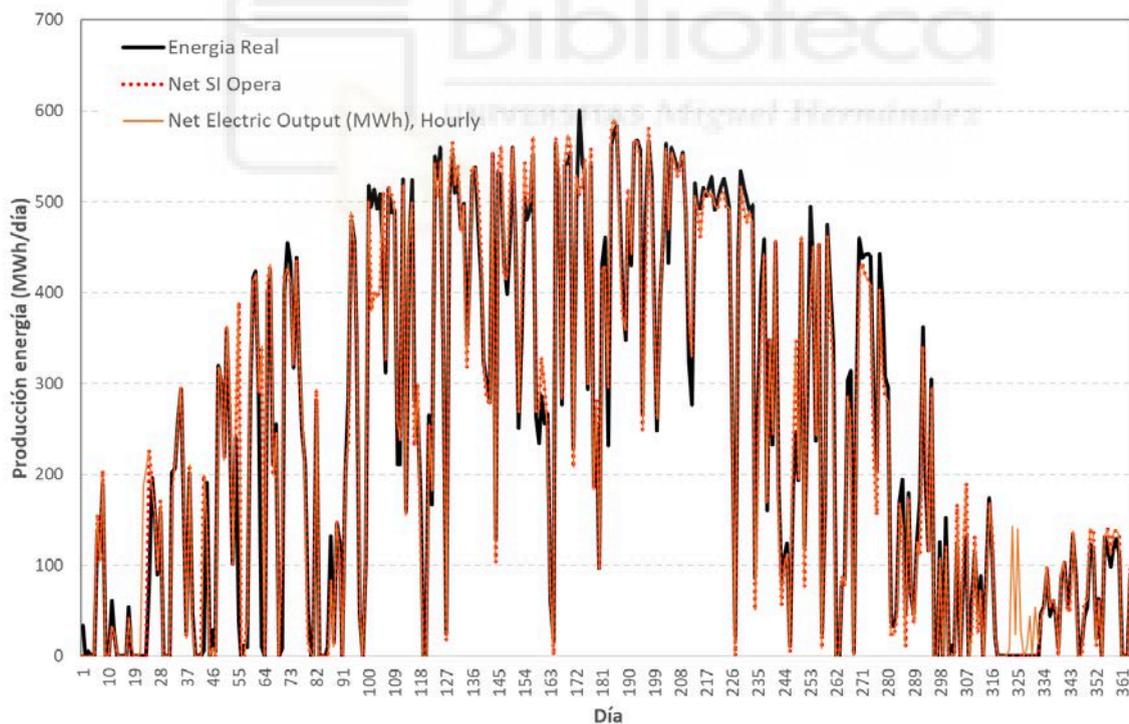


Figura 4.10. Energía producida diaria (MWh)

Además como cuestión preliminar se debe tener en cuenta que para la validación de modelos frente a datos experimentales, se utilizan diversos parámetros estadísticos y métricas de error para evaluar su bondad de ajuste. Los más habituales son:

- **Error Absoluto Medio (MAE, Mean Absolute Error):** Promedio de las diferencias absolutas entre valores modelados y medidos.

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i|$$

Donde y_i es el valor del modelo e \hat{y}_i representa el valor experimental medido

- **Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE, Root Mean Squared Error):** Similar al MAE pero penaliza errores grandes, ya que eleva al cuadrado las diferencias.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}$$

- **Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE, Mean Absolute Percentage Error):** Mide el error en términos porcentuales respecto al valor real.

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right|$$

- **Raíz del Error Cuadrático Medio Porcentual (RMSPE, Root Mean Squared Percentage Error):** Versión cuadrática del MAPE, expresado también en porcentaje.

$$RMSPE = 100 \times \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right)^2}$$

A continuación, comenzando con la validación se presenta la comparación mensual entre los resultados de SAM y los datos reales registrados en la planta:



Mes	SAM 2022 Net >0 Electric Output (MWh)	Energia Real VILLENA (MWh)
Enero	1812.8	1298.2
Febrero	4313.2	3806.2
Marzo	6338.5	6041.8
Abril	9103.6	9497.7
Mayo	13200.4	13162.8
Junio	11479.8	11209.1
Julio	14484.9	14407.3
Agosto	12193.1	12585.8
Septiem bre	7376.3	7597.5
Octubre	4384.6	4887.3
Noviemb re	1525.4	936.4
Diciembr e	2241.2	2089.6
TOTAL	88453.7	87519.9

Tabla 4.1. Comparación de resultados

Los resultados muestran un error porcentual anual de $MAPE_{anual} = 1,06\%$, y un error medio mensual de $MAPE_{mensua} = 2,23\%$. Los mayores desajustes se observan en los meses de enero y noviembre, lo cual se atribuye a los efectos de inercia térmica en periodos de baja operación, donde las condiciones transitorias afectan más significativamente al comportamiento térmico de la planta.

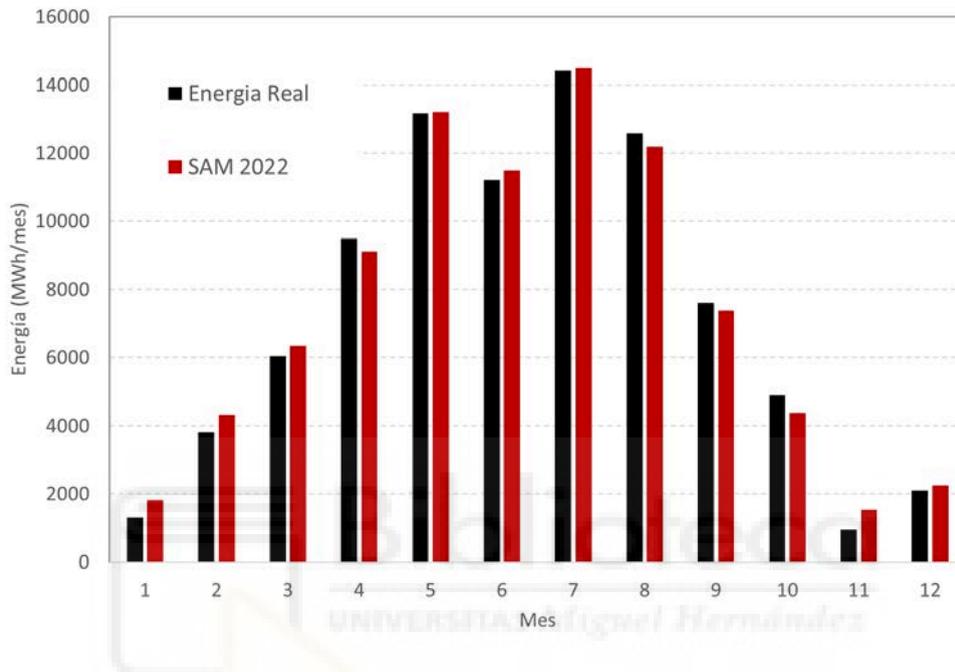


Figura 4.11. Energía producida mensual (MWh/mes)

La siguiente figura combina información diaria y mensual a través del Factor de Capacidad (Capacity Factor, CF), que compara la energía producida con la potencia máxima instalada (50 MW) a lo largo de un periodo dado:

$$CF = \frac{\text{Generación (MWh)}}{\text{Potencia Nominal} \times \text{periodo (MWh)}}$$

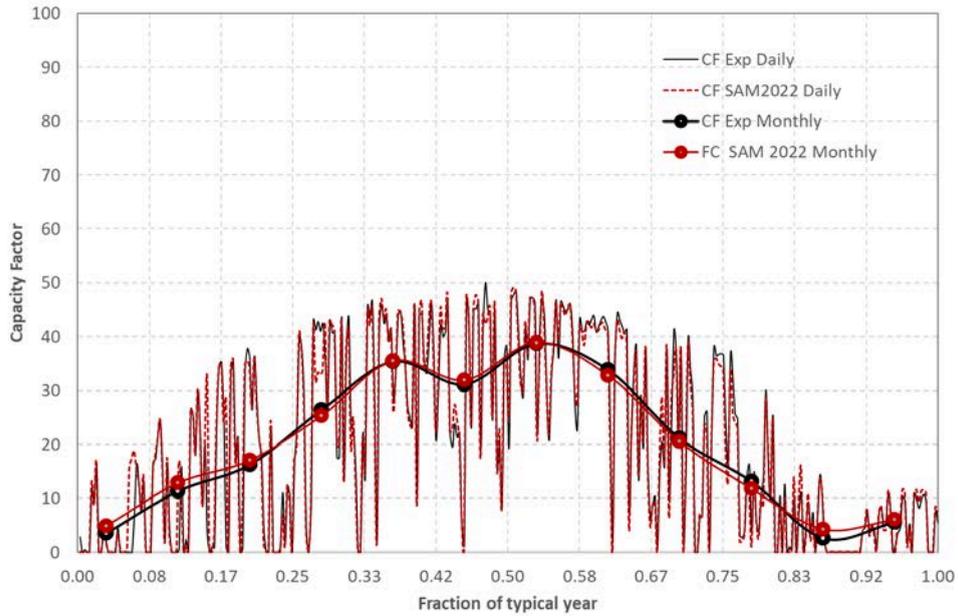


Figura 4.12. Factor de capacidad diario y mensual

En términos cuantitativos los errores calculados son para el $RMSE_CF_{\text{mensual}}=1,06\%$ y para el $RMSE_CF_{\text{diario}}=3,36\%$.

La Figura 13 amplía esta información incluyendo como referencia los resultados de la planta Genesis U.S., estudiada por Boretti et al. (2020), que opera con colectores cilindroparabólicos sin almacenamiento térmico. Aunque las condiciones climáticas y la potencia instalada (250 MW) son diferentes, los niveles de CF son comparables en orden de magnitud, lo que otorga contexto a los resultados obtenidos para Villena.

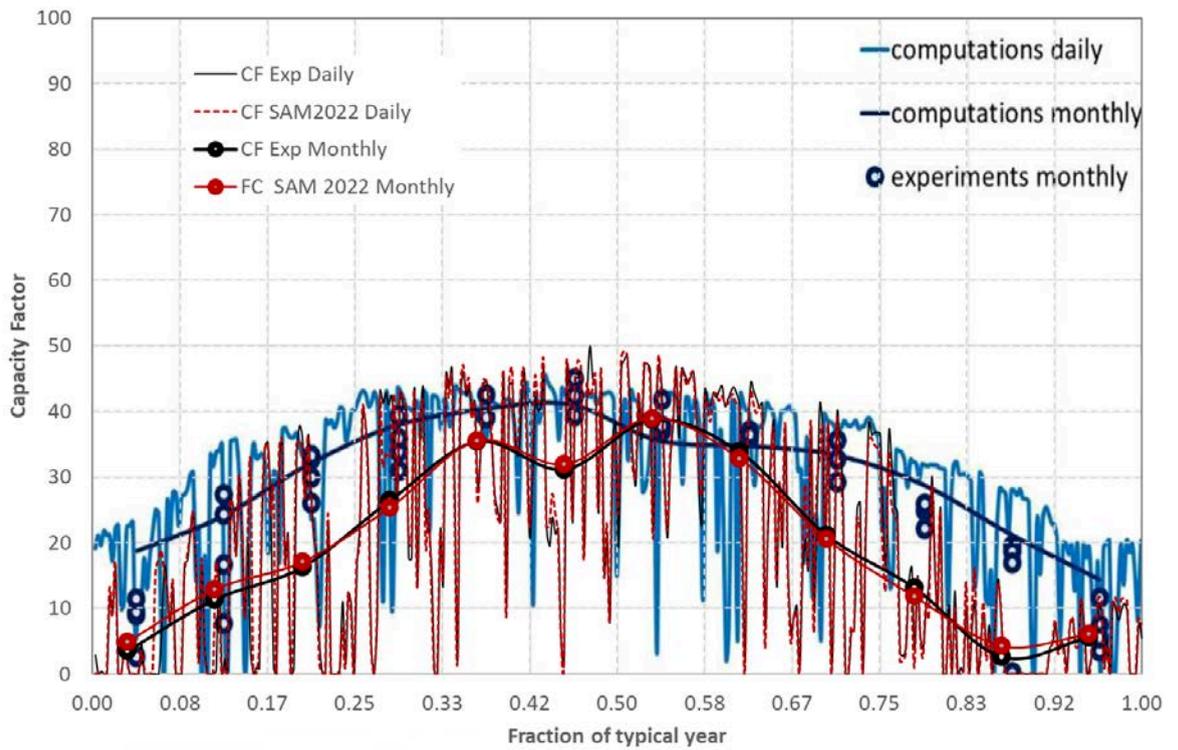


Figura 4.13. Factor de capacidad diario y mensual, comparados con los resultados recogidos en Boretti et al. (2020) para la planta CSP Genesis.

En la Figura 3 se representa la dispersión diaria de energía producida, junto con las bandas de error de $\pm 10\%$. De los 272 días considerados, 158 se sitúan dentro del $\pm 10\%$, y 202 días presentan errores inferiores al $\pm 20\%$.

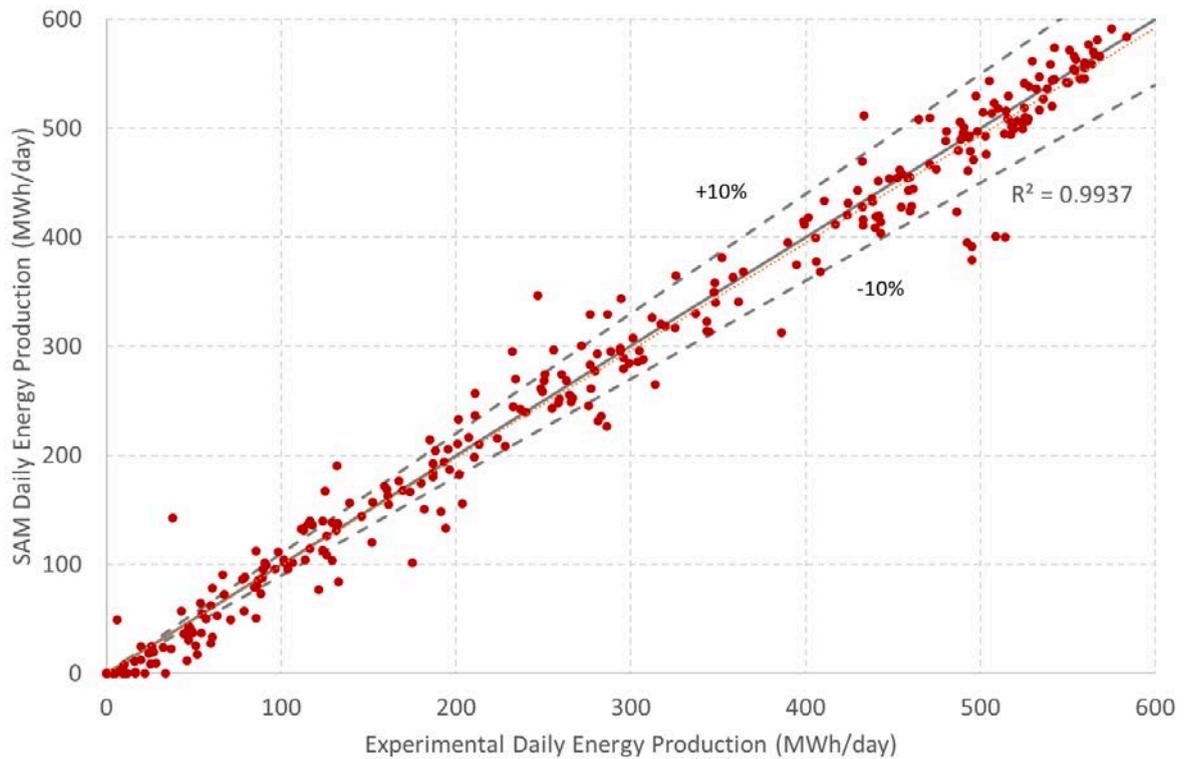


Figura 4.14. Dispersión de la energía producida diaria (MWh/día)

A nivel horario, se ha representado en la Figura 14 la evolución de la energía generada hora a hora para varios meses. Se aprecia una buena concordancia entre los datos simulados y los reales, especialmente en los meses con operación estable.

