

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería de la energía.

Optimización económica conjunta de una central híbrida CSP-PV de 50 MW en Sevilla, para cubrir los consumos parásitos.

Autor: Patrick Aldo Muñoz Castilla

Tutores: Manuel A. Silva Pérez

José A. López Álvarez

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

Sevilla, 2025



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de energía

Optimización económica conjunta de una central híbrida CSP-PV de 50 MW en Sevilla, para cubrir los consumos parásitos.

Autor:

Patrick Aldo Muñoz Castilla

Tutores:

Manuel A. Silva Pérez

José A. López Álvarez

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2025

Proyecto Fin de Carrera: Optimización económica conjunta de una central híbrida CSP-PV de 50 MW en Sevilla, para cubrir los consumos parásitos.

Autor: Patrick Muñoz Castilla

Tutor: Manuel A. Silva Pérez
José A. López Álvarez.

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a mis padres, por auspiciar estos estudios en España y por apoyarme en los cambios que ha tomado mi carrera universitaria. A Michelle, por todo.

A Manuel Silva y a José Antonio López, por darme la oportunidad de realizar este trabajo y darme bastante libertad para él. También quisiera agradecer a David Velázquez, que, si bien es ajeno a este trabajo, uno como alumno a veces entra a clases con la esperanza de encontrar profesores como él.

Y, por último, pero no menos importante, a todas las personas que se dedican al arte.

Patrick Aldo Muñoz Castilla

Sevilla, 2025

Resumen

La tecnología termosolar ha demostrado ser una tecnología madura, pero aún presenta desafíos en su viabilidad económica. En vista de las previsiones de instalación termosolar en España en los próximos años, este proyecto estudia la viabilidad de una central híbrida, termosolar y fotovoltaica, en Sevilla, en la que el bloque fotovoltaico será de uso exclusivo para cubrir los consumos parásitos de la central termosolar. Los parámetros a optimizar han sido el múltiplo solar y las horas de almacenamiento para la central termosolar, y la potencia para la central fotovoltaica, con la intención de reducir los costes de tecnología, en particular de su LCOE, y aumentar su factor de capacidad. El principal enfoque de este estudio es la diferenciación del uso de la energía proveniente del bloque fotovoltaico: tanto cuando los consumos parásitos se están tomando desde el bloque potencia de la termosolar, como cuando se adquiere desde la red eléctrica, y los efectos que ambas situaciones tiene en el coste total de la central y de su producción eléctrica. Los resultados muestran que el uso de paneles fotovoltaicos es recomendado para una nueva central en Sevilla. Para las mejores configuraciones, permite reducir el LCOE entre un 2-2.7% con respecto al LCOE únicamente la central termosolar. De esta manera, con un menor coste, esta central híbrida ofrece las mismas ventajas que una única central termosolar desde la perspectiva del operador eléctrico, permitiendo el almacenamiento de energía y dando estabilidad a la red. Además, es posible llegar a conseguir estos resultados de la mano con un factor de capacidad cercano al 50%.

Abstract

Solar thermal technology (CSP) has proven to be a mature technology; however, it still presents challenges in terms of economic viability. Considering the anticipated solar thermal installations in Spain over the coming years, this project assesses the feasibility of a hybrid solar thermal and photovoltaic power plant in Seville, where the photovoltaic block will be exclusively used to cover the parasitic loads of the solar thermal plant. The parameters to be optimized include the solar multiple and the storage hours for the solar thermal plant, as well as the power capacity for the photovoltaic plant, with the aim of reducing technology costs, particularly its Levelized Cost of Energy (LCOE) and increasing the Capacity Factor. The main focus of this study is the differentiation in the use of energy from the photovoltaic block: both when parasitic loads are met by the power block and when they are purchased from the grid, and the effects these scenarios have on the overall cost of the plant and its electricity production. The results show that the use of photovoltaic panels is recommended for a new plant in Seville. In the best configurations, it allows for a reduction in the LCOE by approximately 2-2.7% compared to the LCOE of a stand-alone solar thermal plant. Thus, at a lower cost, this hybrid plant offers the same advantages as a single solar thermal plant from the perspective of the grid operator, enabling energy storage and providing grid stability. Moreover, it is possible to achieve these results with a capacity factor close to 50%.

Índice

Agradecimientos	7
Resumen	8
Abstract	9
Índice	10
Índice de Tablas	12
Índice de ilustraciones	13
1 Introducción	1
1.1 <i>Introducción general</i>	1
1.2 <i>Objetivos</i>	3
1.3 <i>Alcance</i>	4
2 Justificación del proyecto	5
2.1 <i>Contexto actual de las energías renovables.</i>	5
2.1.1 Contexto global	5
2.1.2 Contexto español	7
2.2 <i>Panorama de la energía termosolar</i>	8
2.2.1 Contexto global	8
2.2.2 Contexto español	10
2.3 <i>Justificación</i>	11
3 Estado del arte	13
3.1 <i>Principales tecnologías de centrales solares de concentración.</i>	13
3.1.1 CSP – Torre.	13
3.1.2 CSP – Cilindro Parabólico.	14
3.1.3 CSP - Fresnel	15
3.2 <i>Centrales solares híbridas existentes</i>	15
4 Metodología	11
4.1 <i>Descripción de la operación</i>	11
4.2 <i>Dimensionado de la central.</i>	12
4.2.1 Central termosolar	12
4.2.2 Dimensionado del bloque fotovoltaico.	14
4.3 <i>Simulación en SAM</i>	17
4.3.1 Simulación del bloque termosolar.	17
4.3.2 Simulación del bloque fotovoltaico.	21
5 Modelo del sistema	24
5.1 <i>Introducción al modelo</i>	24
5.2 <i>Descripción del modelo</i>	25
5.3 <i>Evaluación económica</i>	26
5.4 <i>Metodología de optimización</i>	27
6 Resultados y discusión	29
6.1 <i>Procedimiento descrito.</i>	29
6.2 <i>Resultados de los bloques fotovoltaicos</i>	29

6.3	<i>Resultados para una simulación</i>	30
6.4	<i>Resultados de optimización.</i>	33
7	Conclusiones	37
	Referencias	38

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Proyectos de centrales híbridas existentes. Fuente: Elaboración a partir de datos en <i>NREL</i> .	17
Tabla 2. Principales parámetros del bloque CSP.	13
Tabla 3. Características de centrales fotovoltaicas modeladas en la central híbrida.	23
Tabla 4. Escenarios para la estrategia de operación. Fuente: Elaboración propia	26
Tabla 5. Resultados de centrales fotovoltaicas. Fuente: elaboración propia.	30
Tabla 6. Configuraciones con menor LCOE de la central conjunta.	35