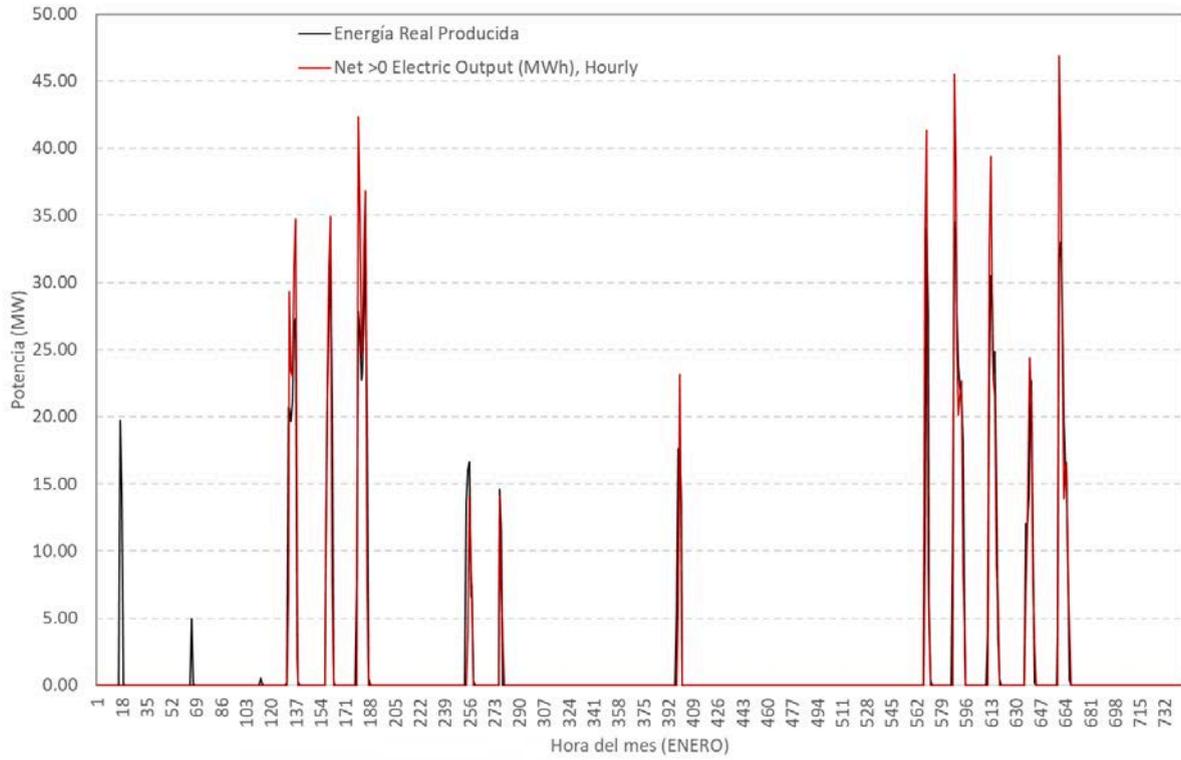


Figura 4.15. Energía producida horaria (MWh) para el mes de ENERO

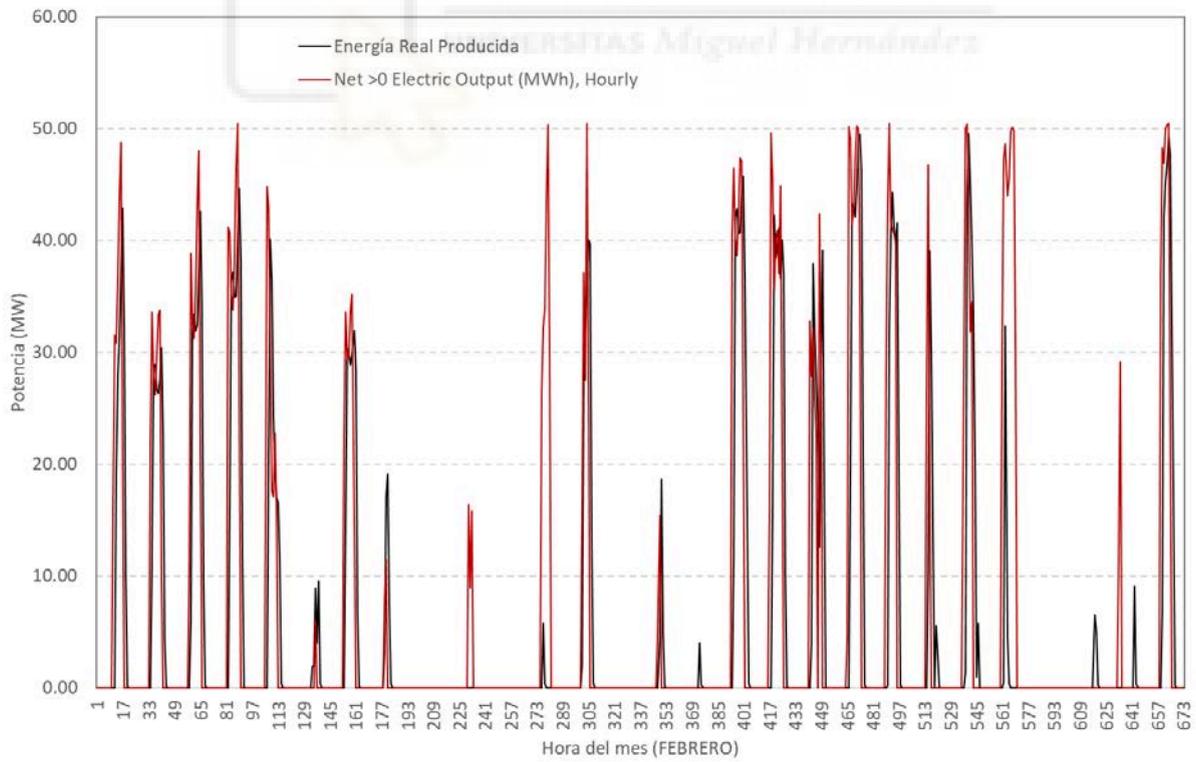


Figura 4.16. Energía producida horaria (MWh) para el mes de FEBRERO

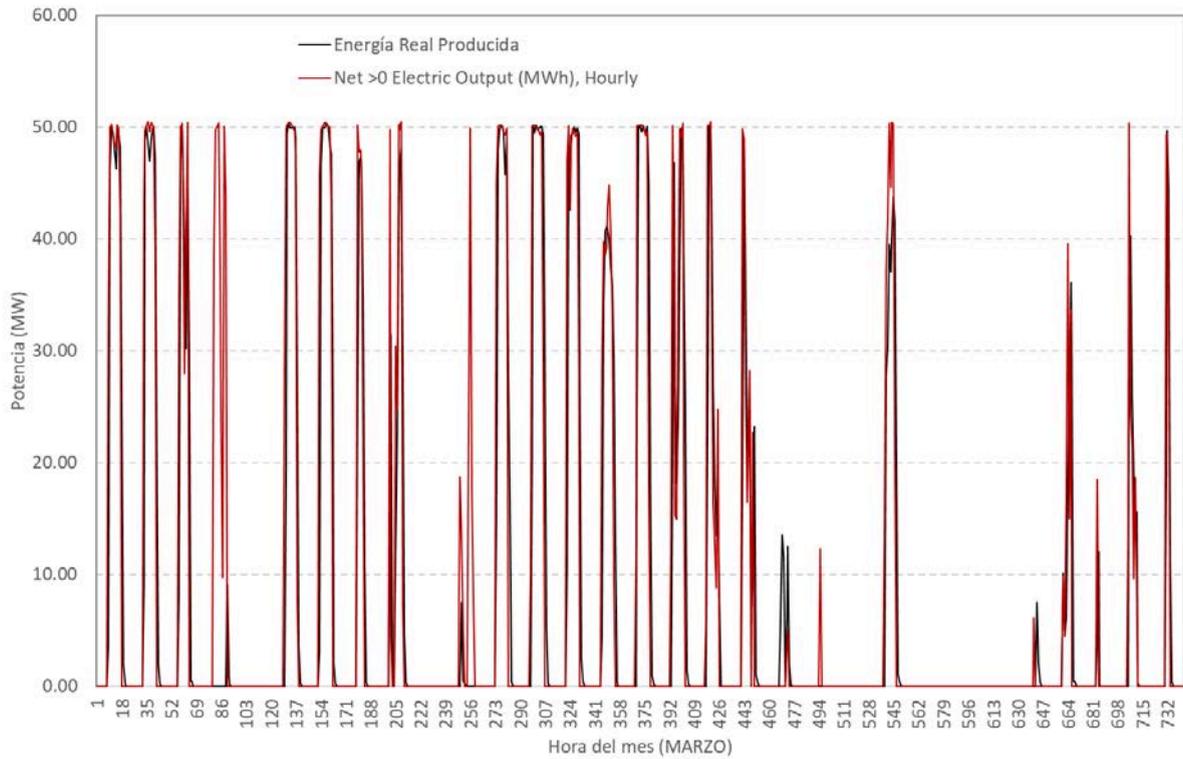


Figura 4.17. Energía producida horaria (MWh) para el mes de MARZO

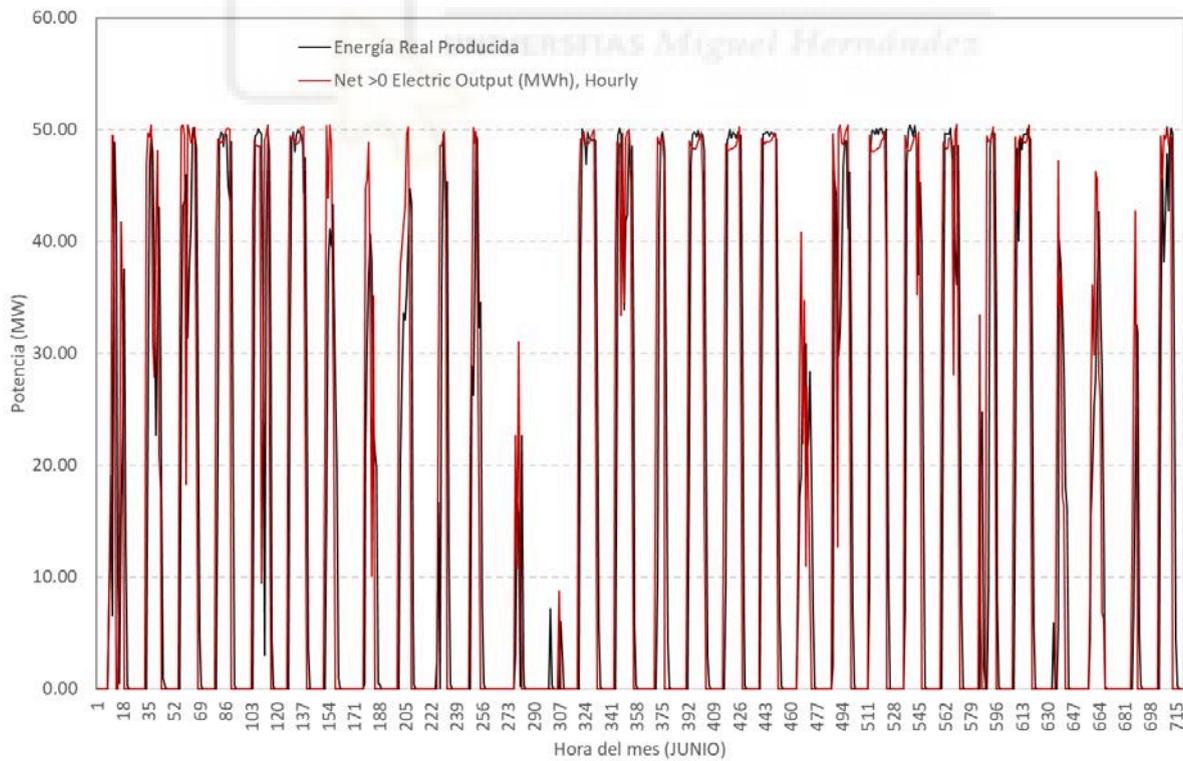


Figura 4.18. Energía producida horaria (MWh) para el mes de JUNIO

Además, se han analizado los perfiles horarios acumulados mensuales, como muestra la Figura 16. Esta visualización permite detectar ligeros desajustes en el arranque diario, particularmente en invierno, lo cual se explica por los tiempos de calentamiento requeridos en los sistemas térmicos tras periodos de inactividad.

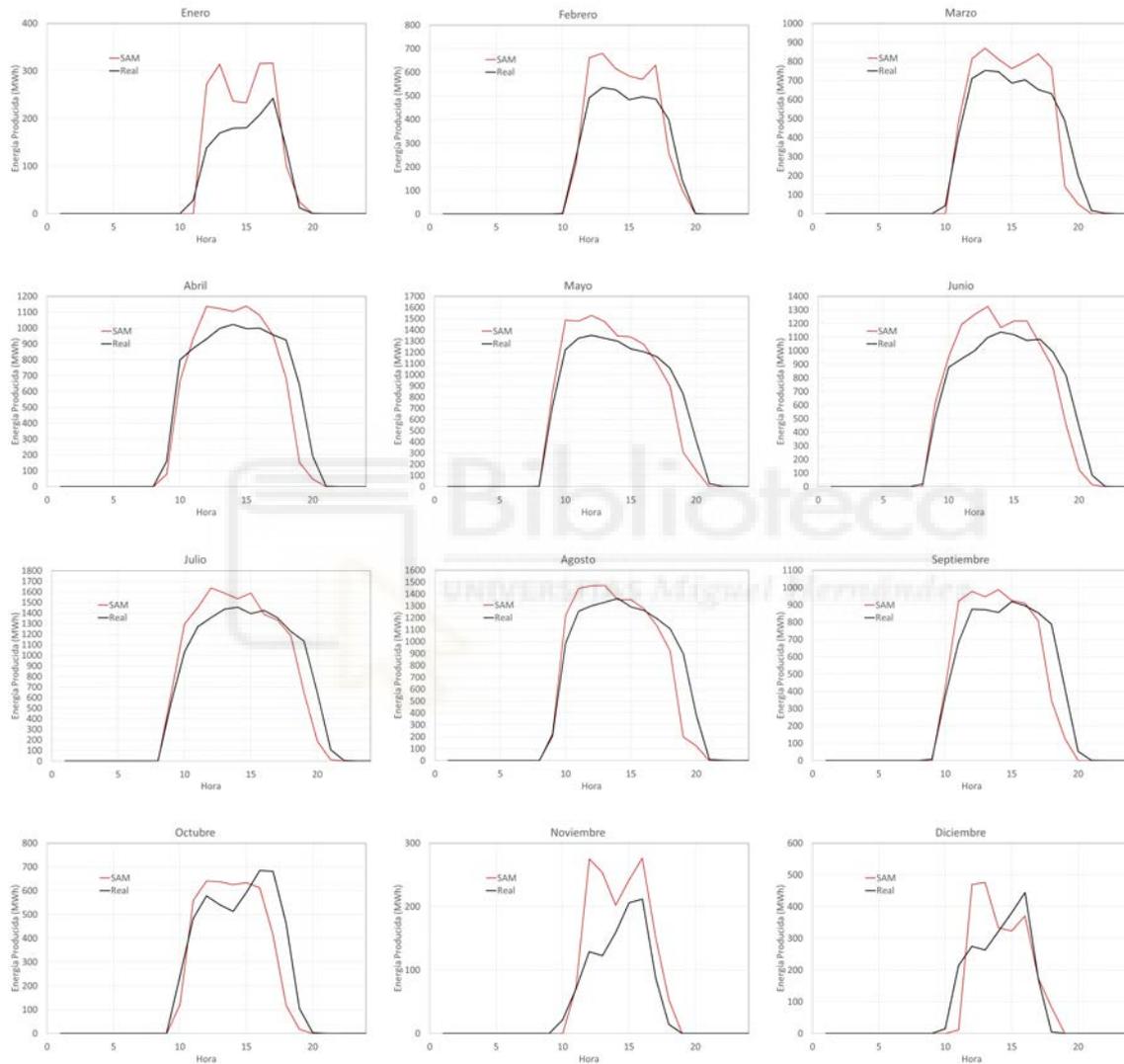


Figura 4.19. Energía producida acumulada por franjas horarias (MWh) mes a mes

En total, la planta estuvo operativa durante 2990 horas, de las cuales 2457 horas presentan errores horarios contenidos dentro del rango MAPE $\pm 10\%$, lo que subraya la calidad del ajuste alcanzado por el modelo SAM en condiciones reales.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO

5.1 Introducción y metodología

A la hora de diseñar y optimizar un sistema de almacenamiento térmico en una planta termosolar, no basta con considerar únicamente los aspectos técnicos internos de la instalación. También es fundamental entender cómo se comporta el mercado eléctrico al que va destinada la energía producida. En particular, la variabilidad horaria de los precios de la electricidad tiene un impacto directo en la rentabilidad de la planta: aprovechar las horas de precio elevado y evitar vender en las de precio bajo es clave para maximizar los ingresos.

Esta variación de precios está muy relacionada con el fenómeno conocido como "curva del pato", ya comentado en el Capítulo 1, donde se explicaba cómo la alta producción renovable durante las horas centrales del día y su brusca caída al atardecer provocan grandes diferencias en los precios de la electricidad.

Para analizar esta situación de forma práctica, en este capítulo se estudia cómo se distribuyen los precios horarios de la electricidad en España a lo largo del último año (2024). Para ello, se han utilizado datos públicos de la plataforma ESIOS de Red Eléctrica de España, a partir de los cuales se han elaborado tablas dinámicas, mapas de calor y gráficos que permiten visualizar de forma clara las tendencias y patrones de precios a lo largo de cada día y cada mes.

El objetivo de este apartado es analizar de manera exhaustiva la evolución del precio de la electricidad a lo largo de los días y meses. De esta manera sentamos una base sólida para entender cuándo resulta más rentable almacenar energía y cuándo es preferible inyectarla directamente a red, lo cual será clave para evaluar en los próximos capítulos cómo debe dimensionarse el sistema de almacenamiento térmico para maximizar los beneficios de la planta termosolar.

5.2 Análisis económico del mercado eléctrico

Para entender mejor cómo varía el precio de la electricidad a lo largo del año y del día, se ha procesado el conjunto completo de precios horarios del año 2024 (8.784 registros) y se ha elaborado un mapa de calor mensual, en el que se representa el precio medio de cada hora del día para cada mes. Esta visualización permite identificar de manera rápida las horas del día con precios más bajos (tonos verdes) y más altos (tonos rojos) en cada época del año.

€/MWh MES													
HORA	01 Enero	02 Febrero	03 Marzo	04 Abril	05 Mayo	06 Junio	07 Julio	08 Agosto	09 Septiembre	10 Octubre	11 Noviembre	12 Diciembre	
0	67,83	39,46	21,80	17,36	48,42	75,84	97,00	112,39	89,15	71,17	104,39	114,20	
1	63,21	35,31	17,53	13,61	44,02	69,96	90,23	107,00	84,37	63,42	98,18	104,46	
2	60,06	32,73	16,08	12,74	40,28	67,84	86,30	102,78	81,28	59,36	93,91	98,13	
3	57,57	31,65	14,97	12,86	39,32	66,05	86,10	104,25	79,79	53,76	91,41	93,29	
4	55,85	30,84	14,19	12,38	38,63	66,08	85,00	101,23	77,65	52,08	88,65	91,14	
5	57,93	33,01	16,15	13,48	40,24	67,78	86,35	102,00	78,87	55,70	91,96	93,78	
6	65,12	37,51	22,20	16,60	44,34	73,64	90,97	106,32	87,59	67,77	100,90	104,78	
7	77,62	45,35	34,38	29,48	51,49	79,89	97,36	112,54	98,99	83,99	114,65	118,88	
8	88,14	50,66	30,92	24,31	41,09	67,67	85,06	105,00	99,98	96,86	119,14	127,95	
9	84,51	43,54	15,02	10,33	25,76	55,78	66,68	87,25	82,57	81,08	108,12	120,70	
10	74,16	37,03	9,52	5,49	15,31	43,85	51,89	68,02	55,72	64,69	93,23	103,53	
11	66,53	33,14	6,39	4,51	9,60	32,46	44,76	58,32	42,14	50,57	84,10	90,07	
12	63,05	30,75	5,76	3,87	8,36	29,03	41,48	56,22	36,84	43,89	80,40	87,10	
13	61,05	28,98	5,02	3,14	6,12	26,37	39,21	57,08	33,43	40,34	78,74	86,50	
14	61,55	28,39	4,54	2,68	5,08	22,76	37,44	57,06	29,55	37,75	79,08	87,18	
15	62,97	28,55	4,60	2,58	3,88	20,02	35,39	55,96	24,57	36,65	85,34	91,03	
16	70,18	31,33	6,36	2,37	3,79	20,22	34,70	56,65	26,72	42,43	105,68	107,86	
17	84,34	38,12	11,27	2,92	6,39	25,00	40,19	62,21	40,79	57,97	122,79	129,39	
18	95,27	49,05	22,43	5,17	12,06	35,08	52,01	77,23	63,30	82,81	137,43	141,37	
19	101,75	59,14	47,19	10,91	25,94	51,65	71,08	100,61	96,52	108,03	137,55	143,37	
20	105,82	68,04	55,92	26,81	44,22	73,26	92,55	118,28	115,93	117,92	133,02	144,32	
21	93,64	58,00	45,21	41,50	63,94	96,37	111,65	135,31	119,08	106,61	125,94	138,26	
22	84,68	47,89	34,51	31,11	59,87	95,44	111,80	125,55	102,75	89,08	119,78	130,81	
23	75,55	41,50	25,23	21,86	51,43	83,90	100,32	116,05	95,38	81,68	111,93	121,63	

Figura 5.1. Mapa de calor de precios horarios por mes

Como se puede observar en el mapa de calor, existe un patrón muy marcado en la evolución horaria de los precios de la electricidad a lo largo del año. Durante prácticamente todos los meses, las horas comprendidas entre las 11:00 y las 17:00 tienden a registrar los precios más bajos, especialmente en primavera y verano.

Esto se debe a la alta penetración de energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico español, que desplaza a tecnologías más caras durante esas horas y provoca que el precio de la electricidad en el mercado mayorista sea más bajo. En la siguiente figura se puede apreciar el impacto de la generación fotovoltaica (zona amarilla) sobre la generación total en este tramo horario.

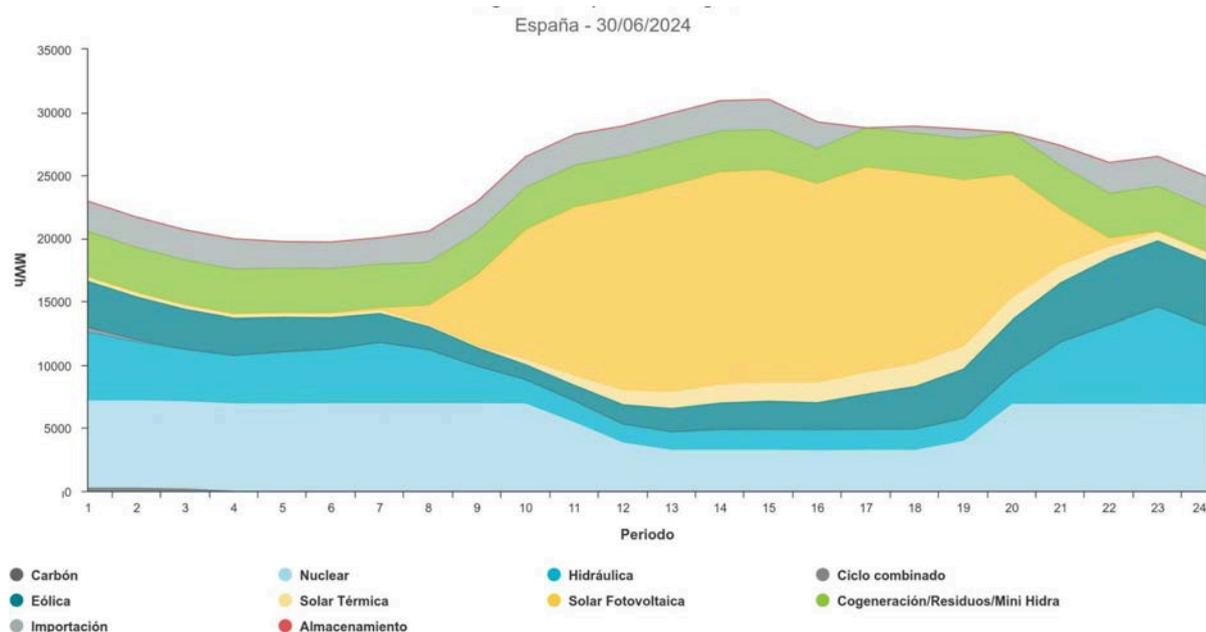


Figura 5.2. Curva de generación por tipo de tecnología en un día típico de verano

En contraste, las horas de la tarde y primeras de la noche, especialmente entre las 19:00 y las 22:00, presentan los precios más altos de cada día. Este fenómeno es especialmente evidente en los meses de octubre a febrero, donde la menor producción solar coincide con un pico de demanda al final de la jornada laboral, lo que dispara los precios. Además, se observa que los meses de invierno presentan una mayor dispersión de precios entre horas valle y punta, mientras que en los meses intermedios (como mayo o septiembre) esta diferencia tiende a suavizarse.

Este tipo de representación visual permite identificar no solo la diferencia diaria de precios, sino también cómo varía su intensidad a lo largo del año. Por ejemplo, en agosto, aunque sigue existiendo un valle diurno, los precios generales tienden a ser más bajos durante todo el día por la caída de la demanda estacional.

Este comportamiento horario del precio eléctrico es un reflejo directo del fenómeno conocido como *curva del pato*, que ya se introdujo en el Capítulo 1. Esta curva describe cómo la generación renovable, especialmente la solar, desplaza a otras tecnologías de generación en las horas centrales del día, como ya se ha comentado antes, haciendo que la demanda neta que debe cubrir el resto del sistema se reduzca drásticamente. Esto provoca que, en esas horas, la electricidad

sea considerablemente más barata. Sin embargo, al caer la producción solar al final de la tarde, la demanda que debe cubrirse con otras fuentes se dispara en muy poco tiempo, dando lugar a un aumento repentino de los precios. En el caso del sistema eléctrico español, esta tendencia se observa de forma clara en los precios de 2024: un "valle" de precios bajos hacia el mediodía, seguido de un "pico" acusado en las horas del atardecer, especialmente durante los meses de invierno.

Para analizar con más detalle este fenómeno y poder comparar los diferentes meses entre sí, se ha generado un gráfico de líneas con los precios medios de cada hora para todos los meses del año. De este modo, se puede observar con claridad la forma de la curva diaria de precios y cómo varía su perfil a lo largo del año.