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. [2]	1
Ilustración 2. Curva de pato real vs predicción. [3]	2
Ilustración 3. Evolución del LCOE de tecnologías renovables de 2010 a 2022. [5]	3
Ilustración 4. Generación mundial renovable para distintos escenarios. [9]	5
Ilustración 5. Capacidad acumulada de almacenamiento hasta 2040. [15]	6
Ilustración 6. Potencia renovable instalada anualmente, en MW [17].	7
Ilustración 7. Potencia termosolar instalada en el mundo. [21]	Error
! Bookmark not defined.	
Ilustración 8. Distribución del CAPEX y OPEX para una central de torre en Chile. [56]	9
Ilustración 9. LCOE para distintos países, en el año 2018 y la previsión para el 2030. [23]	10
Ilustración 10. Mapa Centrales termosolares en España. [36]	11
Ilustración 11. Gemasolar, central de torre ubicada en Sevilla [40].	14
Ilustración 12. Captador solar cilindro parabólico [41].	14
Ilustración 13. Colector solar lineal Fresnel.	15
Ilustración 14. Esquema general Noor Midlet I [43].	16
Ilustración 15. Diagrama simplificado de la central híbrida. Fuente: Elaboración propia.	12
Ilustración 16. Percentil 95 de la DNI.	13
Ilustración 17. Percentil 95 de la temperatura de bulbo húmedo del ambiente.	13
Ilustración 18. Esquema del ciclo de Rankine modelado por SAM. [51]	18
Ilustración 19. Pestaña “Solar resource Library” del programa SAM.	19
Ilustración 20. Pestaña “System Design” del programa SAM.	19
Ilustración 21. Pestaña “Solar Field” del programa SAM.	20
Ilustración 22. Pestaña “Power Cycle” del programa SAM.	20
Ilustración 23. Pestaña “Thermal Storage” del programa SAM.	21
Ilustración 24. Pestaña “Module” del programa SAM.	22
Ilustración 25. Pestaña “Inverter” del programa SAM.	22
Ilustración 26. Pestaña “System Design” del programa SAM.	23
Ilustración 27. a) Esquema de consumos parásitos una central CSP. b) Esquema de consumos parásitos de la central híbrida. Fuente: Elaboración propia.	24
Ilustración 28. Diagrama de flujo de operación. Fuente: Elaboración propia.	26
Ilustración 29. Optimización del bloque termosolar. Fuente: Elaboración propia.	30

Ilustración 30. LCOE total vs bloque de potencia PV instalada. Fuente: elaboración propia	31
Ilustración 31. <i>Curtailment</i> sobre la producción total de PV y sobre la producción total utilizada.	31
Ilustración 32. Distribución de consumos parásitos de la central híbrida, para los distintos bloques fotovoltaicos simulados. Fuente: Elaboración propia.	32
Ilustración 33. Distribución de energía PV utilizada.	33
Ilustración 34. Mapa de calor del LCOE todas las simulaciones. Fuente: elaboración propia.	34
Ilustración 35. LCOE ordenado por múltiplo solar, horas de almacenamiento y potencia PV. Fuente: elaboración propia.	35

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción general

El reconocimiento de los efectos de los gases de efecto invernadero producidos por la actividad humana al final del siglo pasado ha cambiado drásticamente el sistema de generación de energía eléctrica a nivel mundial. Distintos tratados internacionales, políticas de estado, gran labor de investigación, entre otras razones, han permitido que año tras año las energías renovables ocupen un mayor porcentaje del *mix energético*. En el 2022 la generación renovable representó un 30.2% del total a nivel mundial[1].

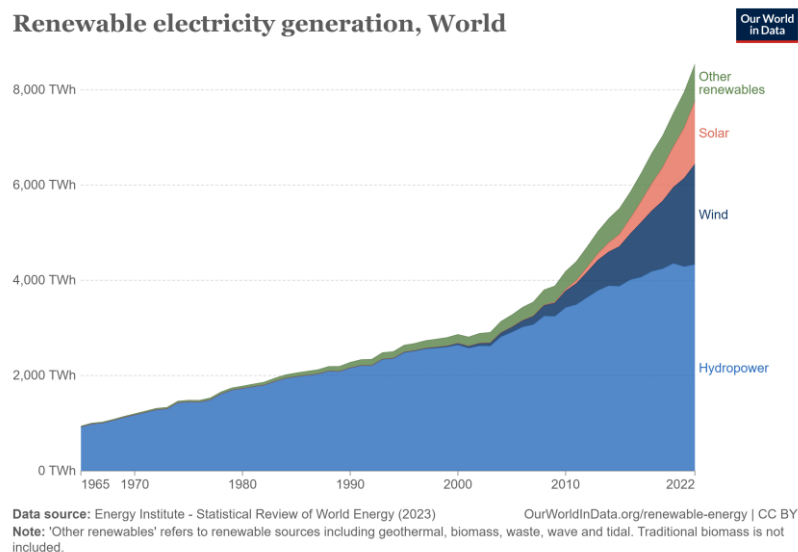


Ilustración 1. Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables[2].

El coste de cada una de estas juega un papel crucial en su despliegue. Uno de los principales parámetros para medir los costes de una central de energía eléctrica es el coste nivelado de energía (LCOE), el cual representa, en \$/MWh, el coste total de producir una unidad de energía a lo largo de la vida útil de una planta de energía, teniendo en cuenta todos los costos involucrados, desde la construcción hasta la operación y el mantenimiento incluyendo costes de financiación, tasas e impuestos, seguros, etc.. Como se puede apreciar en la ilustración 1, las tecnologías renovables que mayor crecimiento han tenido en las últimas dos décadas son la eólica y la solar fotovoltaica, y este incremento coincide temporalmente con el descenso de sus costes, véase ilustración 3.

Aun así, se ha de comprender que las características de sus recursos, como lo es el viento y la radiación solar, no son idealmente favorables para una red eléctrica. Por un lado, estos están disponibles para franjas de tiempo específicas, por lo tanto, no se puede producir energía a demanda. Por otro, son muy susceptibles a la variabilidad del recurso: en el caso de la radiación, pueden ocasionarse transitorios debido a nubes, donde la producción eléctrica cae bruscamente. Situación similar ocurre con el recurso eólico, el cual puede fluctuar en intensidad y en dirección, ocasionando así caídas bruscas en la producción. Es por ello que, a pesar de la significativa

reducción en los costes, estas tecnologías presentan aún una serie de desafíos operativos en los sistemas eléctricos.