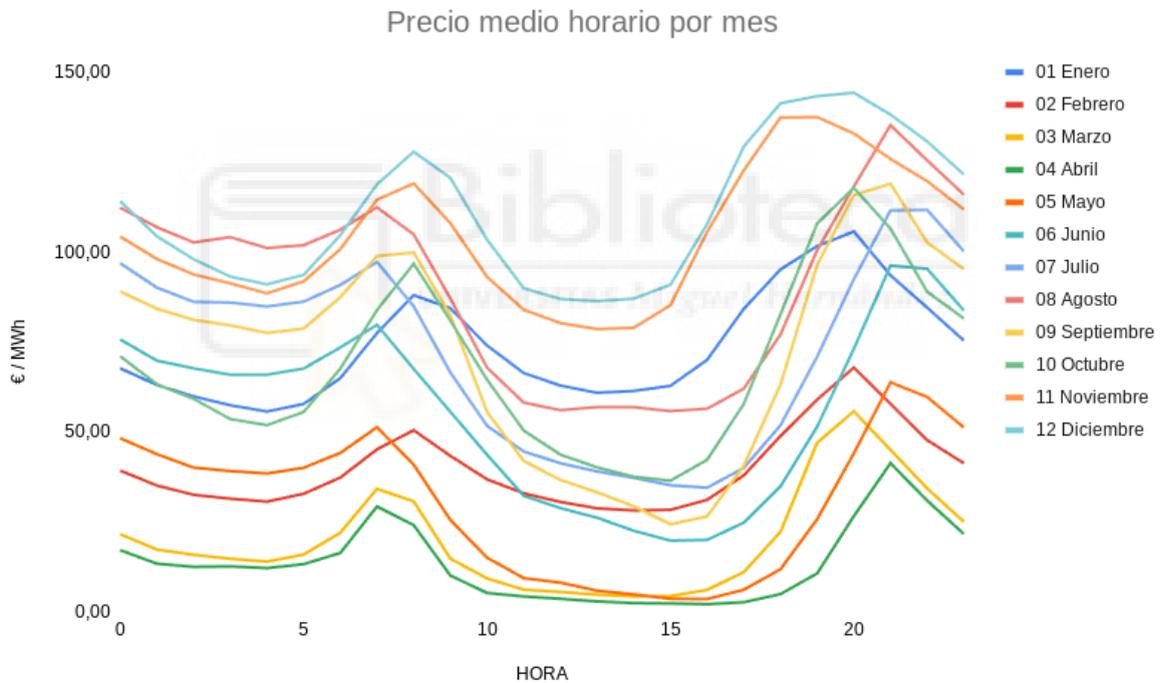


Figura 5.3. Evolución horaria de precios medios por mes

Tal y como se puede ver en la Figura 5.3, aunque la forma general de la curva se repite a lo largo del año, con precios más bajos alrededor del mediodía y picos por la tarde-noche, hay diferencias notables entre unos meses y otros. En meses como julio o noviembre, por ejemplo, las horas punta (entre las 20:00 y las 22:00) tienen precios especialmente altos, mientras que las horas centrales del día se mantienen mucho más bajas. Esto significa que la diferencia entre las horas más

baratas y las más caras es muy grande, lo que puede ofrecer oportunidades interesantes para gestionar la energía de forma más rentable.

Sin embargo, en meses como marzo o abril, esa diferencia es mucho menor: los precios son más bajos en general y la curva diaria está mucho más aplanada. Esto hace que, en esos períodos, sea menos atractivo desde el punto de vista económico mover energía entre franjas horarias.

En resumen, este análisis no solo confirma que existe un patrón diario muy claro, sino que también pone sobre la mesa que ese patrón cambia con las estaciones. Por eso, a la hora de diseñar el sistema de almacenamiento, es importante no fijarse únicamente en los meses con mayor diferencia entre horas baratas y caras, ya que eso podría llevarnos a sobredimensionarlo. Del mismo modo, si sólo consideramos los meses con menos variación de precios, corremos el riesgo de quedarnos cortos. Tener en cuenta esta variabilidad estacional es clave para encontrar un equilibrio adecuado entre coste y aprovechamiento real del sistema.

A partir del análisis visual y numérico de los precios horarios, se ha elaborado una tabla que recoge las 6 franjas horarias de cada mes en las que el precio de luz es más alto y, por tanto, representan las horas más relevantes para almacenar energía; y las 6 en las que el precio es más bajo, ideales para verter a la red. Esta tabla puede servir como referencia práctica para estimar el número de horas óptimas de almacenamiento térmico que permitirían maximizar los ingresos mensuales.

Mes	Horas óptimas para almacenar (Precio Bajo)	Horas óptimas para inyectar (Precio Alto)
Enero	2:00, 3:00, 4:00, 5:00, 13:00, 14:00	18:00, 19:00, 20:00, 21:00, 22:00
Febrero	4:00, 12:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00	11:00, 12:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00
Abril	12:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00, 17:00	7:00, 8:00, 20:00, 21:00, 22:00, 23:00
Mayo	12:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00, 17:00	0:00, 6:00, 7:00, 21:00, 22:00, 23:00
Junio	12:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00, 17:00	0:00, 6:00, 7:00, 21:00, 22:00, 23:00
Julio	12:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00, 17:00	0:00, 7:00, 20:00, 21:00, 22:00, 23:00
Agosto	11:00, 12:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00	0:00, 7:00, 20:00, 21:00, 22:00, 23:00
Septiembre	12:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00, 17:00	7:00, 8:00, 19:00, 20:00, 21:00, 22:00
Octubre	11:00, 12:00, 13:00, 14:00, 15:00, 16:00	7:00, 8:00, 19:00, 20:00, 21:00, 22:00
Noviembre	4:00, 11:00, 12:00, 13:00, 14:00, 15:00	17:00, 18:00, 19:00, 20:00, 21:00, 22:00
Diciembre	4:00, 11:00, 12:00, 13:00, 14:00, 15:00	17:00, 18:00, 19:00, 20:00, 21:00, 22:00

Figura 5.4. Franja óptima de almacenamiento y despacho por mes

La tabla pone de manifiesto una tendencia clara: la franja de almacenamiento se concentra predominantemente entre las 11:00 y las 17:00 durante buena parte del año, especialmente en primavera y verano. Este comportamiento coincide con lo

observado en la Figura 5.1 y se debe al efecto de la generación fotovoltaica, que desplaza a tecnologías más caras durante las horas solares, reduciendo los precios.

Por otro lado, las horas de despacho óptimas se ubican de forma sistemática entre las 19:00 y las 22:00, sobre todo en los meses de invierno y otoño. Este patrón de precios altos en las últimas horas del día refleja el fenómeno conocido como curva del pato, descrito en el Capítulo 1, y queda reflejado también en la Figura 5.2, donde se aprecia el incremento de precios al atardecer.

Esta información será clave en los próximos capítulos para justificar técnicamente las distintas configuraciones de almacenamiento simuladas y su impacto económico.

5.3 Conclusiones

El análisis horario del mercado eléctrico español a lo largo de 2024 confirma un patrón muy claro: precios bajos durante el mediodía, impulsados por la generación solar, y precios altos al atardecer, cuando la demanda aumenta y la producción renovable disminuye. Esta dinámica marca con claridad las oportunidades para maximizar el valor del almacenamiento térmico.

A lo largo del año, se observa que en la mayoría de los meses existen franjas de entre 4 y 6 horas en las que resulta especialmente rentable almacenar energía o verterla a la red, según el comportamiento horario del precio. Esto proporciona una base sólida para dimensionar el sistema de almacenamiento térmico con el objetivo de desplazar la generación solar desde las horas valle hacia las horas punta del mercado.

En el siguiente capítulo se analizarán distintas configuraciones de almacenamiento con el fin de evaluar su impacto económico y técnico. A partir de los patrones identificados en este capítulo, se podrá valorar qué dimensionamiento ofrece el mejor equilibrio entre inversión, aprovechamiento energético y rentabilidad.

CAPÍTULO 6

ESTUDIO COMPARATIVO PARA LA SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

6.1 Introducción y condiciones de simulación

6.1.1 Objetivo del análisis comparativo

Este capítulo representa el eje central de este trabajo, se va a desarrollar un análisis técnico comparativo de diferentes configuraciones de almacenamiento térmico aplicadas a la planta termosolar Enerstar-Villena. El propósito es explorar un abanico amplio y representativo de posibles soluciones mediante simulaciones realizadas en el software SAM, evaluando su impacto sobre el comportamiento operativo de la planta.

Se analizarán múltiples escenarios que combinan distintas capacidades de almacenamiento con diferentes estrategias de operación, con el fin de entender cómo afectan a variables clave como la producción eléctrica neta, los ingresos generados en base al precio del mercado eléctrico del 2024, el aprovechamiento de la radiación solar y la capacidad de adaptación a la demanda.

Este estudio no pretende aún determinar cuál es la mejor configuración sino proporcionar una base técnica sólida sobre la que fundamentar dicha elección. El enfoque se centra, por tanto, en caracterizar con detalle el rendimiento técnico de cada alternativa, sentando así las bases para un análisis técnico-económico riguroso.

6.1.2 Descripción de la configuración del sistema de almacenamiento térmico en SAM

En este apartado se pretende describir los parámetros que el software SAM permite variar para caracterizar un sistema de almacenamiento térmico en plantas termosolares de concentración (CSP). Haciendo referencia a la metodología y principios ingenieriles documentados en el manual técnico de SAM, se explicará cómo el software realiza los cálculos fundamentales para dimensionar el almacenamiento, modelar el rendimiento de los tanques y simular la operación de los mismos. El objetivo es proporcionar una comprensión clara de la flexibilidad de SAM en la configuración del TES.

Para dimensionar un sistema de almacenamiento térmico en SAM, el primer paso consiste en definir su capacidad energética deseada. En este contexto, el parámetro principal y el dato de entrada inicial que hay que especificar es la variable denominada horas de almacenamiento en su punto de diseño (*"Hours of storage at design point"*)

The screenshot displays the 'System Design' configuration page for a parabolic trough system. The 'Thermal Energy Storage' section is highlighted with a yellow box, showing the 'Hours of storage at design point' set to 0 hours. A diagram below the parameters illustrates the system components: Solar Field, Powerlines, Air-cooled condenser, Heat exchanger, and Thermal energy storage tanks.

Design Point Parameters	
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the parabolic trough system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Trough Field, Collectors (SCAs), Receivers (HCEs), Power Cycle, and Thermal Storage input pages.	
Solar Field	
<input type="radio"/> Option 1:	Solar multiple: 2
<input checked="" type="radio"/> Option 2:	Field aperture: 339,906,000 m ²
	Design point DNI: 860 W/m ²
	Field thermal power: 210.41 MWt
	Loop inlet HTF temperature: 293 °C
	Loop outlet HTF temperature: 393 °C
	Number of loops: 105
Power Cycle	
	Design turbine gross output: 55 MWe
	Estimated gross to net conversion factor: 0.909
	Estimated net output at design (nameplate): 50.00 MWe
	Cycle thermal efficiency: 0.3971
	Cycle thermal power: 138.50 MWt
Thermal Energy Storage	
	Hours of storage at design point: 0 hours

Figura 6.1. Pestaña "System Design" del software SAM

Este valor representa la capacidad nominal del almacenamiento térmico expresada en horas a plena carga. En términos prácticos, indica el número de horas que el sistema de almacenamiento es capaz de suministrar energía al ciclo de potencia operando a su potencia de diseño completa. Para el caso específico de la planta Enerstar-Villena, esta potencia corresponde a 50 MW como se ha comentado en anteriores capítulos. Este parámetro es un dato de entrada que se especifica directamente en la pestaña "System Design" de la interfaz de SAM (Ver Figura 6.1). Es importante destacar que, aunque podamos definir las horas de almacenamiento deseadas, la capacidad de almacenamiento real puede ser ligeramente inferior a la especificada debido a pérdidas térmicas y volúmenes de almacenamiento no utilizables, aspectos que SAM considera en sus cálculos internos.

Estas horas de carga completa de TES son traducidas por SAM en la capacidad térmica nominal del almacenamiento (E_{tes}), que es la cantidad de energía que el TES está diseñado para suministrar. Este cálculo se basa en el requisito térmico del ciclo de potencia en su punto de diseño y las horas de almacenamiento especificadas. La fórmula empleada para determinar esta capacidad térmica nominal es la siguiente:

$$E_{tes} = \frac{\dot{W}_{des} \cdot \Delta t_{tes}}{\eta_{cycle,des}}$$

[4.1-Technical Manual for the SAM Physical Trough Model]

Donde:

- W_{des} : representa la potencia de diseño del ciclo de la planta termosolar.
- Δt_{tes} : son las horas de almacenamiento indicadas en "System Design".
- η_{cycle_des} : es la eficiencia del ciclo de potencia en el punto de diseño, un valor constante e igual al especificado en la pestaña "Power Cycle".

Una vez establecida la capacidad térmica total nominal del TES, el siguiente paso en la construcción del sistema en SAM implica la configuración de sus dimensiones físicas. En este modelo, se ha optado por mantener una altura fija del

tanque (Tank height) de 14 metros y utilizar una única pareja de tanques en paralelo (Parallel tank pairs).

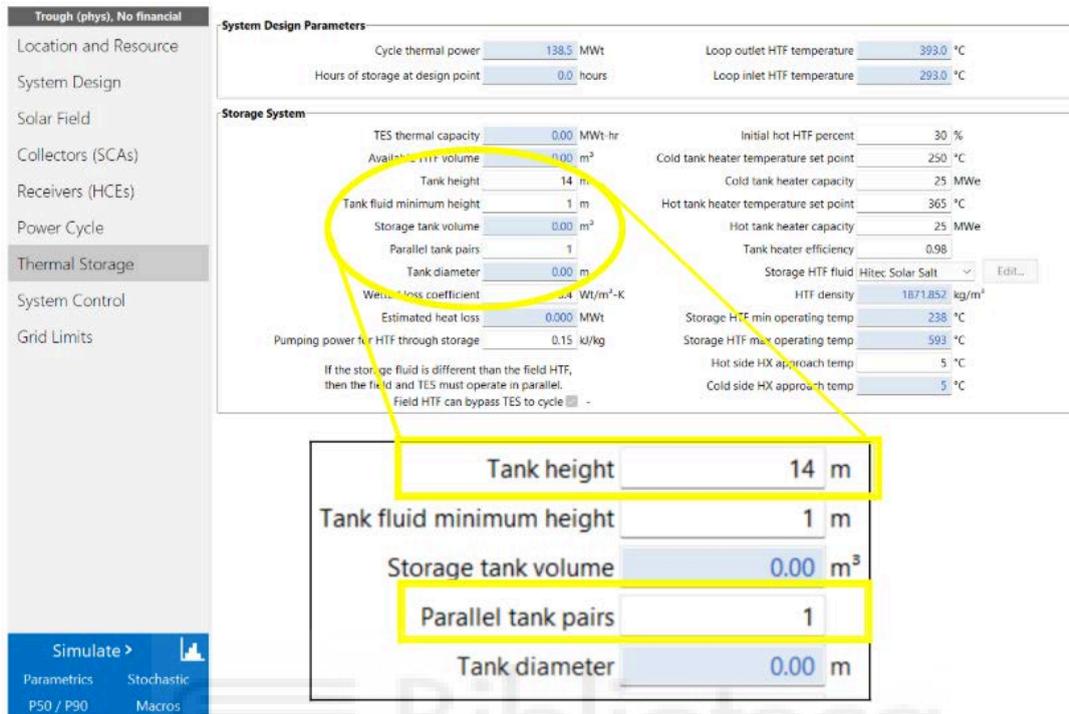


Figura 6.2. Pestaña "Thermal storage" del software SAM

Esta decisión se fundamenta en un análisis de la base de datos del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), donde se observó que la mayoría de las plantas termosolares de concentración (CSP) con una capacidad de 50 MW y que emplean sales fundidas como medio de almacenamiento presentaban estas mismas características en sus configuraciones de tanques.

title	field_technol	capacity	fiel	field_storage	storage_cap	storage_type	Dimensions
Manchasol-2	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Manchasol-2	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Extresol-3	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Extresol-3	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
La Florida	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Andasol-3	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Aste 1A	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	8	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Aste 1B	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	8	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Astexol II	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	8	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
La Africana	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Termosol 1	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	9	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Termosol 2	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	9	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Casablanca	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Arenales	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Bokpoort	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	9.3	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Delingha 50MW	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	9	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Shagaya CSP Pro	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	9	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Yumen 50MW TI	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Gansu Akesai 50	Parabolic Trough	50	MW	2-tank direct	15	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.
Rayspower Yume	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7	molten salts	14 m high and 36 m in diameter.

Figura 6.3. Base de datos de NREL

Las variables restantes en la pestaña "Thermal Storage" se han mantenido con los valores predeterminados que SAM proporciona. Esta decisión se fundamenta en la naturaleza de estos valores en el software, que provienen de una combinación de datos de operación representativos, mejores prácticas de la industria, resultados de pruebas de campo y, en algunos casos, suposiciones codificadas para simplificar la configuración. Al no disponer de datos específicos del proyecto que justifiquen una desviación de estas configuraciones estándar, se considera que los valores por defecto de SAM ofrecen una base sólida y representativa para la simulación de los parámetros operativos y de rendimiento del almacenamiento térmico en el contexto de una planta termosolar de concentración de 50 MW con sales fundidas, manteniendo así la coherencia con las características observadas en la base de datos de NREL.

Con la capacidad térmica total (E_{tes}) calculada y los parámetros de altura y número de tanques definidos, SAM procede a calcular las dimensiones restantes del sistema de almacenamiento. Primero, determina el volumen total de HTF requerido (V_{tes}) para almacenar esa energía térmica. Este cálculo es crucial porque ya incorpora un factor que ajusta el volumen ideal a uno más realista: el factor de reducción del intercambiador de calor (f_{hx}), el cual considera las pérdidas en la transferencia de calor entre el campo solar y el almacenamiento.

$$\bar{V}_{tes} = \frac{E_{tes}}{\rho_{tes,ave} c_{tes,ave} f_{hx} (T_{sf,out} - T_{sf,in})}$$

[4.2-Technical Manual for the SAM Physical Trough Model]

Donde:

- $\rho_{tes,ave}$: densidad promedio del HTF en el almacenamiento
- $c_{tes,ave}$: calor específico promedio del HTF
- $T_{sf,out}$ y $T_{sf,in}$: temperaturas de salida y entrada del campo solar

El factor f_{hx} se calcula en función de las temperaturas de aproximación del intercambiador (*Hot side HX approach temp* y *Cold side HX approach temp*) especificadas en la pestaña “*Thermal Storage*” y se calcula tal que así:

$$f_{hx} = 1 - \frac{\Delta T_{hx,top} + \Delta T_{hx,bot}}{T_{sf,out} - T_{sf,in}}$$

[4.3-Technical Manual for the SAM Physical Trough Model]

Una vez determinado el volumen total de HTF, SAM lo distribuye entre el número de pares de tanques en paralelo (*Parallel tank pairs* ; n_{pairs}) para obtener el volumen requerido para cada tanque individual ($V_{tes,1tank}$):

$$\bar{V}_{tes,1tank} = \frac{\bar{V}_{tes}}{n_{pairs}}$$

[4.4-Technical Manual for the SAM Physical Trough Model]

Finalmente, conociendo el volumen de un tanque individual y la altura del tanque (*Tank height*, H_{1tank}) previamente fijada, SAM calcula el diámetro del tanque (*Tank diameter*, D_{1tank}), asumiendo una geometría cilíndrica para los tanques:

$$D_{1tank} = 2 \sqrt{\frac{\bar{V}_{tes,1tank}}{\pi H_{1tank}}}$$

[4.5-Technical Manual for the SAM Physical Trough Model]

Estos cálculos dimensionales permiten a SAM generar un modelo físico del sistema de almacenamiento que se ajusta tanto a las especificaciones energéticas deseadas como a las características geométricas definidas o derivadas.

Más allá de sus dimensiones físicas, la caracterización precisa del sistema de almacenamiento térmico en SAM requiere modelar su rendimiento operativo, incluyendo las pérdidas y las características del fluido. La pestaña "Thermal Storage" permite configurar estos aspectos clave y, a pesar de que se hayan mantenido las condiciones estándar que SAM proporciona (por el motivo antes comentado), se va a explicar la lógica detrás del cálculo de este rendimiento para facilitar la comprensión del dimensionamiento del sistema de almacenamiento.

Uno de los parámetros fundamentales para cuantificar las pérdidas térmicas del tanque al ambiente es el coeficiente de pérdida por superficie mojada (*Wetted loss coefficient*). Este valor se utiliza para calcular la energía que el sistema de almacenamiento disipa hacia el entorno a través de la superficie de contacto del tanque con el fluido. La energía perdida por el tanque, $q_{\text{tank,hl}}$, se calcula como:

$$\dot{q}_{\text{tank,hl}} = UA \cdot (T_{\text{ave}} - T_{\text{amb}})$$

Where:

$$UA = \gamma_{\text{tank}} \left(\frac{\bar{V}_{\text{tes}}}{H \cdot n_{\text{pairs}}} + \pi D_{\text{tank}} H \right) n_{\text{pairs}}$$

[4.16-Technical Manual for the SAM Physical Trough Model]

Donde UA es la conductancia térmica total del tanque, obtenida multiplicando el coeficiente de pérdida por superficie mojada por el área total de la superficie del tanque, T_{ave} es la temperatura promedio del fluido dentro del tanque y T_{amb} es la temperatura ambiente. SAM asume que los tanques están completamente mezclados térmicamente (*"fully thermally mixed"*), lo que significa que la temperatura del fluido dentro del tanque se considera uniforme en todo momento. Esta simplificación es vital para el modelo de volumen variable del tanque,

permitiendo que la temperatura de salida sea igual a la temperatura promedio del tanque.

Además, es importante destacar que no todo el volumen físico del tanque es operativamente utilizable para la descarga de energía. El parámetro altura mínima de fluido del tanque (*Tank fluid minimum height*) define un volumen residual en el fondo del tanque, a menudo conocido como "*heel height*". Este volumen permanece en el tanque y no puede ser extraído durante la operación, lo que implica que la capacidad de almacenamiento realmente despachable será menor que el volumen total físico del tanque calculado. SAM considera este aspecto en su modelo de balance de masa y energía para determinar el fluido disponible para descarga o el volumen libre para carga.

Continuando con la operación del TES, es fundamental considerar la protección contra congelación del almacenamiento. SAM permite definir un punto de ajuste del calentador del tanque frío (*Cold tank heater set point*) y un punto de ajuste del calentador del tanque caliente (*Hot tank heater set point*). Si la temperatura del fluido en un tanque cae por debajo de su valor mínimo permitido, se añade calor para mantenerla, y esta energía se rastrea y reporta como una pérdida parasitaria eléctrica.

Pasando a la interacción con otros subsistemas, en casos como el que nos comprende, donde el fluido de transferencia de calor del almacenamiento es diferente al del campo solar (aceite en el campo y sales fundidas en el almacenamiento), SAM modela un intercambiador de calor indirecto. Este intercambiador se caracteriza y dimensiona automáticamente en SAM, utilizando el método de efectividad-NTU para una configuración de contraflujo. Las temperaturas de aproximación (*Hot side HX approach temp* y *Cold side HX approach temp*) especificadas por el usuario son fundamentales para el dimensionamiento del intercambiador. La efectividad (ϵ) del intercambiador se calcula como la relación entre la transferencia de calor real y la máxima posible. Para un intercambiador de contraflujo, la relación entre el número de unidades de transferencia (NTU) y la efectividad se expresa como:

$$NTU = \frac{\log \left[\frac{1-\varepsilon \cdot C_R}{1-\varepsilon} \right]}{1-C_R}$$

[4.27-Technical Manual for the SAM Physical Trough Model]

Donde CR es la relación de tasas de capacitancia (el cociente entre la tasa de capacidad térmica mínima y máxima de las corrientes). El tamaño dimensional del intercambiador (UA), que refleja la eficiencia con la que se transfiere el calor, se obtiene multiplicando el NTU por la tasa de capacidad térmica mínima (Cmin):

$$UA = NTU \cdot \dot{C}_{min}$$

[4.29-Technical Manual for the SAM Physical Trough Model]

Finalmente, aunque los parámetros detallados de configuración de un calentador auxiliar (*Auxiliary heater*) se gestionan en otras secciones de SAM (como el control de la planta), su operación se vincula con el TES cuando es necesario para complementar la energía térmica disponible. El calentador auxiliar opera para alcanzar una temperatura de punto de ajuste definida por el usuario en la pestaña "Thermal Storage". La energía térmica total (q_aux) transferida al fluido se calcula directamente a partir del caudal másico, el calor específico del fluido y la diferencia de temperatura alcanzada:

$$\dot{q}_{aux} = \dot{m}_{aux,htf} c_{htf} (T_{aux,out} - T_{in})$$

[4.38-Technical Manual for the SAM Physical Trough Model]

Donde m_aux,htf es el caudal másico del fluido a través del calentador auxiliar, c_htf es el calor específico del HTF, T_aux,out es la temperatura de salida del calentador auxiliar y T_in es la temperatura de entrada, siendo este un componente vital para la flexibilidad operativa de la planta.

Para una comprensión completa de la estrategia operativa de la planta y la ejecución de las simulaciones, la pestaña "*System Control*" es crucial. Esta pestaña define el control de inyección de la planta, es decir, cómo se gestiona la potencia generada y se inyecta en la red a lo largo del tiempo.

Dispatch Control

Use output fraction as maximum cycle output

Turbine output fraction

Period 1:

Period 2:

Period 3:

Period 4:

Period 5:

Period 6:

Period 7:

Period 8:

Period 9:

The turbine output fraction scales the turbine thermal input relative to design for the corresponding time-of-delivery period.

Hybrid cooling fraction

Period 1:

Period 2:

Period 3:

Period 4:

Period 5:

Period 6:

Period 7:

Period 8:

Period 9:

Hybrid cooling fractions are only active when you choose hybrid cooling on the Power Cycle page.

Use the schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.4. Pestaña "System Control-Dispatch Control" del software SAM

El control de inyección se articula principalmente mediante la fracción de salida de la turbina (*Turbine output fraction*) y las matrices horarias (*Weekday Schedule* y *Weekend Schedule*). La fracción de salida de turbina es un ajuste que permite escalar la potencia eléctrica que la planta puede generar en un momento dado controlando la energía térmica que se le envía a la turbina. Se definen hasta nueve periodos distintos, cada uno con una fracción asignada que puede variar de 0 a 1, donde 1 representa la máxima capacidad de inyección.

Las matrices horarias, separadas para días laborables y fines de semana, permiten asignar cada hora del día de cada mes a uno de estos nueve periodos. Esta configuración posibilita la implementación de estrategias de inyección sofisticadas, como priorizar la generación en horas de demanda pico (asignando una fracción de 1) o reducirla en momentos de menor demanda.

Una vez han quedado definidos los parámetros que se van a mantener fijos en las diferentes simulaciones y se ha comprendido la lógica de cálculo y operativa del software, podemos concluir la fase de caracterización del sistema de almacenamiento. El siguiente apartado va a dar paso a la ejecución de las diferentes simulaciones para lograr comprender el comportamiento del sistema con las diferentes configuraciones de las variables restantes.

6.2 Análisis y optimización de simulaciones de almacenamiento realizadas

6.2.1 Sin control de inyección. 1º Serie.

Este apartado presenta un análisis sistemático de las simulaciones realizadas en SAM, organizadas en función de las variaciones de los parámetros clave del sistema. Se busca comprender el impacto individual y combinado de cada variable en el rendimiento de la planta, proporcionando una evaluación estructurada de su comportamiento ante diferentes escenarios.

La primera serie de simulaciones se va a dedicar al análisis del impacto de la variable más significativa del sistema de almacenamiento, las horas de carga completa de TES (*hours of storage at design point*), variable que ya se ha descrito en el apartado anterior. Para ello, se han configurado cinco modelos, además del caso base, donde la única modificación aplicada fue el valor de las horas de almacenamiento: 2h, 4h, 6h, 8h y 10h. Esta gama de valores ha sido seleccionada para representar un abanico representativo de capacidades, lo que proporciona una muy buena base comparativa. Esta serie de simulaciones tiene por propósito evaluar y comprender de manera aislada cómo las diferentes capacidades de almacenamiento afectan al funcionamiento y los resultados globales de la planta, sin la interferencia de otras variables.

A continuación se presenta una tabla con los principales parámetros de dimensionamiento de los tanques calculados por SAM para las diferentes capacidades simuladas. Todos ellos se pueden encontrar en la pestaña *“Thermal*

Storage” y serán comunes a cada capacidad para todas las simulaciones de aquí en adelante:

Horas de almacenamiento	Capacidad térmica (MWt-hr)	Pérdidas térmicas (MWt)	Diámetro (m)	Volumen (m3)
2h	277,01	0,31	19,65	4.244,21
4h	554,02	0,48	27,78	8.488,43
6h	831,02	0,63	34,03	12.732,64
8h	1.108,03	0,77	39,29	16.976,85
10h	1.385,04	0,91	43,93	21.221,07

Tabla 6.1. Resumen parámetros dimensionamiento



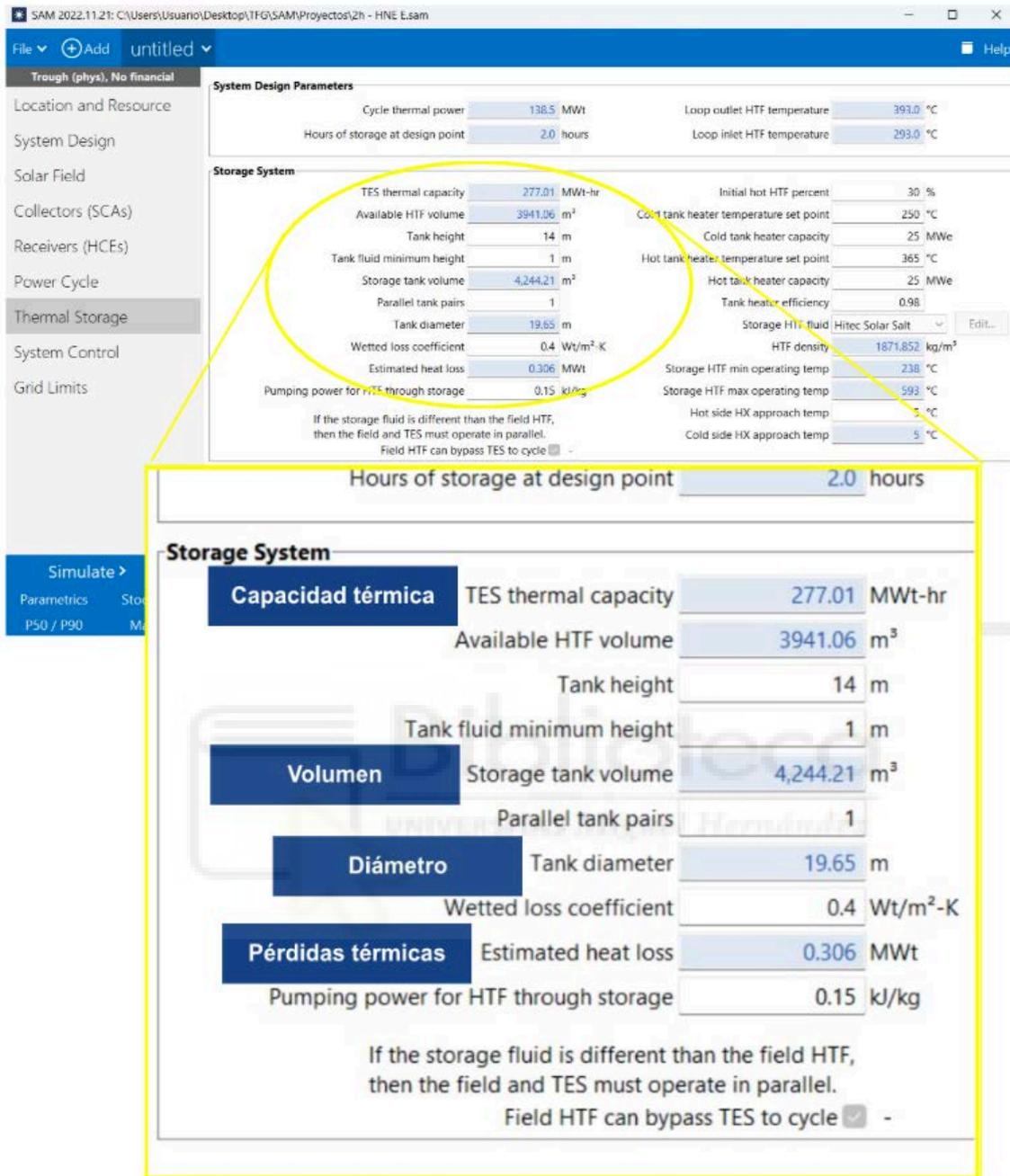


Figura 6.5. Ejemplo parámetros dimensionamiento de “Thermal Storage” traducidos

Una vez se han obtenido los modelos de simulación para cada capacidad de almacenamiento, el siguiente paso consiste en analizar los resultados generados por SAM. Como resultados principales de esta serie de simulaciones, se presentará la energía total inyectada a red y los ingresos generados. Para calcular estos últimos, la energía generada en cada hora se multiplica por el precio de la electricidad correspondiente a esa misma hora. Cabe señalar que SAM ofrece un gran abanico de posibilidades para analizar el comportamiento de la planta, sin

embargo, para los propósitos de este estudio, los dos parámetros mencionados se consideran los más representativos y determinantes a la hora de evaluar la viabilidad y el rendimiento económico de las diferentes configuraciones, siendo por tanto los únicos resultados que se presentarán para facilitar una clara comparativa entre las capacidades de almacenamiento.

Dichos resultados, para la primera serie de simulaciones, se presentan en la siguiente tabla:

Capacidad	Energía inyectada (MWh)	Ingresos
Caso base	82.383,4	2.282.027,87 €
2h	93.682,7	2.802.241,85 €
4h	98.272,6	3.171.698,90 €
6h	98.061,5	3.158.383,87 €
8h	97.492,3	3.121.780,01 €
10h	96.934,7	3.085.164,15 €

Tabla 6.2. Resultados de la 1ª serie de simulaciones

Para facilitar la comprensión y legibilidad de la tabla, se ha incluido una escala de colores en la que se representa desde el menor de los valores, con el verde, hasta el mayor, con el rojo. Los resultados presentados en la Tabla 6.2 evidencian el impacto significativo de la integración del TES. Los resultados del caso base (sin almacenamiento) vistos en el Capítulo 4 mostraban una inyección total de energía de 82.383,4 MWh y unos ingresos de 2.282.027,87 €. La inclusión de tanques de almacenamiento, independientemente de su capacidad, supone una importante mejora en ambos parámetros. Específicamente, el incremento en energía inyectada oscila entre el 13,7% (para 2h de capacidad) y el 19,3% (para 4h de capacidad) respecto al caso base. De manera similar, los ingresos aumentan entre un 22,8% (para 2h de capacidad) y un 38,9% (para 4h de capacidad).

Al comparar las distintas capacidades de almacenamiento, se observa que la adición de tanques de 2 horas (93.682,7 MWh y 2.802.241,85 €) y 4 horas (98.272,6 MWh y 3.171.698,90 €) produce un incremento progresivo tanto en la energía inyectada como en los ingresos. Sin embargo, a partir de las 4 horas de capacidad, se aprecia un punto de inflexión. Si bien las capacidades de 6, 8 y 10 horas

continúan superando al caso base, la tasa de aumento en energía inyectada y, consecuentemente, en ingresos, comienza a desacelerarse e incluso a disminuir ligeramente en comparación con el pico alcanzado por la configuración de 4 horas. Esto sugiere que la relación entre la capacidad de almacenamiento y la inyección total de energía no es lineal si no que existe una capacidad óptima de almacenamiento que maximiza el rendimiento de la planta.

Estas primeras simulaciones han dejado claro el gran impacto que tiene la implementación de un sistema de almacenamiento sobre el rendimiento de la planta. Sin embargo, un aspecto clave a considerar es que han operado sin una gestión activa de su inyección a red; en otras palabras, el sistema de almacenamiento ha trabajado de forma pasiva, perdiendo su ventaja competitiva más importante: la gestionabilidad de la energía.

6.2.2 Control de inyección por franjas horarias fijas. 2ª Serie.

Para las siguientes series de simulaciones se introducirán diferentes estrategias de inyección (o despacho) que consisten en decidir cuándo es más conveniente que la energía generada se inyecte o cuándo lo es almacenarla, lo cual es crucial para optimizar el rendimiento del sistema de almacenamiento. La configuración de este control se realiza en SAM a través de la pestaña 'System Control', previamente introducida. En esta sección, el 'Dispatch Control' se gestiona mediante una matriz horaria (ver Figura 6.4. Pestaña 'System Control-Dispatch Control' del software SAM) donde cada celda asigna un periodo específico. A su vez, a cada uno de estos periodos se le asigna un valor entre 0 y 1, que representa el porcentaje de potencia de salida máxima de la turbina que puede ser inyectada a la red. Por ejemplo, un valor de 0,5 en el periodo 1 implicaría que, en todas las franjas horarias asignadas a dicho periodo, solo se podría inyectar a la red un máximo del 50% de la capacidad instalada, que en nuestro caso es de 25 MW

Para esta primera serie de simulaciones con estrategia de inyección se ha decidido agrupar las horas del día en dos ventanas de operación claramente diferenciadas: una en la que se permite la inyección del 100% de la energía generada, y otra en la que se limita esta inyección para favorecer el almacenamiento. Para configurar este efecto en SAM, se definen únicamente dos

periodos: al primer periodo se le asigna un valor de 1 (indicando el 100% de la capacidad de inyección), mientras que al segundo periodo se le asigna un valor de 0,1 (lo que equivale al 10%). Hay que destacar que, en este último periodo, la inyección no se limita por completo a cero debido a la necesidad de cubrir los consumos parasitarios inherentes a la operación de la planta. Estos consumos se han tenido en cuenta en el estudio, justificando así la decisión de mantener un 10% de inyección mínima en lugar de un 0%.

Dispatch Control	
<input type="checkbox"/>	Use output fraction as maximum cycle
Turbine output fraction	
Period 1:	1
Period 2:	0.1
Period 3:	0
Period 4:	0
Period 5:	0
Period 6:	0
Period 7:	0
Period 8:	0
Period 9:	0

Figura 6.6. Configuración de periodos para la 2ª serie de simulaciones.

Para distribuir de manera óptima en la matriz horaria los dos periodos de despacho definidos hay que considerar tanto la dinámica de la demanda energética como la oferta de otras fuentes de generación a lo largo del día. Para fundamentar esta decisión en las simulaciones, se hace referencia a los patrones observados en las figuras del Capítulo 5, que muestran la evolución diaria del precio medio horario de la electricidad y la curva de generación por tipo de tecnología. Estos datos son clave para definir los momentos más estratégicos para inyectar o almacenar energía:

En la Figura 5.3 *Evolución horaria de precios medios por mes*, un patrón claro de disminución de los precios de la electricidad durante las horas centrales del día, entre las 10:00 y las 16:00-17:00, especialmente en los meses con mayor radiación solar (primavera/verano). Por otro lado, la Figura 5.2 *Curva de generación por tipo de tecnología en un día típico de verano* muestra un significativo incremento en la oferta de energía durante estas mismas horas, impulsado principalmente por la alta producción de energía solar fotovoltaica. Esta combinación de precios bajos y alta disponibilidad de energía renovable en la red hace que las horas centrales del día sean menos rentables para la inyección directa. Por este motivo, para esta serie de simulaciones con estrategia de inyección, se ha decidido establecer la ventana de almacenamiento prioritario en las horas centrales del día. Esta configuración permite a la planta aprovechar los periodos de baja demanda o alta oferta renovable para almacenar energía, reservándola para su inyección en momentos de mayor precio y/o menor disponibilidad de otras fuentes.

Habiendo establecido que las horas centrales del día son las más estratégicas para priorizar el almacenamiento de energía, el siguiente paso en esta serie de simulaciones es determinar la duración óptima de esta ventana de inyección restringida. Aunque la caída de precios y el aumento de la oferta son fenómenos claros en esas horas, la extensión más eficiente de esta ventana puede variar en función de la capacidad del tanque de almacenamiento. Por ello, se han configurado cuatro pruebas adicionales en SAM para cada una de las simulaciones de esta serie, variando la duración de la ventana de almacenamiento desde las 6 horas hasta las 12 horas. Esta aproximación permitirá determinar cómo diferentes extensiones de la restricción en la inyección afectan al rendimiento global de la planta y, en última instancia, identificar la duración más eficiente para cada capacidad de tanque.

A continuación, se detalla la distribución de periodos en la opción “*Dispatch Control*” de SAM para estas cuatro configuraciones de duración, que serán simuladas para cada una de las cinco capacidades de tanque consideradas:

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.7.1 Distribución de periodos 2ª serie: 6h (11:00-16:00)

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1

Figura 6.7.2 Distribución de periodos 2ª serie: 8h (10:00-17:00)

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1

Figura 6.7.3 Distribución de periodos 2ª serie: 10h (9:00-18:00)

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1

Figura 6.7.4 Distribución de periodos 2ª serie: 10h (8:00-19:00)

Una vez implementadas estas configuraciones para cada capacidad de almacenamiento, se realizaron las simulaciones pertinentes. Los resultados de esta segunda serie de análisis, que reflejan el impacto de una gestión activa del TES, se presentan en la 'Tabla 6.3. Resultados de la 2ª serie de simulaciones' a continuación. En la primera tabla se detalla la energía total inyectada a red para

cada combinación, seguidamente, en la segunda, se muestran los ingresos generados.

En ambas tablas, las capacidades de los tanques se organizan en las columnas y las duraciones de la ventana de almacenamiento en las filas, facilitando así una comparativa directa entre las diferentes configuraciones.