Estos pueden ser explicados gráficamente mediante la curva de pato (*duck curve*). Introducida por primera vez en el año 2013 por *California Independent System Operator* (CAISO), la entidad encargada de operar la red eléctrica de California, esta grafica representa la evolución a lo largo del día de la demanda eléctrica neta, restando la producción solar fotovoltaica. En la ilustración 2, se puede ver tanto la predicción realizada en aquel momento, y la real, con datos actuales. En ella, es evidente que, como consecuencia de la gran instalación fotovoltaica en el estado norteamericano a lo largo de los años, la demanda neta disminuye drásticamente para las horas alrededor del mediodía, donde la producción solar es máxima. Sin embargo, al caer la tarde, cuando los paneles no pueden producir electricidad, la demanda neta incrementa de manera brusca.

Este fenómeno pone de manifiesto la alta flexibilidad que las energías renovables exigen al sistema, tanto las horas a la salida y puesta de sol. Este debe ser capaz de llenar estos rápidos incrementos de demanda con otras tecnologías.

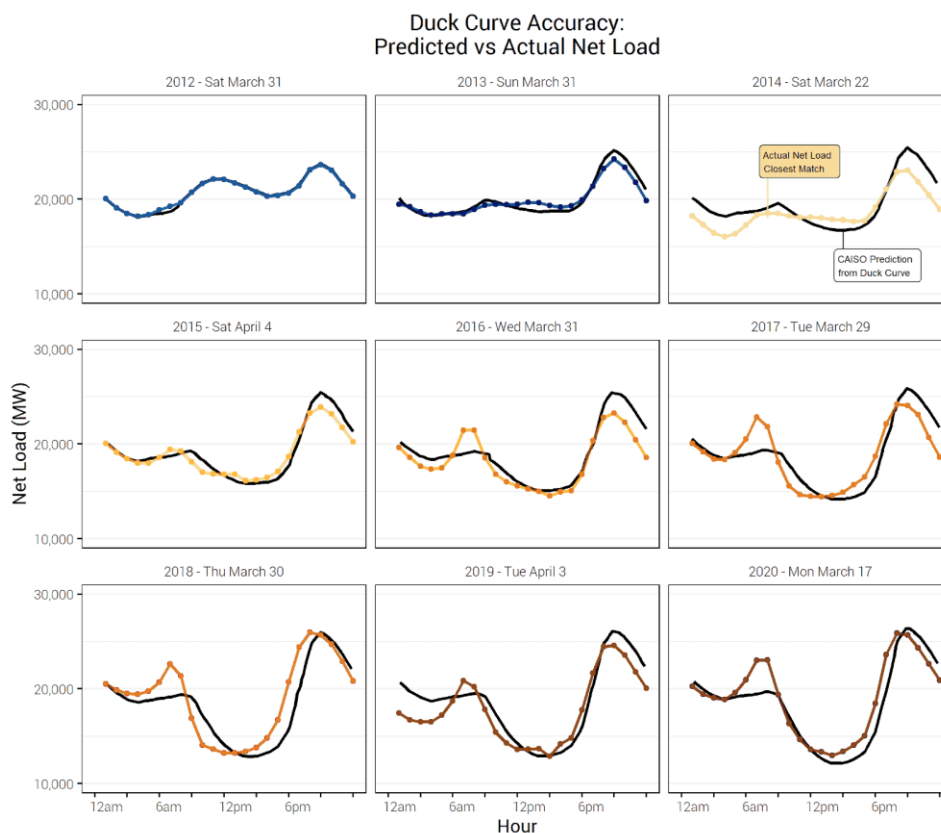


Ilustración 2. Curva de pato real vs predicción[3].

Si bien este problema podría ser mitigado con sistemas de almacenamiento, estos suelen incrementar notablemente el coste de instalación, reduciendo uno de sus principales atractivos. Por ejemplo, el LCOE de una central eólica *on-shore* en los Estados Unidos puede duplicarse al añadir un sistema de almacenamiento, y el de una central fotovoltaica a escala incluso puede llegar a triplicar su coste, considerando un sistema que puede almacenar tan solo 4 horas a la mitad de potencia instalada[4].

Sin embargo, existe una tecnología renovable capaz de otorgar energía estable y a demanda de la red eléctrica gracias a su sistema de almacenamiento térmico, el cual puede llegar a ser suficiente para producir energía eléctrica las 24 horas del día: la energía solar de concentración, o también llamada energía termosolar. Esta concentra la radiación solar mediante espejos o lentes en una superficie reducida, generando energía térmica capaz de ser transformada en energía eléctrica. En contra parte, esta tecnología presenta un LCOE mucho mayor, lo cual ha dificultado su despliegue en las últimas décadas. El promedio global del LCOE de una central termo solar es de 118 \$/MWh, a comparación de los 49 o 33 \$/MWh de una central fotovoltaica o eólica, respectivamente[5]. La integración de una central termosolar y fotovoltaica surge debido al interés de obtener estas dos deseadas características: bajo coste, como lo presentan las centrales fotovoltaicas, y la capacidad de

gestionar el despacho de energía, como es capaz una central termosolar, aumentando así el factor de capacidad y reduciendo el LCOE de las centrales híbridas con respecto a las centrales fotovoltaicas y termosolares independientes. La hibridación de estas dos tecnologías se puede clasificar dependiendo del nivel de integración que poseen entre ellas[6]:

- Integración a nivel de red: Desde un punto de vista de la red, trabajan como una sola central, por el punto de conexión que comparten, pero no poseen ninguna conexión física entre ellas.
- Integración a nivel tecnológico: Este si posee una conexión física entre ambas. La energía eléctrica producida por los paneles fotovoltaicos puede cubrir la energía eléctrica requerida por el bloque CSP requeridos para consumos auxiliares, como grupos de bombeo, sistemas de seguridad, entre otros. Además, esta energía también puede ser destinada al sistema de almacenamiento mediante calentadores eléctricos. Esta última cualidad permitiría almacenar el excedente de energía fotovoltaica, lo cual resultaría de gran interés.
- Integración compacta: Ambos principios de cada tecnología se unen, permitiendo así un mayor aprovechamiento de energía. Existen diversos diseños para esta integración, pero todos en estado temprano de desarrollo. Aún no existe una central comercial de esta tipología.