E. inyectada	2h	4h	6h	8h	10h
6h	89.471	94.001	95.868	97.137	97.844
8h	87.911	93.033	94.508	96.403	97.281
10h	88.090	91.415	94.302	96.108	97.048
12h	88.508	91.264	94.126	95.827	96.799

Tabla 6.3. Energía inyectada en la 2ª serie de simulaciones

Ingresos	2h	4h	6h	8h	10h
6h	3.211.416	4.546.579	5.285.072	5.678.223	5.780.360
8h	3.374.572	4.753.131	5.516.707	6.072.845	6.395.924
10h	3.615.664	4.865.749	5.651.267	6.201.400	6.612.840
12h	3.864.412	4.926.154	5.672.715	6.215.548	6.662.907

Tabla 6.4. Ingresos generados en la 2ª serie de simulaciones

Del mismo modo que en las *tablas* 6.3 y 6.4 la escala de colores representa al menor valor con el verde y al mayor con el rojo. A diferencia del escenario de almacenamiento pasivo analizado previamente, donde los ingresos máximos para 4h de capacidad eran de 3.171.698,90 € y la energía inyectada máxima de 98.272,6 MWh, la aplicación de ventanas de inyección restringida en horas de baja rentabilidad ha permitido incrementar significativamente tanto la energía inyectada como los ingresos en prácticamente todas las configuraciones de almacenamiento y duración de la ventana. Al analizar los datos, se observa que, para una capacidad de tanque dada, extender la duración de la ventana de almacenamiento (de 6h a 12h) generalmente conduce a un aumento progresivo en los ingresos. Por ejemplo, para un tanque de 2h, los ingresos crecen de 3.211.416 € (ventana de 6h) a 3.864.412 € (ventana de 12h), lo que representa un aumento del 20,3%. Este patrón se repite en todas las capacidades de tanque. En cuanto a la energía inyectada, si bien también tiende a aumentar con ventanas más largas, se observa una ligera particularidad en capacidades menores como la de 2h, donde la energía inyectada

pasa de 89.471 MWh (6h) a 88.508 MWh (12h); este fenómeno, donde un ligero descenso en el volumen de energía se compensa con un aumento considerable en los ingresos, sugiere una optimización en la inyección de energía en periodos de mayor precio, priorizando el valor sobre el volumen bruto en ciertos rangos de operación.

De manera similar, manteniendo una duración de ventana de almacenamiento constante, un aumento en la capacidad del tanque (de 2h a 10h) se traduce consistentemente en mayores valores de energía inyectada e ingresos. Este efecto es especialmente pronunciado en los ingresos. Por ejemplo, con una ventana de 12h, la energía inyectada asciende de 88.508 MWh (2h) a 96.799 MWh (10h), mientras que los ingresos se disparan de 3.864.412 € a 6.662.907 €, demostrando que una mayor capacidad de almacenamiento permite una mayor flexibilidad para capitalizar los picos de precios. Un análisis combinado muestra que las configuraciones con mayores capacidades de almacenamiento (8h y 10h), combinadas con ventanas de almacenamiento más extendidas (10h y 12h), son las que consistentemente generan los niveles más altos de energía inyectada y, de manera más notoria, los mayores ingresos. El caso de 10h de capacidad con una ventana de 12h emerge como la configuración de mayor rendimiento en esta serie, alcanzando los 96.799 MWh de energía inyectada y 6.662.907 € en ingresos. Esto representa un incremento del 11,8% en energía inyectada y un 191,1% en ingresos respecto al caso base sin almacenamiento, y un 110,0% en ingresos respecto al mejor caso de almacenamiento pasivo (4h de capacidad).

En conclusión, esta serie de simulaciones demuestra de forma concluyente que la estrategia de despacho activa es un factor crítico y fundamental para maximizar el potencial de rentabilidad de una planta termosolar con almacenamiento. Los resultados obtenidos sugieren que una combinación de alta capacidad de almacenamiento con ventanas de despacho que priorizan el almacenamiento durante las horas de baja rentabilidad diurna es la más beneficiosa, lo que abre el camino para futuras optimizaciones en el diseño y la operación del sistema. La mejora en ingresos es drástica, validando la importancia de la gestionabilidad energética.

A pesar de la mejora en el rendimiento de la planta de la serie anterior respecto al caso base, la estrategia aplicada consideraba una ventana de inyección restringida fija para todo el año, sin tener en cuenta las variaciones mensuales en el perfil de precios y oferta energética. Reconociendo que el comportamiento del mercado eléctrico y la disponibilidad de fuentes renovables como la fotovoltaica fluctúan significativamente a lo largo de los meses del año (como se puede ver en la Figura 5.3. Evolución horaria de precios medios por mes), surge una oportunidad clave para optimizar aún más la estrategia de inyección de la planta. El objetivo de esta nueva serie de simulaciones es, por tanto, desarrollar e implementar una estrategia que ajuste dinámicamente la ventana de almacenamiento a los períodos de precios más bajos de cada mes, buscando maximizar la acumulación de energía en momentos de menor rentabilidad para su posterior inyección cuando los precios de la electricidad sean más elevados.

6.2.3 Control de inyección adaptativo al precio el mercado eléctrico. 3ª Serie.

Para la implementación de esta estrategia variable, se ha construido una matriz horaria que replica la estructura del 'Dispatch Control' de SAM, con las 24 horas del día en las columnas y los 12 meses del año en las filas. En cada celda de esta matriz se ha calculado el precio promedio de la electricidad para la franja horaria correspondiente y el mes específico, utilizando los datos del *Capítulo 5 - Análisis del mercado eléctrico*. La base de esta nueva serie de simulaciones reside en aplicar este análisis de precios para definir, para cada mes, las horas del día en las que la inyección a red será limitada, favoreciendo así el almacenamiento. Al igual que en la serie anterior, se mantendrán dos variables principales. Por un lado, la capacidad de los tanques de almacenamiento, que se simulará en un rango idéntico al previo: 2h, 4h, 6h, 8h y 10h. Por otro lado, la duración de la ventana de almacenamiento (o limitación de inyección), que en esta ocasión se ampliará. Se variará desde las 6 horas hasta las 18 horas, en incrementos de 2 horas (6h, 8h, 10h, 12h, 14h, 16h, 18h). Esta extensión busca explorar el límite de saturación de los tanques, es decir, el punto a partir del cual la capacidad de almacenamiento no permite acumular más energía y, por ende, aumentarla pueda llegar a ser contraproducente.

MODERNIZACIÓN DE LA PLANTA TERMOSOLAR DE VILLENA MEDIANTE
LA INCLUSIÓN DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

AVERA HORA																								
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
01 Ene	67,8	63,2	60,1	57,6	55,9	57,9	65,1	77,6	88,1	84,5	74,2	66,5	63,0	61,1	61,6	63,0	70,2	84,3	95,3	101,8	105,8	93,6	84,7	75,6
02 Febr	39,5	35,3	32,7	31,7	30,8	33,0	37,5	45,4	50,7	43,5	37,0	33,1	30,8	29,0	28,4	28,5	31,3	38,1	49,1	59,1	68,0	58,0	47,9	41,5
03 Mar:	21,8	17,5	16,1	15,0	14,2	16,2	22,2	34,4	30,9	15,0	9,5	6,4	5,8	5,0	4,5	4,6	6,4	11,3	22,4	47,2	55,9	45,2	34,5	25,2
04 Abri	17,4	13,6	12,7	12,9	12,4	13,5	16,6	29,5	24,3	10,3	5,5	4,5	3,9	3,1	2,7	2,6	2,4	2,9	5,2	10,9	26,8	41,5	31,1	21,9
05 May	48,4	44,0	40,3	39,3	38,6	40,2	44,3	51,5	41,1	25,8	15,3	9,6	8,4	6,1	5,1	3,9	3,8	6,4	12,1	25,9	44,2	63,9	59,9	51,4
06 Juni	75,8	70,0	67,8	66,1	66,1	67,8	73,6	79,9	67,7	55,8	43,9	32,5	29,0	26,4	22,8	20,0	20,2	25,0	35,1	51,6	73,3	96,4	95,4	83,9
07 Julic	97,0	90,2	86,3	86,1	85,0	86,3	91,0	97,4	85,1	66,7	51,9	44,8	41,5	39,2	37,4	35,4	34,7	40,2	52,0	71,1	92,5	111,7	111,8	100,3
08 Ago:	112,4	107,0	102,8	104,3	101,2	102,0	106,3	112,5	105,0	87,2	68,0	58,3	56,2	57,1	57,1	56,0	56,6	62,2	77,2	100,6	118,3	135,3	125,5	116,1
09 Sep:	89,2	84,4	81,3	79,8	77,6	78,9	87,6	99,0	100,0	82,6	55,7	42,1	36,8	33,4	29,6	24,6	26,7	40,8	63,3	96,5	115,9	119,1	102,8	95,4
10 Oct:	71,2	63,4	59,4	53,8	52,1	55,7	67,8	84,0	96,9	81,1	64,7	50,6	43,9	40,3	37,7	36,7	42,4	58,0	82,8	108,0	117,9	106,6	89,1	81,7
11 Novi	104,4	98,2	93,9	91,4	88,6	92,0	100,9	114,7	119,1	108,1	93,2	84,1	80,4	78,7	79,1	85,3	105,7	122,8	137,4	137,6	133,0	125,9	119,8	111,9
12 Dicie	114,2	104,5	98,1	93,3	91,1	93,8	104,8	118,9	127,9	120,7	103,5	90,1	87,1	86,5	87,2	91,0	107,9	129,4	141,4	143,4	144,3	138,3	130,8	121,6

Figura 6.8. Matriz de precio promedio por franja horaria de cada mes

Weekday Schedule																								
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.9.1 Distribución de periodos 3ª serie: 6h

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.9.2 Distribución de periodos 3ª serie: 8h

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.9.3 Distribución de periodos 3ª serie: 10h

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
May	1	1	1	1	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jun	1	1	1	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Sep	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Oct	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.9.4 Distribución de periodos 3ª serie: 12h

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
May	1	1	1	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jun	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jul	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Aug	1	1	2	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Sep	1	1	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Oct	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Dec	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.9.5 Distribución de periodos 3ª serie: 14h

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Feb	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2
Mar	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
May	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jun	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jul	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Aug	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Sep	1	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Oct	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Dec	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.9.6 Distribución de periodos 3ª serie: 16h

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2
Feb	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2
Mar	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2
Apr	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
May	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Jun	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Jul	1	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Aug	1	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Sep	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2
Oct	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2
Nov	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Dec	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2

Figura 6.9.7 Distribución de periodos 3ª serie: 18h

Tras implementar esta estrategia en cada uno de los modelos de las diferentes capacidades de almacenamiento se realizaron las simulaciones

correspondientes. Los resultados de esta tercera serie de análisis se detallan en las siguientes tablas:



E. inyectada	2h	4h	6h	8h	10h
6h	93.101	96.644	97.798	98.288	98.000
8h	91.894	94.703	96.417	97.430	97.431
10h	89.040	92.899	94.369	96.191	96.927
12h	88.687	92.625	94.129	95.861	97.360
14h	88.722	91.744	93.999	95.781	97.234
16h	88.243	90.926	93.753	95.898	95.865
18h	88.228	90.647	93.733	94.010	93.769

Tabla 6.5. Energía inyectada en la 3ª serie de simulaciones

Ingresos	2h	4h	6h	8h	10h
6h	3.611.978	4.831.457	5.457.940	5.760.111	5.814.166
8h	3.669.800	4.917.076	5.621.085	6.082.558	6.302.457
10h	3.785.449	4.920.810	5.615.585	6.150.758	6.535.553
12h	3.799.849	4.898.355	5.579.983	6.145.968	6.568.627
14h	3.867.333	4.924.508	5.634.194	6.295.791	6.536.417
16h	3.822.360	4.878.385	5.661.703	6.150.069	6.262.587
18h	3.821.711	4.802.031	5.524.815	5.656.788	5.732.180

Tabla 6.5. Ingresos generados en la 3ª serie de simulaciones

Los resultados de esta tercera serie de simulaciones muestran el impacto de implementar una estrategia de inyección variable, donde la ventana de almacenamiento se ajusta mensualmente según los periodos de precios más bajos. Es crucial señalar que, si bien esta estrategia variable produce consistentemente ingresos superiores a los de la serie de almacenamiento pasivo, el valor máximo absoluto de ingresos obtenido en esta serie (6.568.627 € para 10h de tanque con ventana de 12h) no supera el pico alcanzado en la serie anterior con ventana fija (6.662.907 € para 10h de tanque con ventana de 12h). Esto es debido a que las ventanas de inyección sin restricción en ambos casos quedan limitadas a franjas horarias similares lo que hace que no se generen diferencias sustanciales entre ambos casos.

Al analizar las tendencias observadas, se aprecia que, para una capacidad de tanque dada, extender el número de horas del día en las que se favorece el almacenamiento (de 6h a 18h) conduce a un aumento inicial en los ingresos hasta

alcanzar un punto óptimo de duración de la ventana, a partir del cual los ingresos comienzan a disminuir. Este comportamiento indica que el tanque ha llegado a su punto de saturación, y una gestión activa más allá de este límite ya no optimiza, si no que puede incluso perjudicar a la monetización de la energía almacenada. Los máximos de ingresos se observan entre las 12h y las 16h de duración de la ventana de almacenamiento.

En contraste, la energía inyectada total muestra una tendencia diferente: su valor más alto se obtiene sistemáticamente con la ventana de almacenamiento más corta, de 6 horas, para todas las capacidades de tanque. Esto se debe a que una ventana más reducida deja disponibles un mayor número de horas al día para la inyección directa, permitiendo la inyección de un volumen máximo de energía. Sin embargo, al ofrecer tanta flexibilidad para inyectar, se compromete la gestionabilidad estratégica de la energía almacenada, permitiendo inyecciones que pueden no ser las más rentables. Es por esta razón que, aunque la energía inyectada total sea mayor en la configuración de 6h, los ingresos asociados a estas ventanas más cortas son los más bajos de la serie para cada capacidad de tanque. Este patrón muestra que un mayor volumen total de energía inyectada no tiene por qué estar ligado a mayores ingresos. Con esta estrategia lo que se busca es optimizar el valor, no el volumen bruto, al priorizar el almacenamiento en momentos de baja rentabilidad y la inyección en momentos de alto precio.

De manera consistente, las capacidades de tanque mayores (8h y 10h) continúan siendo las que generan los mejores resultados en términos de ingresos, independientemente de la duración de la ventana. Estas capacidades ofrecen la flexibilidad necesaria para almacenar grandes volúmenes y despacharlos estratégicamente para capitalizar las fluctuaciones de precios. El caso de 10h de capacidad con una ventana de 12h (6.568.627 €) y 10h con una ventana de 14h (6.536.417 €) se perfilan como las combinaciones de mayor ingreso en esta serie específica.

En conclusión, esta serie de simulaciones subraya la complejidad y el valor potencial añadido que este tipo de estrategias pueden aportar a la planta. Esta metodología demuestra una gestión más inteligente de los recursos que se traduce en una mayor eficiencia económica y una mayor robustez frente a la variabilidad del

mercado. La observación de una menor energía inyectada con ventanas muy largas, a la vez que los ingresos se mantienen altos, sugiere que se ha optimizado la elección del momento de venta (o inyección), priorizando el valor unitario sobre el volumen bruto en su operación diaria. Los resultados confirman que la combinación de una capacidad de almacenamiento adecuada (tendiendo a las mayores) con una estrategia de despacho que se adapta a las condiciones cambiantes del mercado a lo largo del año es crucial para maximizar los beneficios de la planta termosolar.

6.2.4 Control de inyección adaptativo a la radiación solar disponible. 4ª Serie.

Viendo que una estrategia de inyección más refinada nos dirige hacia un sistema de almacenamiento cada vez más eficiente, para la siguiente serie de simulaciones vamos a introducir un nuevo concepto: las Horas Nominales Equivalentes (HNE). Las HNE se refieren al número de horas que una planta o sistema generaría energía a su potencia nominal (o pico) si operara de forma continua durante esas horas, para producir la misma cantidad de energía que realmente produce a lo largo de un período de tiempo. Este concepto es ampliamente utilizado en el ámbito de las energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica y la termosolar, y constituye una forma de normalizar la energía total producida por un sistema con una potencia instalada dada.

En nuestro caso, las Horas Nominales Equivalentes para detectar las franjas horarias del día con mayor potencial de radiación y, siguiendo la lógica aplicada previamente con los precios de la electricidad, limitaremos la inyección de energía durante estas horas para maximizar la eficiencia del TES. El objetivo es desviar la energía generada en los momentos de máxima disponibilidad del recurso solar hacia el almacenamiento, permitiendo su posterior despacho en condiciones de mercado más favorables.

El objetivo es crear una matriz equivalente a la empleada en el Dispatch Control de SAM para definir la estrategia de inyección. Para ello, tomando los resultados del caso base (ya que estos son los que más se ajustan a la realidad) se construye una matriz igual que las empleadas hasta ahora (horas del día x meses del año) con la energía generada. Cabe destacar que para construir esta matriz se han descartado todas las horas en las que la energía producida ha sido negativa

(horas en la que la producción es nula o prácticamente nula y los consumo parasitarios la superan haciendo que la generación total sea negativa).

Para implementar esta estrategia, se construirá una matriz equivalente a la empleada en el “Dispatch Control” de SAM. Esta matriz, con las 24 horas del día en las columnas y los 12 meses del año en las filas, se basará en la energía generada del caso base, ya que estos datos reflejan las condiciones más realistas de producción de la planta. Es importante destacar que, para la construcción de esta matriz, se han descartado todas aquellas horas en las que la energía producida fue negativa, es decir, momentos en los que la producción es nula o prácticamente nula y los consumos parasitarios superan la generación. La Figura 6.10. *Matriz de generación de energía del caso base obviando las horas con producción negativa* ilustra esta matriz inicial.

MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
01 Ene	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	272,2	314,0	236,8	233,0	315,1	316,3	100,9	24,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
02 Febr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	213,9	661,5	680,6	615,1	583,6	569,4	629,5	257,2	102,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
03 Mar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	485,5	813,5	869,3	811,9	762,7	797,3	840,1	765,6	142,1	50,5	0,0	0,0	0,0	0,0
04 Abril	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79,3	667,6	937,0	1137,1	1122,1	1104,1	1138,1	1080,1	956,4	682,4	151,1	47,4	0,0	0,0	0,0	0,0
05 May	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	831,4	1486,1	1478,1	1528,1	1472,1	1347,1	1336,1	1272,1	1101,1	895,5	306,5	144,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06 Juni	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	624,7	953,5	1193,1	1266,1	1326,1	1170,1	1216,1	1218,1	1047,1	872,0	453,4	123,0	14,7	0,0	0,0	0,0	0,0
07 Julic	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	644,4	1295,1	1451,1	1638,1	1587,1	1534,1	1588,1	1385,1	1333,1	1183,1	641,6	185,0	14,5	0,0	0,0	0,0	0,0
08 Ago	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	226,8	1220,1	1446,1	1470,1	1471,1	1349,1	1351,1	1276,1	1131,1	922,5	200,5	124,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
09 Sept	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	423,1	922,9	978,5	946,0	988,4	925,8	909,0	807,9	346,9	127,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10 Octu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	122,3	559,8	640,7	637,9	625,3	633,3	613,0	417,0	117,8	17,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11 Novi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	72,3	275,1	253,6	202,3	241,3	276,3	151,7	52,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12 Dicie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,6	469,6	476,2	333,5	323,5	370,7	174,0	82,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Figura 6.10. Matriz de generación de energía del caso base obviando las horas con producción negativa

Una vez se dispone de la matriz de energía generada por franja horaria y mes, se procede al cálculo de las Horas Nominales Equivalentes (HNE) para cada celda. En este estudio, las HNE se han calculado mediante la siguiente fórmula:

$$HNE_{\text{hora, mes}} = \frac{\text{Energía generada}_{\text{hora, mes}}}{\text{Potencia instalada} \times \text{Días del mes}}$$

Figura 6.11. Fórmula para el cálculo de las HNE

Para ejemplificar este cálculo, tomemos como ejemplo el mes de enero. Si durante este mes se generaron un total de 1.812,76 MWh, al dividir esta energía por la potencia instalada de la planta, 50 MW, obtenemos un total de 36,26 HNE para el mes completo. Al distribuir estas horas nominales equivalentes entre los 31 días de enero, el resultado es 1,17 HNE/día. De esta manera, podemos calcular el promedio diario de horas nominales equivalentes para cada mes. Siguiendo esta lógica, si en lugar de operar con la energía generada a lo largo de todo el mes, realizamos este cálculo con la energía generada en cada franja horaria específica de cada mes, obtenemos una matriz en la que cada celda representa el promedio de HNE/día para esa franja horaria particular y mes, tal como se mencionó previamente:

MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
01 Ene	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
02 Febr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
03 Mar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04 Abril	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,6	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05 May	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,6	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
06 Juni	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,6	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
07 Julic	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,9	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
08 Ago	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,7	0,6	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
09 Sepi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,5	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10 Octu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11 Novi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12 Dicie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Figura 6.12. Matriz de HNE por franja horaria

Esta matriz va a ser la base para la definición y distribución de los periodos de la estrategia de inyección de esta serie de simulaciones. Para poder comparar las diferentes celdas de cada mes entre sí, vamos a pasarlo a una escala porcentual dividiendo el valor de cada celda entre el total de HNE de cada mes:

MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
01 Ene	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15%	17%	13%	13%	17%	17%	6%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
02 Febr	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	39%	40%	36%	34%	34%	37%	15%	6%	0%	0%	0%	0%	0%
03 Marz	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	45%	48%	45%	42%	44%	46%	42%	8%	3%	0%	0%	0%	0%
04 Abril	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	38%	53%	65%	64%	63%	65%	62%	55%	39%	9%	3%	0%	0%	0%	0%
05 May	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	46%	82%	82%	84%	81%	74%	74%	70%	61%	49%	17%	8%	0%	0%	0%	0%
06 Juni	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	36%	54%	68%	72%	76%	67%	69%	69%	60%	50%	26%	7%	1%	0%	0%	0%
07 Julic	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	36%	71%	80%	90%	88%	85%	88%	76%	74%	65%	35%	10%	1%	0%	0%	0%
08 Ago:	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	67%	80%	81%	81%	74%	75%	70%	62%	51%	11%	7%	0%	0%	0%	0%
09 Sepi	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	24%	53%	56%	54%	56%	53%	52%	46%	20%	7%	0%	0%	0%	0%	0%
10 Octu	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	31%	35%	35%	34%	35%	34%	23%	7%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
11 Novi	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	16%	14%	12%	14%	16%	9%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12 Dicie	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	26%	26%	18%	18%	20%	10%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Figura 6.13. Matriz porcentual de HNE por franja horaria

De este modo podemos identificar fácilmente qué horas del día representan un mayor peso sobre las HNE de cada mes y que, por tanto, reciben mayor radiación solar. En base a esta información podemos definir la estrategia de inyección.

Vamos a aplicar la misma lógica que hasta ahora, vamos a definir 3 distribuciones de periodos diferentes en las que la amplitud o duración de la ventana de almacenamiento va a ir aumentando progresivamente. Hasta ahora, el número de horas del día que ocupaba la ventana de almacenamiento se mantenía constante para todos los meses del año (6h, 8h, 10h...), sin embargo, viendo la matriz que acabamos de construir vemos que hay meses con muchas más horas de radiación al día (Julio) que otros (Enero) por lo que tiene sentido que estos últimos tengan una ventana de almacenamiento más estrecha que los primeros. Dado que en estas simulaciones el número de horas de la ventana de almacenamiento ya no es constante, se ha nombrado a cada distribución de periodos (para poder identificarlas y diferenciarlas) como A, B y C respectivamente. A continuación se muestran estas distribuciones:

Como se ha mencionado anteriormente, una estrategia de inyección más refinada conduce a un sistema de almacenamiento cada vez más eficiente, y observando la matriz de Horas Nominales Equivalentes que acabamos de construir,

se hace evidente que la disponibilidad del recurso solar varía significativamente a lo largo del año. Meses como julio presentan un número considerablemente mayor de horas de radiación al día en comparación con meses como enero. Por lo tanto, para esta serie de simulaciones, en lugar de mantener una duración de la ventana de almacenamiento constante para todos los meses, esta se ajustará a la cantidad de horas de radiación solar efectiva. Esto implica que los meses con mayor recurso tendrán ventanas de almacenamiento más amplias y viceversa.

Siguiendo la misma metodología que en las series anteriores, se han definido tres distribuciones de periodos diferentes, en las que la amplitud o duración de la ventana de almacenamiento aumentará progresivamente. Dado que en estas simulaciones el número de horas de la ventana de almacenamiento ya no es constante a lo largo del año, cada distribución ha sido nombrada con una letra para su identificación y diferenciación: A, B y C, respectivamente. A continuación, se detallan estas distribuciones de periodos específicas:

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.14.1. Distribución de periodos 4ª serie: A

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.14.2. Distribución de periodos 4ª serie: B

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1

Figura 6.14.3. Distribución de periodos 4ª serie: C

Con la metodología y las configuraciones de inyección ya establecidas y las simulaciones realizadas, los resultados de esta cuarta serie de análisis, que evalúan el impacto de las distribuciones de periodos A, B y C para cada capacidad de almacenamiento, se muestran a continuación:

E. Inyectada	2h	4h	6h	8h	10h
A	88.014	93.008	94.441	96.111	97.054
B	88.282	91.172	94.076	95.867	96.893
C	88.251	90.838	94.012	95.585	96.813

Figura 6.7. Energía inyectada en la 4ª serie de simulaciones

Ingresos	2h	4h	6h	8h	10h
A	3.369.280	4.707.362	5.449.843	5.977.186	6.346.418
B	3.675.238	4.860.493	5.637.117	6.192.576	6.626.116
C	3.862.673	4.830.967	5.546.771	6.098.835	6.567.385

Figura 6.7. Ingresos generados en la 4ª serie de simulaciones



Los resultados de esta cuarta serie de simulaciones, presentados en la Tabla de Energía Inyectada y la Tabla de Ingresos, revelan el impacto de la implementación de las estrategias de despacho adaptativas A, B y C. Al comparar estos resultados con la serie anterior, se observa una consolidación de las tendencias de optimización, aunque con matices importantes.

En lo que respecta a los ingresos, las estrategias A, B y C, al igual que el resto de simulaciones con estrategia de inyección, demuestran consistentemente un rendimiento superior al caso base sin almacenamiento (2.282.027,87 € en el mejor caso). La estrategia B emerge como la que, en la mayoría de las capacidades de tanque, genera los mayores ingresos. Por ejemplo, para una capacidad de 10h, la estrategia B alcanza los 6.626.116 €, superando tanto a A (6.346.418 €) como a C (6.567.385 €). Esta tendencia sugiere que la distribución de periodos de la estrategia B logra un equilibrio más efectivo en la gestión del almacenamiento y la inyección a red, permitiendo aprovechar las horas de mayor radiación solar sin descuidar las horas con mejor rendimiento económico. De hecho, la configuración de 10h de capacidad con estrategia B (6.626.116 €) se posiciona como una de las de mayor ingreso obtenidas hasta ahora en el estudio.

En cuanto a la energía inyectada, las estrategias A, B y C muestran valores generalmente elevados, confirmando que la gestión activa del almacenamiento permite un uso eficiente de la energía generada. Al igual que en la serie anterior, las mayores capacidades de tanque (8h y 10h) tienden a inyectar más energía. No obstante, es importante destacar que la estrategia B, aunque líder en ingresos, no es siempre la de mayor energía inyectada. Por ejemplo, para 10h, la estrategia A inyecta 97.054 MWh mientras que B inyecta 96.893 MWh. Esto refuerza la observación de la serie anterior donde las estrategias de despacho más eficientes priorizan el valor económico por MWh sobre el volumen bruto.

En conclusión, la implementación de estrategias de inyección en función de las HNE, que ajustan la ventana de almacenamiento a las condiciones de mayor radiación solar, representa un paso adelante en la optimización del rendimiento de la planta termosolar. Los resultados de esta serie reafirman que la gestión inteligente del almacenamiento, buscando el momento oportuno para inyectar, es crucial para la rentabilidad. La estrategia B, en particular, demuestra ser la más efectiva al

encontrar un punto óptimo en la distribución horaria mensual, lo que permite aprovechar al máximo tanto la radiación solar como los precios más altos del mercado eléctrico. Estos hallazgos solidifican la importancia de la flexibilidad y la adaptabilidad en la operación de plantas termosolares con almacenamiento para asegurar su viabilidad económica en un mercado eléctrico dinámico.

En vista de los buenos resultados obtenidos al adaptar la estrategia de inyección, por un lado, a los patrones de precios del mercado eléctrico y, por otro, a la disponibilidad de radiación solar, parece lógico plantear una quinta serie de simulaciones. El objetivo de esta nueva fase es explorar el potencial de una estrategia de despacho mixta, que combine ambas metodologías de optimización.

6.2.5 Estrategia de inyección mixta. 5ª Serie.

La experiencia de las series anteriores ha demostrado que la gestión activa del almacenamiento es clave para la rentabilidad, y que tanto las horas de bajo precio como las de alta radiación solar ofrecen oportunidades para la acumulación estratégica de energía. Por lo tanto, en esta serie, se definirá la ventana de almacenamiento en función de las horas del día que simultáneamente presenten los precios más bajos de la electricidad y la mayor disponibilidad de recurso solar. Este planteamiento busca aprovechar las ventajas de ambos factores, limitando la inyección a red en momentos donde el valor de la energía es bajo y la planta tiene un alto potencial de generación por sí misma, optimizando así el almacenamiento para su posterior monetización en las horas de mayor demanda y precio.

Para la implementación de esta estrategia mixta, al igual que en las series previas, se mantendrán como variables la capacidad del tanque de almacenamiento (2h, 4h, 6h, 8h y 10h) y la duración de la ventana de almacenamiento (que, igual que en la serie anterior, no tendrá la misma amplitud en todos los meses por lo que, para diferenciarlas y siguiendo el orden anterior, se les ha identificado como D y E.

Para definir las distribuciones de periodos de esta serie se han tenido en cuenta los mejores resultados hasta ahora. Por un lado, una ventana de almacenamiento variable adaptada al precio del mercado eléctrico de entre 12 y 16h y, por otro lado, una ventana de almacenamiento que aproveche las horas de mayor

radiación solar con una distribución similar a la prueba B de la serie anterior. Teniendo en cuenta esto, se han generado dos distribuciones de periodos diferentes que mezclan las de las pruebas mencionadas: la primera se aproxima más a la prueba B de la serie anterior, mientras que la segunda se aproxima más a la ventana variable adaptada al precio de la electricidad.

A continuación, la distribución de periodos de las dos simulaciones de esta serie:

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.15.1. Distribución de periodos de la 5ª serie de simulaciones: D

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Feb	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
May	1	1	1	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Jul	1	1	1	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Aug	1	1	2	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Sep	1	1	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Oct	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Dec	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1

Figura 6.15.2. Distribución de periodos de la 5ª serie de simulaciones: E



Una vez aplicadas estas distribuciones a todas las capacidades de tanque y realizadas las simulaciones, se presentan a continuación los resultados de esta serie:

E. Inyectada	2h	4h	6h	8h	10h
D	89,197	92,886	94,475	96,301	97,103
E	89,195	92,879	94,449	96,351	97,728

Tabla 6.9.. Energía inyectada en la 5ª serie de simulaciones

Ingresos	2h	4h	6h	8h	10h
D	3.901.644	5.036.511	5.748.781	6.297.170	6.696.552
E	3.901.166	5.034.887	5.746.731	6.400.652	6.716.860

Tabla 6.10. Ingresos generados en la 5ª serie de simulaciones

Los resultados de esta quinta serie de simulaciones, revelan el impacto de implementar una estrategia de inyección mixta, que combina la adaptación a los precios del mercado eléctrico con la disponibilidad de radiación solar. Este planteamiento representa el nivel más avanzado de optimización explorado en este estudio. Al comparar los ingresos obtenidos en esta serie con las anteriores, se observa una mejora sustancial que valida la eficacia de la estrategia mixta. El caso base (sin almacenamiento) generó 2.282.027,87 € en ingresos, en contraste, la presente serie con estrategias mixtas D y E supera todos los máximos anteriores, alcanzando los 6.716.860 € con la estrategia E y 10h de capacidad, lo que supone un incremento de casi un 300%. Esto representa el valor de ingresos más alto de todo el estudio, demostrando que la combinación de criterios es la vía más efectiva para maximizar la rentabilidad.

Analizando las tendencias específicas dentro de esta serie, ambas estrategias, D y E, muestran un rendimiento excepcionalmente alto en términos de ingresos. Para capacidades de tanque de 2h a 6h, la estrategia D se alza como la más eficiente, registrando unos ingresos superiores a los de la estrategia E; sin

embargo, para capacidades de tanque mayores (8h y 10h) ocurre al contrario, siendo la estrategia E la más eficiente. Esto se debe a que la estrategia E cuenta con ventanas de almacenamiento más amplias que las de la estrategia D, por lo que es lógico que tanques con mayor capacidad se aprovechen mejor de ellas.

En cuanto a la energía inyectada, los valores para las estrategias D y E son muy similares, y ambos muestran una tendencia a aumentar con la capacidad del tanque. Sin embargo, el principal diferenciador entre las estrategias D y E, y su superioridad general en ingresos, reside en la capacidad de generar mayores ingresos con volúmenes de energía inyectada relativamente similares, lo que implica una optimización del valor por MWh inyectado.

En conclusión, esta quinta serie de simulaciones valida la hipótesis de que una estrategia de despacho mixta, que considere simultáneamente las fluctuaciones del precio de la electricidad y la disponibilidad del recurso solar, es la forma más efectiva de maximizar la rentabilidad de una planta termosolar con almacenamiento. La superación de los máximos de ingresos de todas las series anteriores confirma que la sinergia entre estos dos parámetros de decisión es clave. Este hallazgo no solo demuestra la importancia crítica de elegir correctamente la capacidad del tanque a la hora de dimensionar un sistema de almacenamiento, sino que la definición e implantación de una estrategia de inyección inteligente y eficaz es crucial para lograr maximizar el rendimiento de cualquier planta termosolar con almacenamiento de energía.

6.3 Resumen de los resultados obtenidos

Una vez analizadas individualmente las diferentes series de simulaciones, desde el escenario base sin almacenamiento hasta las estrategias de inyección más sofisticadas, el presente apartado tiene como objetivo consolidar y comparar los resultados a nivel global. Para ello, se recopilarán la energía inyectada y los ingresos generados de todas las configuraciones estudiadas en una única tabla comparativa. Esta síntesis permitirá identificar claramente qué combinación de capacidad de almacenamiento y estrategia de despacho ha reportado los mejores resultados.

Dado que se van a presentar todas las series en las mismas tablas es importante destacar que estas vendrán mostradas en el mismo orden en el que se han realizado, es decir, en la parte superior de la tabla se encontrarán los resultados de las simulaciones sin estrategia de inyección, o como se ha llamado, TES pasivo; en segundo lugar, las simulaciones con una ventana fija de inyección limitada, donde la cabecera de las filas indica la duración de dicha venta; seguidamente, la configuración con ventanas de almacenamiento variables adaptadas al precio de la electricidad, del mismo modo que en la anterior, la cabecera de las filas indica la duración de dichas ventanas; justo debajo vienen los resultados de las simulaciones con estrategia adaptada a las Horas Nominales Equivalentes; y, por último, los resultados de la última serie donde se han mezclado las estrategias de adaptación al precio de la energía y a la radiación solar disponible (representada con las HNE).

Presento a continuación el resumen global de resultados:

ENERGÍA INYECTADA					
TES pasivo	2h	4h	6h	8h	10h
Sin config.	93.683	98.273	98.061	97.492	96.935
Ven. Fija	2h	4h	6h	8h	10h
6h	89.471	94.001	95.868	97.137	97.844
8h	87.911	93.033	94.508	96.403	97.281
10h	88.090	91.415	94.302	96.108	97.048
12h	88.508	91.264	94.126	95.827	96.799
Ven. Variable	2h	4h	6h	8h	10h
6h	93.101	96.644	97.798	98.288	98.000
8h	91.894	94.703	96.417	97.430	97.431
10h	89.040	92.899	94.369	96.191	96.927
12h	88.687	92.625	94.129	95.861	97.360
14h	88.722	91.744	93.999	95.781	97.234
16h	88.243	90.926	93.753	95.898	95.865
18h	88.228	90.647	93.733	94.010	93.769
HNE	2h	4h	6h	8h	10h
A	88.014	93.008	94.441	96.111	97.054
B	88.282	91.172	94.076	95.867	96.893
C	88.251	90.838	94.012	95.585	96.813
Mixta	2h	4h	6h	8h	10h
D	89.197	92.886	94.475	96.301	97.103
E	89.195	92.879	94.449	96.351	97.728

Figura 6.16.. Tabla resumen de energía inyectada

INGRESOS					
TES pasivo	2h	4h	6h	8h	10h
Sin config.	2.802.241,85	3.171.698,90	3.158.383,87	3.121.780,01	3.085.164,15
Ven. Fija	2h	4h	6h	8h	10h
6h	3.211.415,68	4.546.579,25	5.285.072,38	5.678.222,58	5.780.360,33
8h	3.374.572,17	4.753.131,07	5.516.707,35	6.072.844,87	6.395.924,02
10h	3.615.664,48	4.865.748,53	5.651.266,89	6.201.399,71	6.612.839,73
12h	3.864.411,82	4.926.153,56	5.672.715,18	6.215.547,90	6.662.906,78
Ven. Variable	2h	4h	6h	8h	10h
6h	3.611.977,70	4.831.457,39	5.457.940,34	5.760.111,42	5.814.166,05
8h	3.669.799,88	4.917.076,04	5.621.085,22	6.082.557,78	6.302.457,33
10h	3.785.448,78	4.920.810,11	5.615.585,47	6.150.758,00	6.535.552,86
12h	3.799.849,08	4.898.355,36	5.579.982,92	6.145.967,96	6.568.626,54
14h	3.867.332,62	4.924.507,69	5.634.193,60	6.295.790,90	6.536.416,53
16h	3.822.359,89	4.878.384,57	5.661.702,61	6.150.069,48	6.262.587,42
18h	3.821.710,51	4.802.031,39	5.524.814,76	5.656.788,29	5.732.179,84
HNE	2h	4h	6h	8h	10h
A	3.369.280,35	4.707.362,22	5.449.843,26	5.977.185,56	6.346.418,49
B	3.675.237,92	4.860.493,44	5.637.116,60	6.192.576,10	6.626.115,77
C	3.862.673,42	4.830.966,51	5.546.770,60	6.098.834,53	6.567.384,58
Mixta	2h	4h	6h	8h	10h
D	3.901.644,00	5.036.511,00	5.748.781,00	6.297.170,00	6.696.552,00
E	3.901.166,00	5.034.887,00	5.746.731,00	6.400.652,00	6.716.860,00

Figura 6.17. Tabla resumen de ingresos generados

Al analizar las simulaciones con mejores ingresos, se observa que hay una opción claramente superior al resto, la estrategia mixta. Como se mencionó anteriormente en el apartado 6.2, para las capacidades de tanque de 2h, 4h y 6h, la estrategia D de esta serie de simulaciones se posiciona como la más eficiente, registrando los ingresos más altos. Específicamente, para 2h alcanza 3.901.644 €, para 4h, 5.036.511 €, y para 6h, 5.748.781 €. Sin embargo, para capacidades de tanque mayores, concretamente 8h y 10h, la estrategia E es la que demuestra mayor eficiencia, generando 6.400.652 € y 6.716.860 € respectivamente. Esta distinción se atribuye a que la estrategia E incorpora ventanas de almacenamiento más amplias que la estrategia D, lo que permite a los tanques de mayor capacidad aprovechar de manera más efectiva la flexibilidad para acumular energía durante periodos prolongados de bajo precio y/o alta radiación, y despacharla en los momentos de mayor rentabilidad. La implementación de estas estrategias mixtas D y E, que combinan criterios de precio y radiación solar, ha reportado los mejores resultados económicos globales del estudio, confirmando que una gestión tan sofisticada aporta un gran valor añadido.

Es fundamental destacar que estas estrategias que maximizan los ingresos no siempre coinciden con aquellas que inyectan el mayor volumen de energía. Por ejemplo, la estrategia E para 10h de capacidad, que reporta los ingresos más altos, inyecta 97.728 MWh. En contraste, algunas configuraciones de la serie con ventana variable (Ven. Variable) como la de 6h de capacidad con ventana de 6h (97.798 MWh) u 8h de capacidad con ventana de 6h (98.288 MWh), inyectaron volúmenes de energía ligeramente superiores. Sin embargo, los ingresos asociados a estas configuraciones de mayor volumen (5.457.940 € y 5.760.111 € respectivamente para 6h y 8h de capacidad con 6h de ventana en Ven. Variable) son considerablemente inferiores. Este patrón subraya un desajuste entre el volumen total de energía inyectada y su valor económico, lo cual se traduce en un peor rendimiento del valor de cada MWh generado. Las estrategias más rentables demuestran una capacidad superior para gestionar la energía de manera más eficiente y rentable, priorizando la inyección en momentos de alto precio y no simplemente el despacho del máximo volumen posible.

En relación a las estrategias en las que se inyecta la mayor cantidad de energía, se observa que, de manera sistemática, las configuraciones con una ventana de almacenamiento de 6 horas en la serie "Ven. Variable" son las que registran los mayores volúmenes para casi todas las capacidades de tanque. El máximo absoluto de energía inyectada se alcanzó con la capacidad de 8h y una ventana de 6h en la serie de Ven. Variable, con 98.288 MWh. Este fenómeno se explica porque una ventana de almacenamiento más estrecha (6h) deja disponibles un mayor número de horas al día para la inyección directa, permitiendo el despacho de un volumen máximo de energía. Sin embargo, como ya se analizó, esta "libertad" de inyección compromete la gestionabilidad estratégica, resultando en ingresos menos óptimos.

Finalmente, es crucial resaltar una curiosidad observada en las simulaciones de la serie "Ven. Variable" (ventana variable). Para la mayoría de las capacidades de tanque, se identifica un punto de inflexión en la duración de la ventana de almacenamiento, a partir del cual tanto los ingresos como la energía inyectada comienzan a decaer después de alcanzar un máximo. Por ejemplo, en el caso de 8h de capacidad, los ingresos máximos se alcanzan con 14h de ventana (6.295.791 €), y la energía inyectada máxima se da con 6h de ventana (98.288 MWh). Superar estas duraciones óptimas de ventana no genera beneficios adicionales, e incluso puede resultar en pérdidas. Este comportamiento confirma que el tanque alcanza un punto de saturación, donde, por más energía que se busque acumular o por más tiempo que se extienda la ventana de almacenamiento, la capacidad física del tanque o la disponibilidad de periodos de alta rentabilidad/radiación se vuelven limitantes, llevando a una gestión subóptima. El objetivo de realizar pruebas con ventanas tan amplias (hasta 18h, cubriendo potencialmente el 75% de las horas del día) en esa serie era precisamente detectar y caracterizar este punto de saturación, proporcionando una valiosa indicación para el diseño y la operación óptima de sistemas de almacenamiento.

Con todos los resultados de las simulaciones revisados y analizados, podemos concluir que la estrategia de inyección que combina una restricción basada en el precio del mercado eléctrico y otra basada en la radiación solar disponible, estrategia mixta, es la que permite obtener el mayor rendimiento económico de cada capacidad de tanque de almacenamiento. Sin embargo, para

determinar cuál de las cinco opciones de capacidad de tanque simuladas representa la configuración más rentable en un contexto real, no es suficiente únicamente con conocer los ingresos generados. Es indispensable comparar estos beneficios con sus respectivos costes de construcción e implantación. Por lo tanto, el próximo capítulo estará dedicado a explorar detalladamente los diferentes costes asociados a la construcción de un sistema de almacenamiento de energía térmica, analizando cómo estos varían significativamente en función de la capacidad de almacenamiento considerada.