En este trabajo, nos enfocaremos en la hibridación a nivel de integración no compacta. Actualmente, existen dos centrales en funcionamiento que poseen una integración a nivel de red, y una a nivel tecnológico.

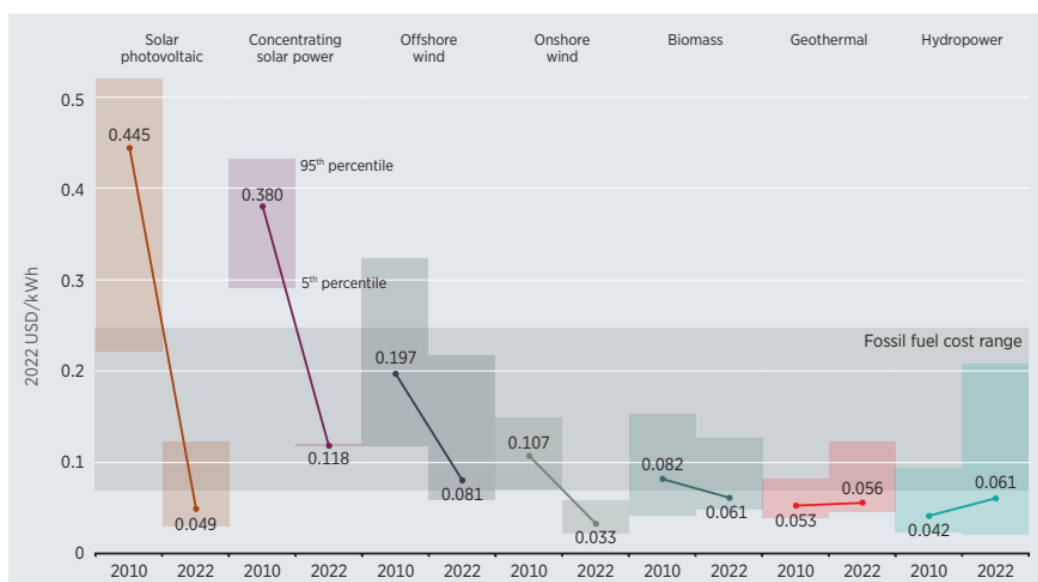


Ilustración 3. Evolución del LCOE de tecnologías renovables de 2010 a 2022[5].

1.2 Objetivos

El presente trabajo tiene como objetivo principal optimizar el diseño de una planta híbrida termosolar y fotovoltaica, en la que el uso de la energía fotovoltaica sea utilizado para cubrir únicamente los consumos parásitos de la central termosolar. Los parámetros a optimizar serán el múltiplo solar y las horas de almacenamiento, para la central termosolar, y la potencia para la central fotovoltaica. Esta optimización será conjunta y el objetivo a minimizar será el LCOE. Una vez obtenido los resultados se analizará, dentro de las distintas configuraciones estudiadas cual resulta más rentable económicamente, dentro del contexto actual del mix energético.

Como objetivo secundario pero tal vez de incluso mayor relevancia a nivel académico, es la introducción de un nuevo análisis económico que cuantifique el beneficio de la introducción de un bloque fotovoltaico a una central termosolar. Debido a que una central termosolar consume energía eléctrica tanto de la red como del propio bloque de potencia, es necesario una metodología que tenga en cuenta estos dos escenarios.

Además, se explicará el estado del arte a nivel empírico de estas centrales híbridas, y la relevancia del estudio de estas centrales, y en particular el uso de la energía fotovoltaica que no esté conectada directamente a red eléctrica, en el contexto español.

1.3 Alcance

El alcance del trabajo se limitará a la optimización del LCOE como principal métrica de evaluación. Si bien este parámetro depende altamente de los datos de entrada que se utilicen en las simulaciones, evalúa tanto el coste total de la central y la energía total producida, lo cual resulta muy conveniente para este análisis ya que estos dos parámetros varían al introducir el bloque fotovoltaico a la central termosolar.

Previo al modelado de la central y su optimización, se realizará una revisión del estado del arte empírica de las plantas híbridas termosolares y fotovoltaicas. Para la primera, se comentará descriptivamente los proyectos existentes de centrales híbridas a estudiar los cuales se ha considerado que son los más relevantes, en cuanto a magnitud, nivel de hibridación y precio por MWh adjudicado. El nivel de detalle de esta sección se ha visto limitada por el acceso a conocer el modo de operación e integración de estas centrales.

Es importante señalar que las simulaciones utilizarán datos de la estación meteorológica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla, perteneciente al Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER), por lo que los resultados y conclusiones obtenidas serán válidos para emplazamientos dentro de un radio de aproximadamente 50 kilómetros, donde las condiciones meteorológicas no varían significativamente.

2 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

2.1 Contexto actual de las energías renovables.

2.1.1 Contexto global

Las energías renovables tienen un papel muy importante en la producción de energía eléctrica. El 2022, la capacidad instalada de energías renovables fue de 3371 GW, lo cual representó un 40% de la potencia total instalada[7], y generaron el 30% de la producción mundial anual[8]. Y tal como se puede apreciar en la ilustración 4, su relevancia será aún mayor en el futuro. A pesar de que existen distintas tecnologías para aprovechar las fuentes renovables, la generación hidráulica, solar fotovoltaica y la eólica son las que mayor presencia poseen en el mix eléctrico actual y en las proyecciones a futuro. Precisamente, estas dos últimas, incluso para un escenario más conservador como lo es el *STEPS*, serán responsables de más de la mitad de la generación eléctrica.

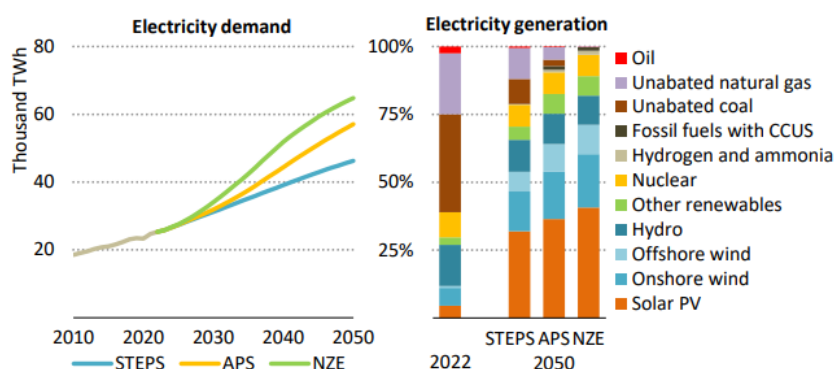


Ilustración 4. Generación mundial renovable para distintos escenarios[9].

Considerando estas proyecciones, existe un panorama muy prometedor para las energías renovables, con distintas particularidades en cada región. Los Estados Unidos, en caso de recibir la mayor cantidad de créditos fiscales disponibles para la energía solar y eólica, tendrán el LCOE más bajo en el mundo para nueva potencia PV o eólica instalada, lo cual los posiciona como uno de los mercados más interesantes para las energías renovables. En los próximos 5 años, se espera un aumento de 337 GW renovables instalados. En la Unión Europea, se prevé una gran electrificación de los distintos sectores, lo cual aumenta la demanda eléctrica, la cual estará principalmente cubierta por fuentes renovables. Por ejemplo, en el escenario *STEPS*, se espera que 200 millones de coches circulando sean eléctricos, lo cual representaría el 85% de los coches en circulación. En esta región, se estima unos 426 GW renovables nuevos instalados. En cuanto a Latinoamérica y el Caribe, si bien el 60% de su generación es de origen renovable actualmente, se espera un aumento en la demanda de aproximadamente 1000 TWh para el 2050 en el escenario *STEPS*, de los cuales la mayor parte serán renovables, llegando así a una generación renovable del 80%. En África, la instalación renovable será principalmente solar:

para el 2050 se pronostican 1700 GW nuevos instalados, respecto al 2020[9].

A pesar de este prometedor panorama, se ha de entender que se está transformando un sistema que hasta hace dos décadas prácticamente carecía de producción eléctrica de fuentes variables, y actualmente estas generan un 30% de la producción total.

Para la construcción de una central, esta ha de contar con el permiso de conexión el cual es otorgado por el gestor de la red. Debido a los problemas que estas centrales pueden generar en el sistema, y la incapacidad de su gestión, estos permisos pueden tardar en ser entregados. Los retrasos de permisos de conexión representan, a día de hoy, el principal cuello de botella del despegue de energías renovables[10]. Según *REN21*, existen al menos 3000 GW con retrasos en la etapa de conexión a red, de los cuales la mitad están en etapa avanzada. De esta mitad, existe una alta probabilidad que 500 GW sean instalados en los próximos 5 años, y para el resto de ella se necesitarán mejoras en el sistema eléctrico para su conexión[11]. La acumulación de esta falta de permisos podría retrasar las previsiones de instalación renovable.

Para solucionar el problema de la intermitencia, existe un gran interés por incluir sistemas de almacenamiento, facilitando así su integración a la red y permitir gestionarla de acuerdo a sus necesidades. En este contexto, el almacenamiento mediante bombeo presentó un total de 179GW a finales de 2023[12]. El problema es que está fuertemente limitado por la geografía de las presas existentes, y por los costes de construir una nueva central. La energía hidráulica es una tecnología que lleva funcionando desde hace más de un siglo, hoy en día ya se han construido la mayoría de las centrales económicamente viables. Por otro lado, están las baterías químicas, las cuales, para periodos cortos de tiempo, generalmente de menos de 90 minutos, han experimentado una caída significativa en costes y actualmente representan una alternativa a escala. Sin embargo, la dependencia de minerales críticos como el litio, cobalto y níquel, cuyo suministro es limitado y está sujeto a tensiones geopolíticas y medioambientales, o su escalabilidad, han limitado su aplicación para aplicaciones de largos periodos de tiempo[13]. La demanda de hidrógeno ha tenido un importante crecimiento, aunque, en el 2022, de los 95 millones de toneladas de hidrógeno demandados, tan solo el 0,7% provino de fuentes renovables[14]. Por lo que, de momento, esta demanda no afecta significativamente a la demanda de energías renovables.

En la ilustración 5 se puede apreciar el rápido crecimiento que tendrán los sistemas de almacenamiento. No es de extrañar entonces, que se esté buscado distintas soluciones para abordar esta necesidad. El desarrollo de estas tecnologías será clave para el sistema eléctrico, y, en consecuencia, para el desarrollo de las energías renovables.

GLOBAL CUMULATIVE ENERGY STORAGE INSTALLATIONS

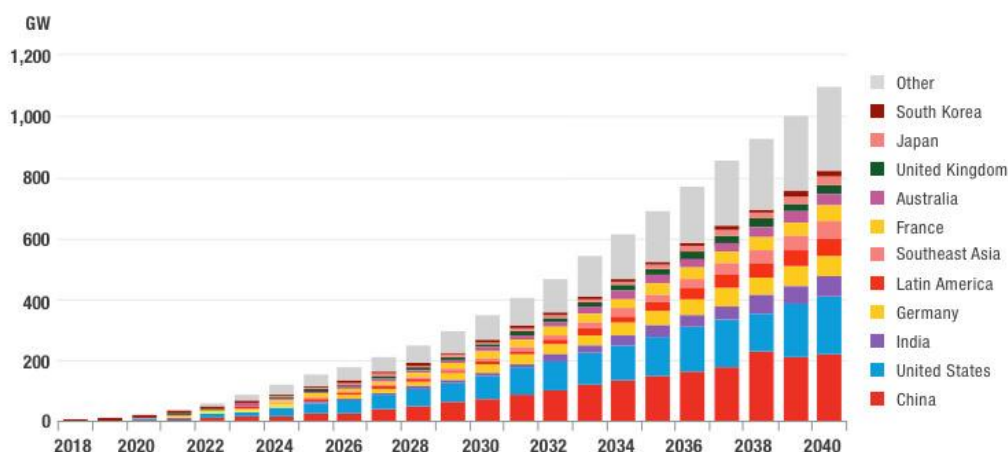


Ilustración 5. Capacidad acumulada de almacenamiento hasta 2040[15].

2.1.2 Contexto español

El gran despliegue que han tenido estas tecnologías se debe en gran medida al marco retributivo español, que permitió su desarrollo durante la primera década del siglo XXI. Fue en el 2007 cuando se aprobó el Real Decreto 661/2007, el cual ofrecía primas a las renovables, garantizando así la rentabilidad de las centrales. Estas primas fueron sufriendo recortes desde el 2010, hasta que finalmente en el año 2013, con la reforma del sistema eléctrico, estas sufrieron una importante reducción[16]. Como se puede apreciar en la ilustración 6, desde el 2013 hasta el 2018, apenas se instaló nueva potencia de estas centrales.