CAPÍTULO 7

ESTUDIO ECONÓMICO DE LOS COSTES ASOCIADOS A LA CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

7.1 Introducción y justificación

Para la decisión de la configuración ideal para una planta termosolar con sistema de almacenamiento de energía no podemos limitar el análisis únicamente a la cantidad de ingresos generados o al volumen bruto de energía inyectada. Si bien los resultados presentados en el Capítulo 6 han demostrado de manera contundente cómo diversas estrategias de inyección pueden optimizar significativamente los ingresos en comparación con un caso base sin almacenamiento, un mayor ingreso no necesariamente se traduce en una mayor rentabilidad neta. Es importante tener en cuenta que la implementación y el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento conllevan unos costes de construcción e implantación asociados que varían sustancialmente en función de su capacidad y diseño.

Por ende, el propósito fundamental de este capítulo es llevar a cabo un análisis económico que complemente la evaluación técnica previa. Se buscará cuantificar la viabilidad económica lo más cercana a la realidad posible de las distintas configuraciones de almacenamiento y estrategias de despacho simuladas, integrando los ingresos proyectados con los costes de inversión correspondientes. Este enfoque permitirá determinar qué combinación específica de capacidad de TES y estrategia operativa optimiza la rentabilidad neta del proyecto, respondiendo así a la pregunta clave de este trabajo.

7.2 Fuentes de Información y Retos en la Estimación de Costes del TES

La estimación precisa de los costes de construcción e implantación de un sistema de almacenamiento de energía térmica es una tarea que supone un gran desafío. A pesar de su creciente relevancia en el sector termosolar, la disponibilidad de datos reales, públicos y detallados sobre los costes específicos de un TES es muy escasa. La privacidad de la información en la industria y la complejidad inherente a cada proyecto específico hacen que sea extremadamente difícil encontrar cifras granulares que desglosen los costes de componentes, materiales o mano de obra con la precisión deseada.

En la mayoría de los casos, la información accesible se limita a estimaciones generales o se presenta como un porcentaje del coste total de construcción de la planta termosolar, sin ofrecer el detalle necesario para un análisis profundo de la inversión en el TES de forma aislada. Como parte de la investigación preliminar para este estudio, se ha recopilado información sobre los costes de construcción de diversas plantas termosolares en España. Esta información se ha extraído de diferentes artículos publicados en distintas agencias internacionales como la IEA (*International Energy Agency*), IRENA (*International Renewable Energy Agency*) o el propio NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), propietario del software que ha hecho posible este estudio. A continuación se presenta un resumen de toda la información recopilada:

Planta	Coste total	% Coste TES	Coste TES
Andasol	300-400	13%	40-55
Extresol	300	20%	60
Manchasol	300	20-25%	60-75
Solaben	250-300	20-25%	50-75
Termosol	250-300	20-25%	50-75
Arenales Solar PS	250-300	20-25%	50-75
La Florida	250-300	20-25%	50-75
La Dehesa	250-300	20-25%	50-75

Figura 7.1. Estimación de costes del TES de diferentes plantas termosolares en España

En la tabla se presenta en la primera columna el coste total de las diferentes plantas, en millones de euros; en la segunda, la estimación del coste asociado al sistema de almacenamiento; y en la última la conversión a millones de euros de ese porcentaje. Es importante destacar que todas las plantas que se han incluido en el resumen son plantas termosolares de tecnología cilindro-parabólica con 50 MW de potencia instalada. Esto se puede ver en la base de datos de NREL, donde podemos encontrar prácticamente todas las plantas mencionadas:

title	field_technol	capacity	field_capacit	field_storage	_storage_cap	storage_type
Manchasol-2	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts
Manchasol-2	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts
Extresol-3	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts
Extresol-3	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts
La Florida	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts
La Florida	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts
Andasol-3	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts
Termosol 1	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts
Termosol 2	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts
Arenales	Parabolic Trough	50	MW	2-tank indirect	7.5	molten salts

Figura 7.2. Base de datos de NREL. Características de las plantas termosolares mencionadas

Aquí podemos ver como las características principales de estas plantas son similares a las del caso de Villena, por lo que podemos considerar la información obtenida como un punto de partida óptimo. Sin embargo, surge un reto adicional, los datos recopilados corresponden a capacidades de almacenamiento de 7,5h según la información que hemos podido ver en la base de datos de NREL. Esta uniformidad en la capacidad de los datos disponibles dificulta su aplicación directa a la gama de capacidades de tanque consideradas en nuestras simulaciones, desde 2h hasta 10h.

Esta situación nos impulsa a buscar una metodología de estimación de costes que permita extrapolar la información existente a nuestras configuraciones simuladas, garantizando una aproximación realista a la variabilidad de la inversión requerida por cada sistema de almacenamiento.

7.3 Metodología para la Extrapolación de Costes del TES

Ante la mencionada uniformidad de los datos de costes recopilados y la necesidad de aplicar estas estimaciones a la gama de capacidades de almacenamiento consideradas en nuestras simulaciones, se hace indispensable desarrollar una metodología de extrapolación rigurosa. Esta aproximación permitirá generar un rango de costes de inversión para cada tamaño de sistema de almacenamiento, garantizando una base económica coherente para el análisis de rentabilidad.

La literatura técnica sobre la construcción de sistemas de almacenamiento de energía térmica con sales fundidas para plantas termosolares de concentración, como las de tecnología cilindro-parabólica, sugiere que su coste de inversión total puede desagregarse en dos componentes principales: un coste fijo y un coste variable. El coste fijo abarca aquellas inversiones no directamente proporcionales a la capacidad de almacenamiento, incluyendo infraestructuras comunes como cimentaciones, la sala de control, los sistemas de bombeo iniciales y parte de la instrumentación y tuberías que son necesarias independientemente del volumen total de sales. Este componente fijo puede representar una proporción significativa del coste total, especialmente en sistemas de menor capacidad. Por otro lado, el coste variable es aquel que sí escala linealmente con la capacidad del tanque, y se expresa comúnmente en euros por megavatio térmico-hora (€/MWt-h), representando el coste directo del medio de almacenamiento (las sales fundidas) y de la construcción de los volúmenes adicionales de los tanques caliente y frío.

Un factor crucial en la determinación de estos costes variables es la existencia de economías de escala. Diversos estudios y publicaciones de organismos como el NREL y la IEA demuestran que el coste por unidad de capacidad (€/MWt-h) disminuye significativamente a medida que aumenta el tamaño total del sistema de almacenamiento. Esto se debe a que ciertas partidas, como el material de los tanques o la eficiencia en el volumen de sales, se optimizan en escalas mayores.

Basándonos en esta premisa y la información disponible en el sector, y con el fin de evaluar la sensibilidad de los resultados a diferentes escenarios de inversión, se han establecido los siguientes rangos de costes para las simulaciones:

- Costes Fijos: Se han considerado cuatro escenarios para la componente fija de la inversión: 15, 20, 25 y 30 millones de euros. Estos valores se han seleccionado como un rango representativo que abarca la variabilidad esperada de las infraestructuras asociadas al TES en proyectos de esta envergadura.
- Costes Variables (€/MWt-h) por Capacidad de Tanque: Para reflejar las economías de escala y la incertidumbre inherente a las estimaciones de costes, se han definido abanicos de costes variables por megavatio térmico-hora para cada capacidad de TES simulada, dividiendo cada abanico en cuatro tramos para un análisis de sensibilidad más detallado:
 - 2h de capacidad: entre 65 y 75 €/MWt-h.
 - 4h de capacidad: entre 48 y 58 €/MWt-h.
 - 6h de capacidad: entre 40 y 48 €/MWt-h.
 - 8h de capacidad: entre 35 y 42 €/MWt-h.
 - 10h de capacidad: entre 32 y 38 €/MWt-h.

Estos rangos han sido definidos con base en la literatura existente que indica que los costes por unidad de capacidad para sistemas de sales fundidas pueden variar desde aproximadamente 50-80 €/MWt-h para capacidades más pequeñas hasta 30-50 €/MWt-h para sistemas de gran escala. Por ejemplo, en el artículo *Andasol 1 CSP Project* (SolarPACES/ National Renewable Energy Laboratory, 2022) se detallan unos costes variables que oscilan entre los 35 y los 50 €/MWt-h para una capacidad de almacenamiento de 1010 MWt-h . Este enfoque permitirá obtener una matriz de rentabilidad que contemple la variabilidad tanto de la estrategia de despacho como de la inversión en el sistema de almacenamiento.

7.4 Resultados del análisis económico

Una vez definida la metodología para la extrapolación y estimación de los costes de inversión del sistema de almacenamiento térmico, se procede a integrar estos valores con los ingresos brutos obtenidos en las simulaciones del Capítulo 6. El objetivo es estimar diferentes escenarios de costes y sobre ellos estudiar la rentabilidad neta para cada una de las capacidades de tanque simuladas bajo los diferentes escenarios de costes fijos y variables propuestos.

Cada escenario representa una cantidad de costes fijos, mientras que los costes variables mantienen el abanico dado en el apartado anterior para todos los escenarios. Para representar la amplitud de estos abanicos y poder ver su evolución, se han dividido en 4 partes.

Capacidad	A	B	C	D
2h	65.00	68.33	71.67	75.00
4h	48.00	51.33	54.67	58.00
6h	40.00	42.67	45.33	48.00
8h	35.00	37.33	39.67	42.00
10h	32.00	34.00	36.00	38.00

Figura 7.3. División de los rangos de costes variables para cada capacidad

Como se puede ver en la tabla, a cada grupo de costes variables (columna) se le ha asignado una letra de la A a las D para poder diferenciar los tramos entre sí con mayor facilidad. Por otro lado, estos costes se presentan en €/MWt-h por lo que, para conocer el coste variable total necesitamos la capacidad térmica de cada tanque en MWt-h, recuperando esta información del capítulo 6:

Horas de almacenamiento	Capacidad térmica (MWt-h)
2h	277,01
4h	554,02
6h	831,02
8h	1.108,03
10h	1.385,04

Figura 7.4. Capacidades térmicas de los tanques en MWt-h

Con toda esta información, podemos pasar a presentar los resultados de cada escenario:

- **Escenario 1:** Costes fijos = 15.000.000€

En la siguiente tabla se muestran los costes totales del escenario 1, para ello se suman directamente el coste total (15.000.000€ en este caso) a los costes variables que se calculan multiplicando el €/MWt-h de cada celda (Ver Figura 7.3) por la capacidad térmica de cada tanque (Ver Figura 7.4)

Costes	A	B	C	D
2h	33,005,000	33,927,410	34,852,590	35,775,000
4h	41,592,000	43,436,820	45,287,180	47,132,000
6h	48,240,000	50,458,770	52,669,230	54,888,000
8h	53,780,000	56,361,640	58,954,360	61,536,000
10h	59,320,000	62,090,000	64,860,000	67,630,000

Figura 7.5. Costes totales Escenario 1

Para realmente poder comparar las diferentes capacidades entre sí se ha elegido para este análisis el tiempo de retorno o periodo de amortización. Este parámetro representa el tiempo que se tardaría en recuperar la inversión realizada. Asumiendo unos ingresos iguales durante todo el periodo de amortización, este se

calcula dividiendo el coste total entre los ingresos. Se han elegido los ingresos más altos registrados en el capítulo 6 ya que, independientemente de la estrategia de inyección elegida, el coste de cada tanque sigue siendo el mismo.

Horas de almacenamiento	Ingresos (€)
2h	3,901,644
4h	5,036,511
6h	5,748,781
8h	6,400,652
10h	6,716,860

Figura 7.6. Mejores ingresos generados por cada capacidad de tanque

Con esto, se presentan a continuación los tiempos de retorno de cada opción para el escenario 1:

Per. Amort.	A	B	C	D
2h	8,46	8,70	8,93	9,17
4h	8,26	8,62	8,99	9,36
6h	8,39	8,78	9,16	9,55
8h	8,40	8,81	9,21	9,61
10h	8,83	9,24	9,66	10,07

Figura 7.7. Periodos de amortización de Escenario 1

Igual que en ocasiones anteriores, se ha aplicado una escala de colores para facilitar la observación de los resultados. Los valores más altos quedan representados por los tonos más rojizos mientras que los tonos verdosos representan a los más bajos.

En este caso, las capacidades de tanques más pequeñas (2h y 4h) son las que salen mejor paradas manteniéndose por debajo de los 9 años hasta la opción D

de los costes variables. Antes de sacar conclusiones, vamos a presentar el resto de escenarios.

- **Escenario 2:** Costes fijos = 20.000.000€

Costes	A	B	C	D
2h	38,005,000	38,927,410	39,852,590	40,775,000
4h	46,592,000	48,436,820	50,287,180	52,132,000
6h	53,240,000	55,458,770	57,669,230	59,888,000
8h	58,780,000	61,361,640	63,954,360	66,536,000
10h	64,320,000	67,090,000	69,860,000	72,630,000

Figura 7.8. Costes totales Escenario 2

Per Amort	A	B	C	D
2h	9,74	9,98	10,21	10,45
4h	9,25	9,62	9,98	10,35
6h	9,26	9,65	10,03	10,42
8h	9,18	9,59	9,99	10,40
10h	9,58	9,99	10,40	10,81

Figura 7.9. Periodos de amortización de Escenario 2

- **Escenario 3:** Costes fijos = 25.000.000€

Costes	A	B	C	D
2h	43,005,000	43,927,410	44,852,590	45,775,000
4h	51,592,000	53,436,820	55,287,180	57,132,000
6h	58,240,000	60,458,770	62,669,230	64,888,000
8h	63,780,000	66,361,640	68,954,360	71,536,000
10h	69,320,000	72,090,000	74,860,000	77,630,000

Figura 7.10. Costes totales Escenario 3

Per Amort	A	B	C	D
2h	11,02	11,26	11,50	11,73
4h	10,24	10,61	10,98	11,34
6h	10,13	10,52	10,90	11,29
8h	9,96	10,37	10,77	11,18
10h	10,32	10,73	11,15	11,56

Figura 7.11. Periodos de amortización de Escenario 3



- **Escenario 4:** Costes fijos = 30.000.000€

Costes	A	B	C	D
2h	48,005,000	48,927,410	49,852,590	50,775,000
4h	56,592,000	58,436,820	60,287,180	62,132,000
6h	63,240,000	65,458,770	67,669,230	69,888,000
8h	68,780,000	71,361,640	73,954,360	76,536,000
10h	74,320,000	77,090,000	79,860,000	82,630,000

Figura 7.12. Costes totales Escenario 4

Per Amort	A	B	C	D
2h	12,30	12,54	12,78	13,01
4h	11,24	11,60	11,97	12,34
6h	11,00	11,39	11,77	12,16
8h	10,75	11,15	11,55	11,96
10h	11,06	11,48	11,89	12,30

Figura 7.13. Periodos de amortización de Escenario 4

7.5 Resumen de los resultados obtenidos

Debido a la escasez de información verídica y detallada sobre los costes de construcción de los sistemas de almacenamiento, el análisis económico se ha llevado a cabo de manera paramétrica. Esta aproximación permite cubrir un amplio abanico de posibilidades de inversión, generando una gran cantidad de resultados. Por consiguiente, el objetivo principal de este apartado es agrupar, visualizar y explicar los resultados obtenidos de este análisis de sensibilidad, con el fin de facilitar su comprensión y, en última instancia, contribuir a una mejor toma de decisiones sobre la configuración óptima del almacenamiento.

Como se ha detallado en el apartado anterior, nuestra metodología ha contemplado cuatro escenarios distintos de costes fijos de inversión, que van desde los 15 hasta los 30 millones de euros. Por otro lado, dentro de cada uno de estos escenarios de coste fijo, se han definido cuatro series de costes variables (denominadas A, B, C y D), cada una representando una división equitativa del rango de costes variables específico para cada capacidad de tanque de almacenamiento (Ver Figura 7.3. División de los rangos de costes variables para cada capacidad). A continuación, se procederá a agrupar los resultados para cada capacidad de tanque dentro de estos cuatro escenarios y series de costes. Para cada una de las series (A, B, C y D), se presentará una gráfica consolidada que mostrará la evolución del tiempo de retorno de la inversión para las diferentes capacidades de TES bajo cada escenario de coste fijo, facilitando la identificación de la configuración más ventajosa.

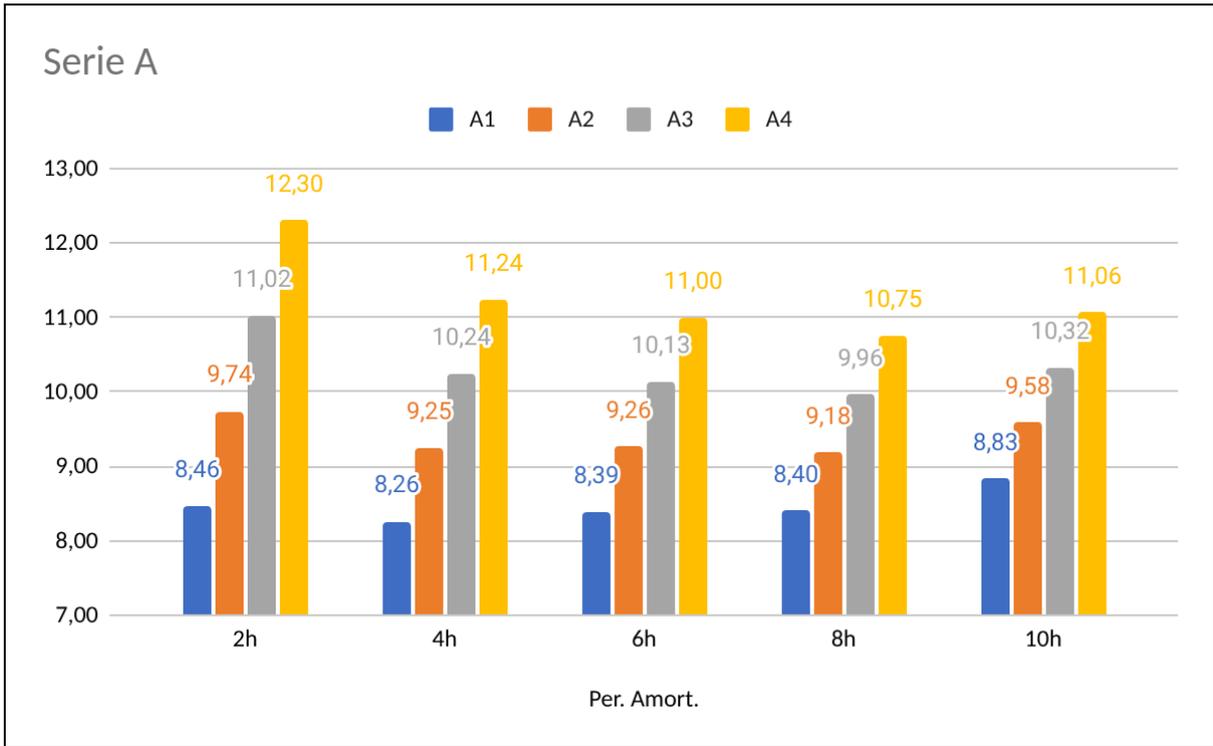


Figura 7.14. Resumen de los tiempos de retorno de la Serie A

Analizando los resultados correspondientes a la Serie A, se observa que el sistema de almacenamiento de 4h de capacidad presenta el mejor tiempo de retorno de la inversión únicamente en el escenario 1, alcanzando un valor de 8,26 años. No obstante, en los escenarios 2, 3 y 4, es el tanque de 8 horas de capacidad el que se presenta consistentemente como la mejor opción, registrando los tiempos de retorno más reducidos para cada uno de ellos: 9,18 años, 9,96 años y 10,75 años, respectivamente.

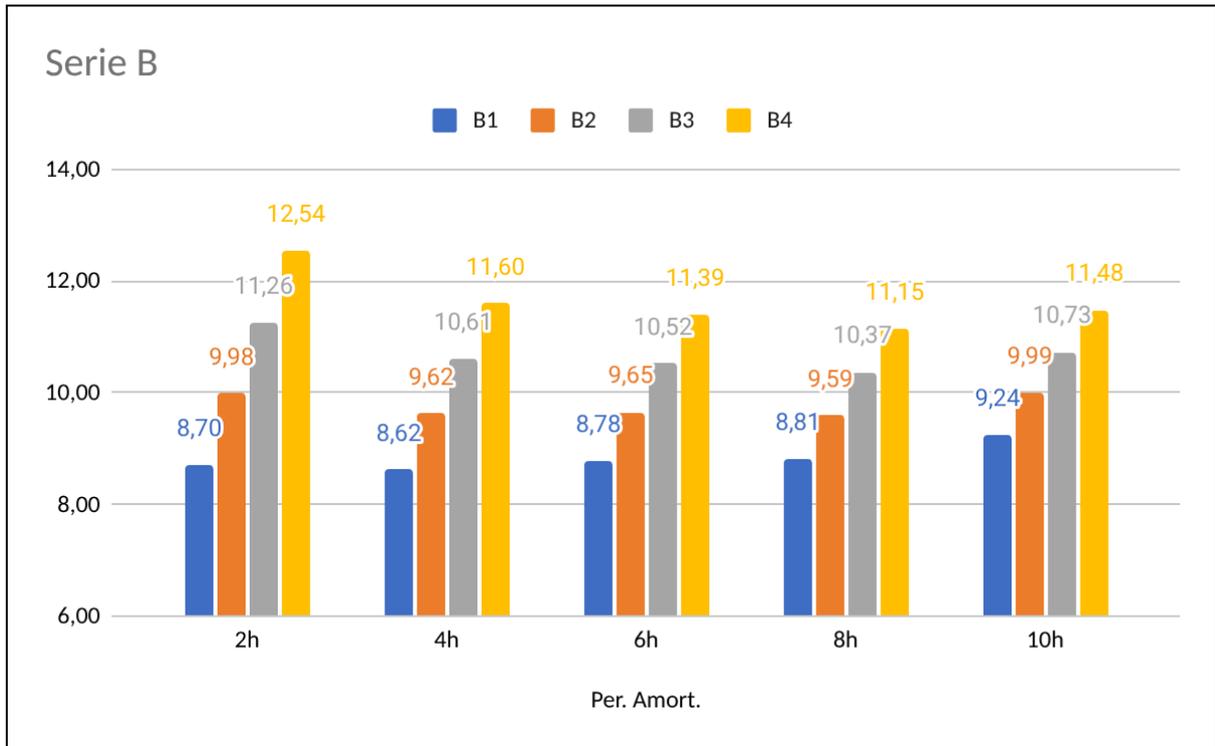


Figura 7.15. Resumen de los tiempos de retorno de la Serie B

Para la Serie B, la situación muestra la misma tendencia a la observada previamente. En el escenario 1, el tanque de 4 horas de capacidad registra el tiempo de retorno más favorable, 8.62 años. Sin embargo, para los escenarios 2, 3 y 4, la configuración más rentable vuelve a ser el tanque de 8 horas de capacidad, con 9.59 , 10.37 y 11.15 años respectivamente, demostrando una consistencia en su ventaja económica ante costes fijos crecientes.