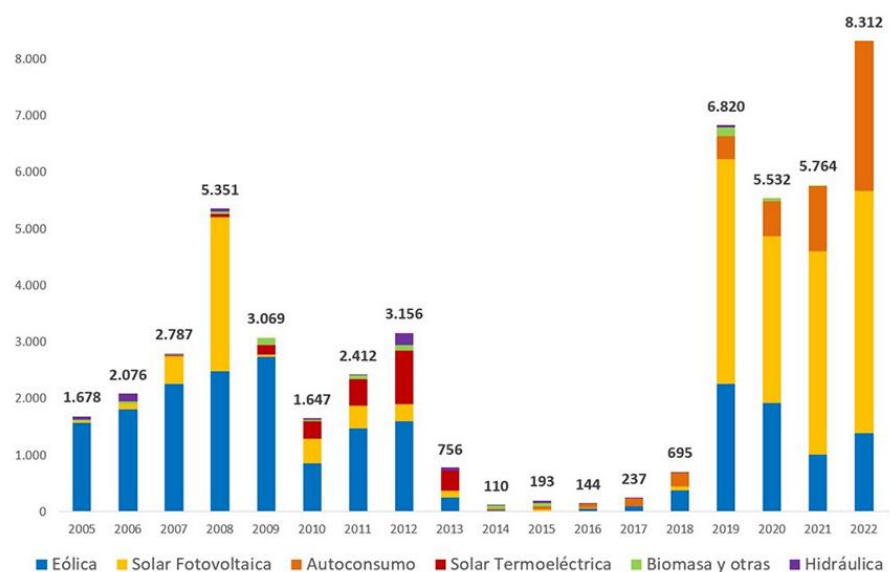


Ilustración 6. Potencia renovable instalada anualmente, en MW[17].

Actualmente, el panorama ha cambiado: la disminución de sus costes a lo largo de los años ha sido tal que, tanto la solar PV como la eólica no requieren de primas para ser adjudicadas en el mercado. Desde el 2019, se ha vuelto a instalar nueva capacidad renovable de estas fuentes.

Este crecimiento exponencial también ha puesto en evidencia el problema de la *curtailment*. Definido como la energía, en su gran mayoría renovable, que el operador del mercado decide no ingresar al sistema debido al exceso a la generación, problemas de estabilidad en nodos, entre otros motivos, este valor supone una pérdida neta de energía. En 2022, se desperdició 712 GWh, lo cual representó casi un 5 % de la generación total. Es notable como esta cifra crece año tras año, en el 2021 esta cantidad era tan solo un décimo de esta. Para el 2026, Red Eléctrica Española estima un 5,5% de *curtailment* sobre el total de generación anual[18].

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), actualizado en 2023, establece objetivos ambiciosos para la capacidad instalada de energías renovables en España, en línea con los compromisos europeos de descarbonización. Según este plan, se espera que la capacidad de energía solar fotovoltaica alcance los 76,38 GW para 2030, un salto significativo desde los 25,5 GW registrados a finales de 2023. De manera similar, la capacidad eólica debería duplicarse, pasando de 30,8 GW actuales a 62 GW para finales de la década. Dado que la capacidad total renovable actual es de 77 GW, estas proyecciones implican un incremento masivo en la penetración de energías renovables en la red eléctrica española, lo que plantea desafíos en términos de integración y gestión, como ya se ha comentado[19].

A nivel global y nacional, persisten incertidumbres sobre la viabilidad de cumplir con las ambiciosas previsiones de crecimiento renovable, dadas las limitaciones técnicas y burocráticas actuales. Con tan solo 23 GW con

permisos de acceso necesarios para las nuevas instalaciones previstos hasta la fecha[20], será crucial que España aborde estos desafíos de manera integral para lograr una integración exitosa de las energías renovables en su red eléctrica.

2.2 Panorama de la energía termosolar

2.2.1 Contexto global

A fecha de marzo de 2025, 22 países disponían de centrales solares de concentración, los cuales suman un total de 7360 MW en operación y 3351 MW en construcción. Los datos para cada país y/o región se pueden apreciar en la ilustración 7[21]. Su despliegue en cada región depende principalmente del recurso solar, en particular, de la disponibilidad de la radiación solar directa. Pero también de los costes de instalación y de operación y mantenimiento, de las políticas e incentivos, de la situación del mercado eléctrico y del precio de la energía eléctrica, entre otros.

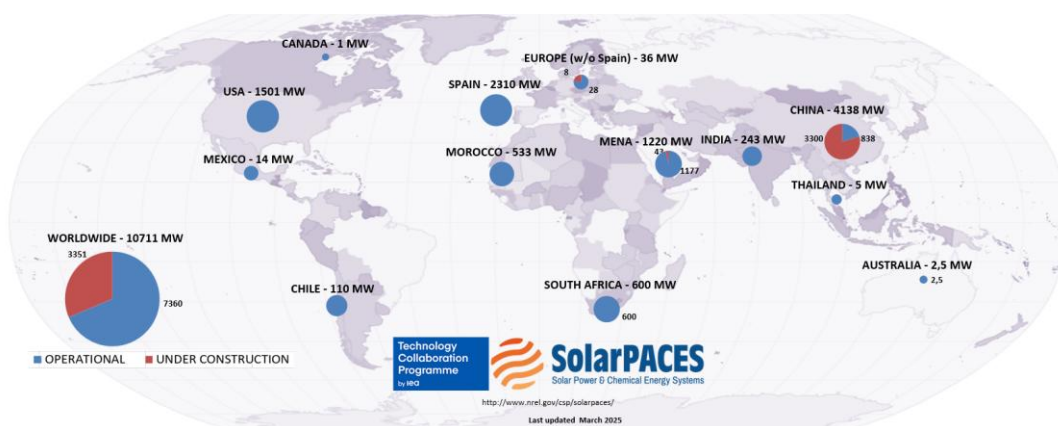


Ilustración 7. Potencia termosolar instalada en el mundo[21].

Dentro de las zonas donde mayor despliegue ha tenido la energía termosolar, se ha de mencionar en primer lugar a los Estados Unidos. Es el pionero y el mayor responsable del desarrollo de esta tecnología. En la década de los 80, se desarrollaron las primeras centrales solares de concentración, en el desierto de Mojave, en el estado de California. Se construyeron 9 centrales de tecnología cilindro parabólico, sumando un total de 354 MW, las cuales probaron su viabilidad económica. Debido a los bajos precios de combustibles fósiles en los siguientes años, no se volvió a construir una nueva central hasta 2005. A día de hoy, con 1500 MW instalados, y toda la experiencia que esto significa, y con niveles de radiación que superan los 2000 kWh/m² anuales, es claramente una zona de gran interés para esta tecnología.