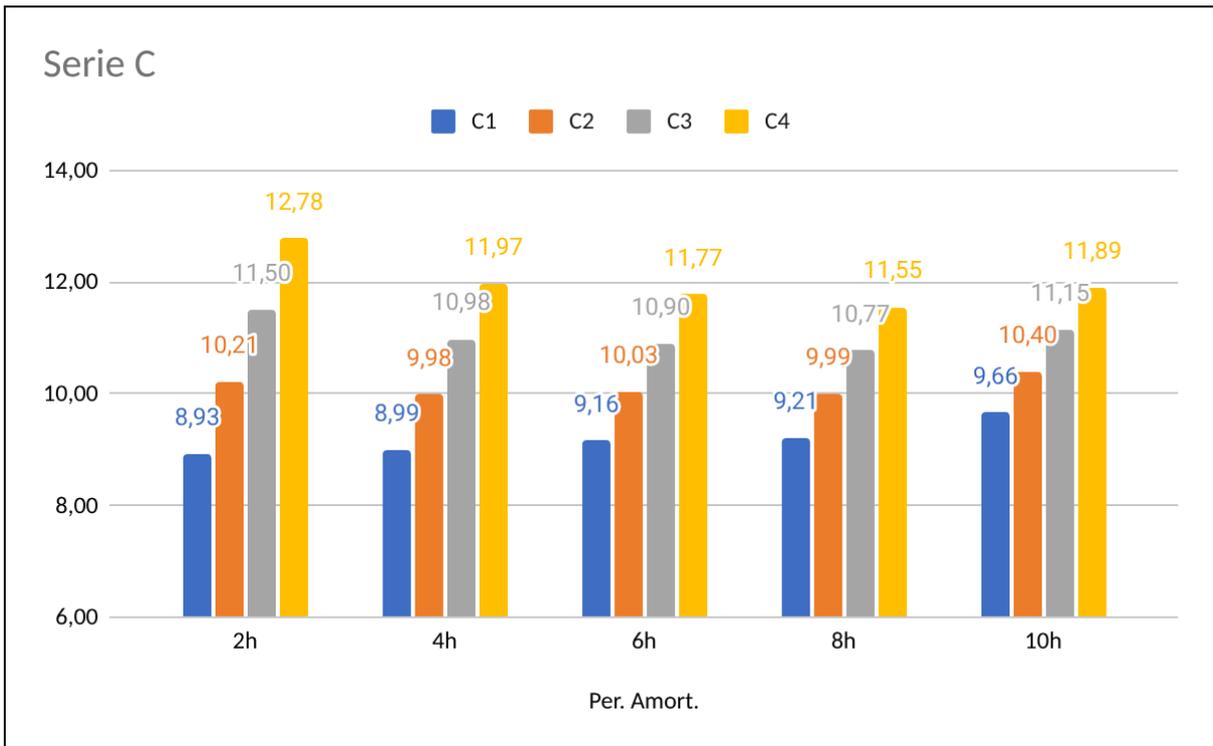


Figura 7.16. Resumen de los tiempos de retorno de la Serie C

En el análisis de la Serie C, se observa una dinámica distinta a las vistas anteriormente en la rentabilidad. Para el escenario 1, la capacidad de 2 horas de almacenamiento resulta ser la opción más destacada, ofreciendo el tiempo de retorno más breve con 8,93 años. Sin embargo, en el escenario 2, las capacidades de 4 horas y 8 horas presentan prácticamente el mismo tiempo de retorno, siendo el resultado de la primera 9,98 y el de la segunda 9,99. Finalmente, para los escenarios 3 y 4, es la capacidad de 8 horas, de nuevo, la alternativa más favorable, registrando 10,77 años y 11,55 años respectivamente, lo cual confirma su robustez económica en condiciones de costes más elevados.

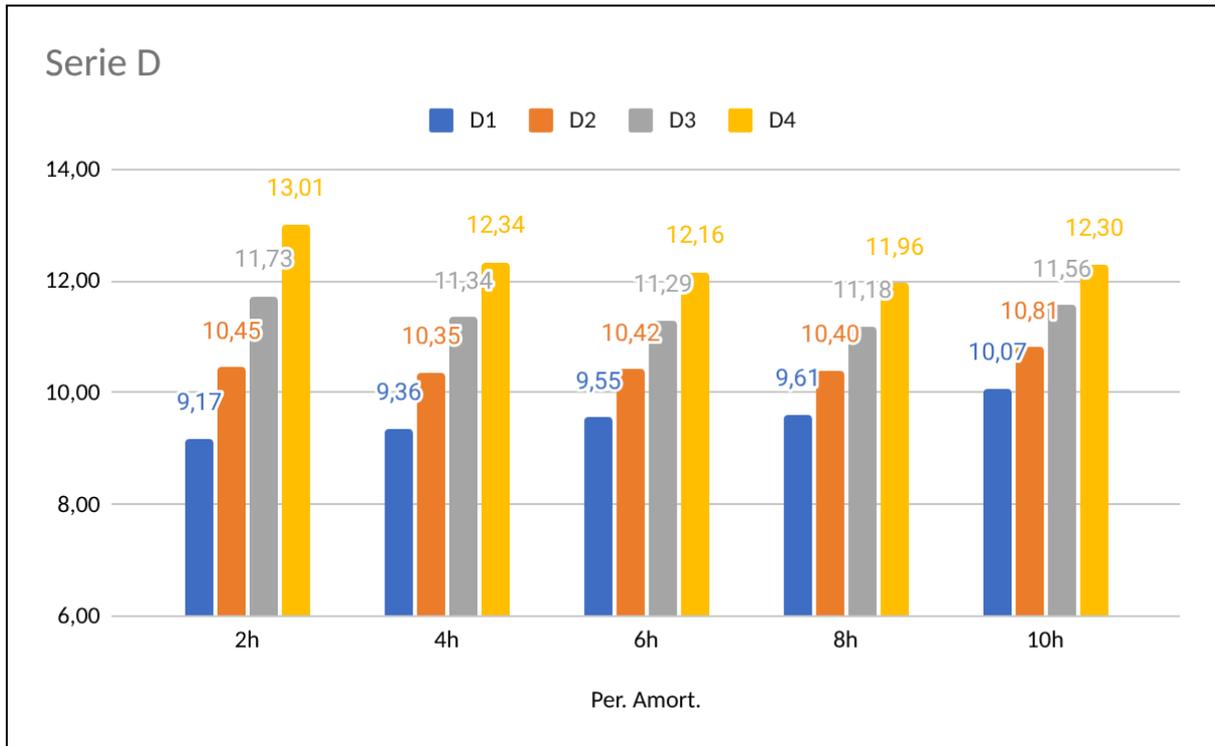


Figura 7.17. Resumen de los tiempos de retorno de la Serie D

Finalmente, para la Serie D, la tendencia de los tiempos de retorno de la inversión se consolida con un patrón definido. En el escenario 1, la capacidad de 2 horas se presenta como la opción más favorable, con un tiempo de retorno de 9,17 años. Para el escenario 2, la mejor alternativa es el tanque de 4 horas de capacidad, que registra un tiempo de retorno de 10,35 años. Por último, en los escenarios 3 y 4, la capacidad de 8 horas se confirma nuevamente como la elección más competitiva, con tiempos de retorno de 11,18 años y 11,96 años, respectivamente, subrayando su rendimiento robusto frente a mayores costes fijos.

En síntesis, el análisis agrupado de los tiempos de retorno de la inversión para las distintas series de costes ha revelado patrones consistentes en la interacción entre los costes fijos y variables y la capacidad óptima de almacenamiento. Se observa una clara tendencia general: a medida que los costes fijos de inversión del sistema de almacenamiento se incrementan (del escenario 1 al 4), la capacidad óptima de almacenamiento tiende a desplazarse progresivamente hacia tanques de mayor tamaño. Esto resalta el principio de economías de escala del TES, donde una mayor capacidad ayuda a diluir el impacto de un coste fijo más elevado, mejorando la rentabilidad unitaria.

No obstante, esta tendencia se ve afectada por la magnitud de los costes variables por unidad de capacidad. En las series donde los costes variables son más bajos (Serie A), las capacidades intermedias, como el tanque de 6 horas, pueden resultar muy competitivas en escenarios de costes fijos más reducidos. Por el contrario, a medida que los costes variables por MWt-h se elevan (Serie D), la ventaja de las economías de escala se acentúa, favoreciendo aún más a las capacidades de almacenamiento mayores (ej., el tanque de 8 horas) para mitigar el impacto de un coste base más alto. En resumen, la elección de la capacidad óptima no depende únicamente del coste fijo o variable de forma aislada, sino de la interacción compleja entre ambos y la estrategia de inyección, lo que subraya la necesidad de un análisis paramétrico exhaustivo como el presentado.



CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES

8.1 Conclusiones generales del estudio

El presente Trabajo de Fin de Grado ha tenido como objeto fundamental investigar y optimizar la viabilidad técnica y económica de la integración de sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) en plantas termosolares de tecnología cilindro-parabólica. Para lograr este fin, se ha desarrollado un modelo detallado de la planta termosolar Enerstar-Villena utilizando el software System Advisor Model (SAM) del NREL.

La metodología empleada ha consistido en una simulación exhaustiva que abarcó la caracterización precisa de la planta base, la evaluación del impacto de diversas capacidades de TES (desde 2 hasta 10 horas de almacenamiento) y la aplicación de diferentes estrategias de despacho para la inyección de energía a la red eléctrica. Posteriormente, se realizó un análisis económico paramétrico que permitió cuantificar la rentabilidad neta de cada configuración mediante la integración de los ingresos proyectados con un rango de escenarios de costes de inversión fijos y variables. Este enfoque integral ha proporcionado una base sólida para extraer conclusiones significativas sobre el rendimiento global de las plantas termosolares con capacidad de almacenamiento.

La integración de un sistema TES en la planta termosolar ha demostrado ser un factor transformador para la optimización de su rendimiento operativo y la maximización de los ingresos por venta de energía eléctrica. En contraste con el caso base sin almacenamiento, el TES permite desacoplar la producción de calor del campo solar de la generación eléctrica en el bloque de potencia, otorgando una flexibilidad operativa importantísima.

Los resultados de las simulaciones revelaron que, al permitir desplazar la inyección de energía a la red hacia periodos de mayor demanda y,

consecuentemente, mayores precios de la electricidad, el TES genera una optimización significativa de los ingresos brutos. Se observó que las estrategias de despacho basadas en la previsión de precios del mercado eléctrico combinadas con la limitación en función de la radiación solar disponible resultaron ser las más efectivas, superando ampliamente a las configuraciones de inyección o almacenamiento pasivo. Asimismo, la capacidad del TES influyó directamente en el potencial de ingresos; a mayor capacidad de almacenamiento, mayor era la flexibilidad para almacenar energía térmica y despacharla en los momentos más rentables, aunque este beneficio debía ser ponderado con los costes de inversión asociados. En conclusión, el almacenamiento no solo mejora la gestionabilidad de la planta, sino que la convierte en un activo más valioso y adaptable a las dinámicas del mercado eléctrico.

El análisis económico paramétrico ha sido fundamental para determinar la rentabilidad neta real de las configuraciones de almacenamiento, considerando los costes de inversión asociados. Dada la escasez de datos detallados sobre los costes de construcción de sistemas TES, la metodología basada en la diferenciación entre costes fijos y variables, y la exploración de múltiples escenarios, ha permitido comprender la sensibilidad de la rentabilidad a las variaciones en la inversión inicial.

Los resultados han puesto de manifiesto patrones cruciales en la interacción entre los costes de inversión y la capacidad óptima de almacenamiento. Se ha observado una tendencia consistente: a medida que los costes fijos de implementación del TES se incrementan, la capacidad de almacenamiento que ofrece el mejor tiempo de retorno de la inversión tiende a ser de mayor tamaño. Esta relación subraya cómo las economías de escala en los grandes volúmenes de TES son vitales para diluir el impacto de una inversión fija considerable.

Además, la rentabilidad se ve significativamente modulada por la magnitud de los costes variables por unidad de capacidad. En escenarios con costes variables más bajos (como la denominada Serie A), capacidades intermedias como el tanque de 6 horas pueden ser altamente competitivas en un rango de costes fijos reducido. Sin embargo, a medida que los costes variables por MWh aumentan (Serie D), la ventaja de las economías de escala se magnifica, haciendo que las capacidades de

almacenamiento mayores se consoliden como la opción más robusta y económicamente atractiva frente a los escenarios de costes fijos más elevados.

En resumen, un sistema de almacenamiento con una capacidad de 8 horas se ha perfilado como la solución más consistente y ventajosa en la mayoría de los escenarios de costes fijos y series de costes variables más elevados, presentando un balance ideal entre unos ingresos altos y unos costes totales acordes. Esta compleja interdependencia entre costes fijos, costes variables y capacidad óptima enfatiza la necesidad de un análisis coste-beneficio exhaustivo para cualquier decisión de inversión en TES, y no simplemente una maximización de ingresos brutos.

8.2 Aplicabilidad de los resultados

Los hallazgos derivados de este estudio ofrecen implicaciones significativas para la toma de decisiones estratégicas en el diseño, desarrollo y operación de plantas termosolares con sistemas de almacenamiento de energía térmica. La demostración de cómo el TES puede transformar una planta termosolar en un activo más flexible y con mayor capacidad de generación de ingresos, al permitir el despacho de energía en función de los precios de mercado, valida su papel fundamental en la evolución de la energía solar de concentración.

En particular, la identificación de la capacidad óptima de almacenamiento no solo desde una perspectiva técnica (maximización de producción/ingresos), sino también económica (rentabilidad neta y tiempo de retorno), proporciona una guía valiosa para inversores y desarrolladores de proyectos. Se subraya la necesidad de realizar análisis tecno-económicos integrados que consideren la compleja interacción entre costes fijos, costes variables por capacidad y la dinámica del mercado eléctrico. Esto permitirá dimensionar los sistemas de almacenamiento de manera que maximicen la rentabilidad a largo plazo, en lugar de centrarse únicamente en la capacidad o los ingresos brutos. La metodología paramétrica de costes empleada en este trabajo, ante la escasez de datos detallados, puede servir

como un marco de referencia aplicable a estudios de viabilidad preliminares para proyectos similares.

8.3 Limitaciones del estudio

A pesar de la exhaustividad del análisis realizado, es importante reconocer las limitaciones inherentes al alcance de este Trabajo de Fin de Grado, las cuales pueden influir en la generalización de sus resultados:

- **Disponibilidad de datos de costes:** La principal limitación radica en la escasez de información pública y detallada sobre los costes reales de construcción de los sistemas de almacenamiento térmico. Aunque se ha implementado una metodología paramétrica robusta para abordar esta incertidumbre, las estimaciones se basan en rangos derivados de la literatura y referencias del sector, lo que introduce un grado de variabilidad.
- **Modelo de mercado eléctrico simplificado:** Las simulaciones se basan en el histórico de precios del año 2024 que, si bien es representativo, no captura todas las complejidades y fluctuaciones a corto plazo de un mercado eléctrico real, ni posibles cambios regulatorios futuros que puedan afectar la rentabilidad.
- **Aspectos financieros detallados:** El análisis económico se ha centrado en el tiempo de retorno de la inversión directa en el TES. No se han incluido análisis financieros más complejos como tasas impositivas, beneficios fiscales o posibles impactos derivados de la financiación.

8.4 Líneas futuras de investigación

Como posibles vías de ampliación a este trabajo se propone, por un lado, ahondar en el dimensionamiento del intercambiador de calor y otros sistemas auxiliares complementarios al sistema de almacenamiento.

Por otro lado, la posibilidad de hibridación de la planta termosolar con un campo de placas fotovoltaicas para investigar posible sinergias entre ambas tecnologías.



BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Solargis. (s.f.). Global Solar Atlas. The World Bank Group. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [2]. L. Monje Gómez, Estudio de sensibilidad de una central termosolar con captadores cilindro-parabólicos. Madrid, España: Universidad Carlos III de Madrid, 2016.
- [3]. Solargis s.r.o. (s.f.). Solargis apps. Disponible en: <https://solargis.info/> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [4]. Redeia. (s.f.). Demanda. Red Eléctrica. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/demanda> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [5]. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Madrid, España, 2021.
- [6]. International Energy Agency (IEA), Spain 2023 – Energy Policy Review. París, Francia, 2023.
- [7]. SolarPACES. Solar Power And Chemical Energy Systems. NREL, 2024. Disponible en: <https://solarpaces.nrel.gov/> [Consultado: 25 de junio de 2025]. * Nota: Para la página específica de Andasol 1, puedes citarla así: * [7a] SolarPACES, "Andasol 1", National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: <https://solarpaces.nrel.gov/project/andasol-1> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [8]. IRENA, Renewable Energy Statistics 2023. Abu Dhabi, EAU, 2023.

- [9]. Red Eléctrica de España. (s.f.). Generación total de energía eléctrica | Informes del sistema. Disponible en:
<https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-total-de-energia-electrica> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [10]. Red Eléctrica de España. (2024, 1 de agosto). Seguimiento de la demanda de energía eléctrica. Disponible en:
<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacionalau/total/2024-08-01> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [11]. OMIE. (2024, 30 de junio). Negociación por tecnologías | OMIE. Disponible en:
<https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/trading-by-technology?scope=daily&date=2024-06-30&system=1> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [12]. Admin_Commstrib e. (2024, 11 de marzo). EVOLUCIÓN MIX ENERGÉTICO ÚLTIMOS 10 AÑOS ESPAÑA. Zigor. Disponible en:
<https://zigor.com/solar/evolucion-mix-energetico-espana/> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [13]. Statista. (2024, 22 de mayo). Energía eólica: potencia instalada en España 2010-2023. Disponible en:
<https://es.statista.com/estadisticas/498915/potencia-eolica-instalada-en-espana/>
[Consultado: 25 de junio de 2025].
- [14]. Admin. (2024, 18 de diciembre). Las renovables superan el 56% de la generación eléctrica en 2024 con una demanda estancada - APPA Renovables. APPA Renovables. Disponible en:

- <https://www.appa.es/las-renovables-superan-el-56-de-la-generacion-electrica-en-2024-con-una-demanda-estancada/> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [15]. H. Canton, "International Energy Agency—IEA," en Routledge eBooks, pp. 684-686, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.4324/9781003179900-103> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [16]. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (s.f.). NREL home page. Disponible en: <https://www.nrel.gov/> [Consultado: 25 de junio de 2025].
- [17]. NREL, Annual Technology Baseline (ATB). [Informes anuales sobre proyecciones de costes de tecnologías energéticas]. * Nota: Esta es una serie de informes. Si citaste algo específico, tendrías que buscar la edición y el año exactos.
- [18]. IEA Technology Roadmaps (varias publicaciones). * Nota: Similar al anterior, buscar publicaciones específicas si se citó algo.
- [19]. SolarPACES Conference Proceedings (varios años).
- [20]. OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía). Tarifas horarias históricas.
- [21]. National Renewable Energy Laboratory (NREL). NREL Technical Reports sobre CSP y estrategias de despacho.
- [22]. IEA Solar Heating and Cooling Programme. IEA-SHC Task Reports (Task 49/IV, Task 68)
- [23]. NREL. (s.f.). Andasol 1 (Concentrating Solar Power Projects)
- [24]. PNNL. (2022). Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Report 2022. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory.

- [25]. Scientific American. (s.f.). "How to Use Solar Energy at Night", Scientific American
- [26]. Stanford University. (2015). Molten Salt Storage
- [27]. International Energy Agency (IEA), Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. París, Francia, 2021.
- [28]. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). [País], 2024.
- [29]. National Renewable Energy Laboratory (NREL) Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2016.
- [30]. A. Achkari y A. Fadar, "Revisión de tecnologías de almacenamiento térmico", 2020
- [31]. J. Carvajal, et al, "Simulación técnica y económica de plantas híbridas CSP-PV", 2024
- [32]. F. Cutillas, et al., "Análisis energético y medioambiental de sistemas de refrigeración", 2021