En el medio oriente y el norte de África (MENA), el éxito de proyectos como NOOR I, en Marruecos, Shams I, en los Emiratos Árabes Unidos, ha generado un gran interés en la región. Además, en ellas, el precio promedio de la electricidad para una pequeña firma es de 60 \$/MWh[22], por lo que el LCOE en Arabia Saudí y Marruecos, entre un 80 y 90 \$/MWh[23] y teniendo en cuenta las previsiones para el 2030, resulta muy interesante para los inversionistas. En la ilustración 9, se puede apreciar el LCOE para distintos países, para las principales centrales de esta tecnología, de torre y cilindro parabólico, además de la previsión de este parámetro para el año 2030.

Australia, a pesar de aún no tener una central a escala, tiene un gran potencial para esta tecnología. Esta zona geográfica presenta unos altos niveles de radiación, buenas condiciones climáticas, y el gran despliegue de renovables que está experimentando, otorgan una situación idónea para esta tecnología. La tecnología ha sido probada gracias a *Sundrop Farms*, una central de torre en operación desde el 2016 que, si bien utiliza principalmente la energía concentrada para la producción de calor térmico para una central de desalinización, posee una capacidad de producción eléctrica de 1.5 MW[24]. En el futuro próximo, la compañía Vast tiene diversos proyectos, entre ellos una central híbrida CSP-PV aún en fase de desarrollo, y *Solar Methanol I*, una central de producción de metanol, a nivel de demostración[25].

Por último, se ha de mencionar a Chile y su primera, y única hoy en día, central solar de concentración, la única en el mundo en la que no se ha requerido de ningún tipo de incentivo o prima por parte del estado, y actualmente compite en el mercado eléctrico: Cerro Dominador, central de torre de 110 MW de potencia, la cual entró en operación en junio del 2021. En el año 2022 inyectó a la red 235,7 GWh[26], representando un factor de capacidad de un 25%, y la experiencia que está dejando su operación representa activo invaluable para el desarrollo futuro de la energía solar de concentración en Chile, y se esperan más proyectos en los próximos años. Existen tres proyectos, que a pesar de ser ofertados a subasta a 50 \$/MWh, aún no se lograron llevar a fase de producción comercial. Se espera que en los próximos años estos se lleguen a desarrollar, en particular Likana y Copiapó, proyectos de centrales de torre de 660 y 390 MW respectivamente, recientemente adquiridas por el grupo Cerro[27]. Chile, con uno de los niveles más altos de radiación solar directa en el mundo y con condiciones climáticas idóneas, especialmente en el Desierto de Atacama, emerge como un caso particularmente interesante en el desarrollo de la energía termosolar.

A pesar de los grandes avances en los últimos años, esta tecnología aún presenta dificultades para su desarrollo masivo. Uno de los mayores inconvenientes que presenta esta tecnología son sus elevados costes, y particularmente, sus costes de instalación, véase ilustración 8. Tal como se ha comentado, su LCOE y los precios a los que son adjudicados aún son elevados, necesitando prácticamente siempre de incentivos, subsidios, u otras ayudas por parte del respectivo gobierno. Lamentablemente, estos inconvenientes no solo son económicos: en los Estados Unidos, el 2016 entro en operación la última central en construirse en este país: Crescent Dunes. Esta central, tras experimentar una serie de problemas desde sus inicios, en su mayoría relacionados con pérdidas en los tanques de almacenamiento, culminó con su cierre en 2020 y con la bancarrota de la empresa que llevaba el proyecto, Solar Reserve. Se sabe que recientemente ha vuelto a estar operativa, aunque a una potencia bastante reducida[28].

Item	LCOE		
	Minimum	Average	Maximum
CAPEX			
CSP Plant	61.2%	62.9%	61.8%
Recurring CAPEX	2.2%	2.3%	2.2%
Substation	1.7%	1.7%	1.7%
Transmission Line	0.4%	0.4%	0.9%
Road	0.0%	0.0%	0.0%
Total CAPEX	65.5%	67.3%	66.6%
OPEX			
Fixed costs CSP Plant	18.2%	18.7%	18.4%
Human Resources	6.6%	6.8%	6.6%
Variable costs CSP Plant	6.0%	3.3%	2.3%
Waterpower block & cleaning	3.3%	3.5%	5.6%
Substation	0.4%	0.5%	0.4%
Transmission Line	0.0%	0.0%	0.1%
Transport service	0.0%	0.0%	0.0%
Total OPEX	34.5%	32.7%	33.4%
Total (CAPEX + OPEX)	100.0%	100.0%	100.0%

Ilustración 8. Distribución del CAPEX y OPEX para una central de torre en Chile[29].

Según el reporte de la agencia internacional de energía, *IEA*, denominado *Energy technology perspectives*, publicado en el 2010 señalaba que para el 2020 se tendrían 147 GW de capacidad termosolar instalada, cuando a 2024 se tiene menos de un décimo de este valor en funcionamiento[30]. Sin embargo, el futuro de la energía solar concentración vuelve a ser muy prometedor. Finalmente, Australia ha aprobado su primera central comercial CSP en Port Augusta, Vast Solar de 30 MW de capacidad[31]. China tiene 20 proyectos a gran escala de centrales en camino, y se espera que esto pueda agilizar proyectos futuros y ganar experiencia en la operación de estas[32]. En Sudáfrica, la central de torre de *RedStone* de 100 MW ha finalizado su construcción, y desde septiembre del 2024, se encuentra conectada a la red suministrando energía eléctrica[33]. Italia espera añadir 880 MW para finales de 2030[34]. Sin duda, la evolución de los precios será clave el despliegue de esta tecnología.

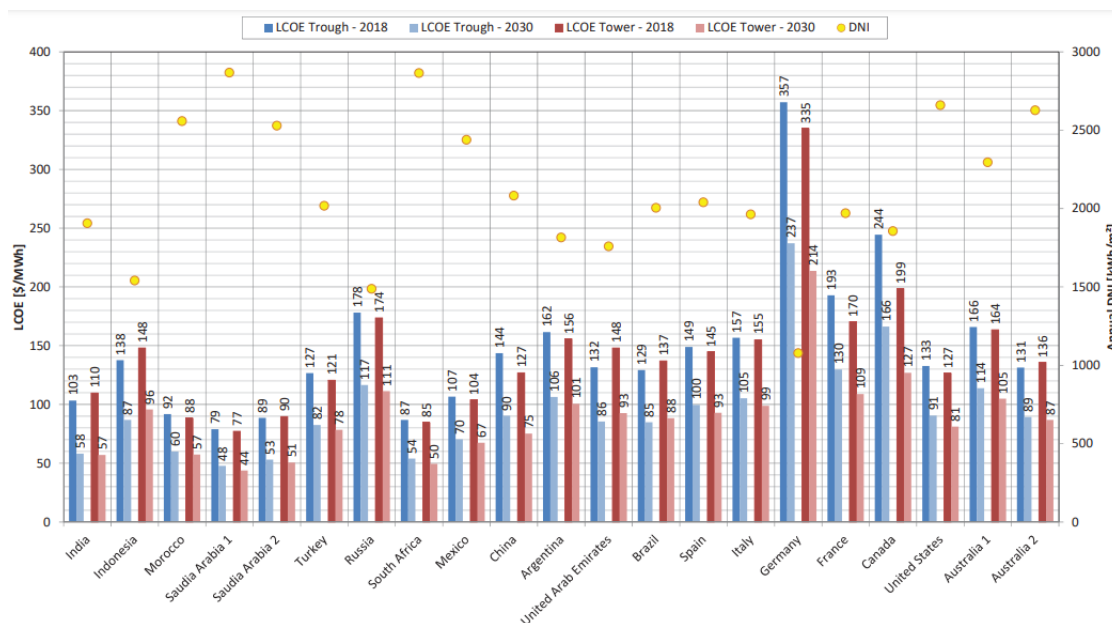


Ilustración 9. LCOE para distintos países, en el año 2018 y la previsión para el 2030[23].

2.2.2 Contexto español

Si bien los Estados Unidos han sido uno de los mayores responsables del desarrollo de la energía termosolar, España ha sido uno de los principales responsables de la maduración de esa tecnología. A pesar de no haber instalado ninguna central nueva desde el 2013, sigue siendo el país con mayor capacidad instalada a 2024, 2310 MW[21]. Desde el 2007 hasta el 2013, se construyeron 50 centrales solares de concentración, y a partir de ello se ha estandarizado la configuración de la central de Andasol-I, la cual es un central cilindro parabólico, de 50 MW con 7.5h de almacenamiento térmico mediante sales fundidas. España cuenta con 13 centrales de igual configuración hasta la fecha[35].

El sur de España, caracterizado por sus elevados niveles de radiación solar directa (DNI), ha sido el principal escenario para el desarrollo de estas centrales. Como se observa en el mapa adjunto, las provincias de Badajoz y Sevilla destacan con 12 y 11 centrales termosolares respectivamente, aprovechando al máximo el recurso solar disponible. No obstante, el potencial de la energía termosolar no se limita al sur; el norte del país también ofrece oportunidades, como lo demuestra la central de Les Borges Blanques, una planta de colectores cilindro parabólicos de 25 MW. Este ejemplo subraya que, aunque el sur es el foco principal, otras regiones de España también pueden contribuir al desarrollo de esta tecnología.

A pesar de su madurez tecnológica, la energía termosolar ha perdido parte de su atractivo económico en comparación con otras energías renovables como la fotovoltaica y la eólica, cuyos costos han disminuido significativamente en los últimos años. Esta tendencia ha desviado la atención y la inversión hacia estas tecnologías más competitivas, a pesar de las ventajas únicas de la termosolar, como su capacidad de almacenamiento y generación continua.

En cuanto a las previsiones futuras, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) ha reducido las expectativas para la expansión de la energía termosolar, ajustando la capacidad prevista de nuevas instalaciones de 7,3 GW a 4,8 GW para el año 2030[19]. El proyecto más avanzado es Solgest-1, una central de 110 MW cilindro parabólico, que se esperaba que entrase en fase de construcción a finales del 2023[36]. Considerando esto, se espera un gran despliegue de centrales termosolares en los próximos cinco años.

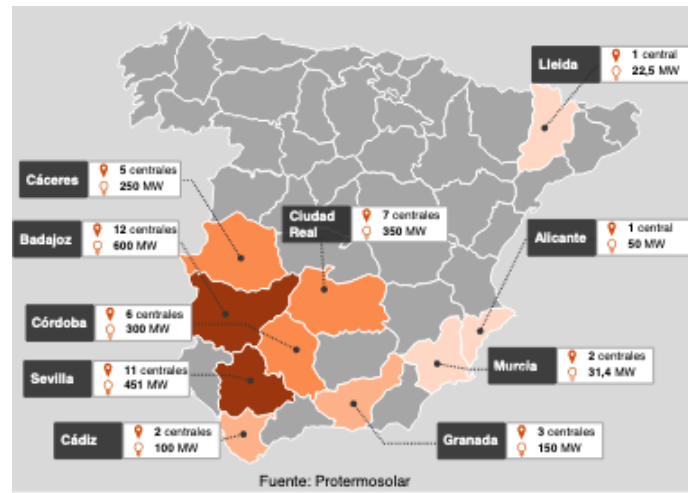


Ilustración 10. Mapa Centrales termosolares en España[37].

Además, se ha de mencionar que recientemente se está aprovechando la maduración de esta tecnología para su aplicación en la industria, para el uso exclusivo de la energía térmica. Según Protermosolar, el coste de producción térmica estaría situado entre 20 y 50 €/MWh, frente al precio actual del gas natural que ronda los 45 €/MWh, por lo que esta aplicación directa resulta de gran interés[38].

2.3 Justificación

La motivación principal de este trabajo es estudiar la sinergia entre dos sistemas de producción eléctrica con fuente solar, y cómo una central híbrida puede verse beneficiada tanto a nivel energético como económico. A nivel energético, esta hibridación permitiría desarrollar un sistema que dependa exclusivamente de la radiación solar y que, gracias a un alto factor de capacidad, resulte competitivo en el mercado. A nivel económico, el bajo LCOE de la fotovoltaica y la posible reducción del coste de una planta termosolar al integrarse con esta tecnología permiten alcanzar un LCOE total inferior al de una central CSP por sí sola, sin renunciar a las ventajas propias de esta última. Una central de la configuración de Andasol III, la configuración estandarizada comentada anteriormente, destina un 12 % de su producción para los consumos parásitos en verano, y entre un 16 y 24 % en invierno[39]. Obteniendo esta energía mediante un bloque fotovoltaico, que es la segunda fuente de energía eléctrica con menor LCOE, solo después de la eólica, se puede ahorrar el coste de comprar la energía a la red.

En segundo lugar, resulta muy interesante a nivel técnico utilizar directamente el bloque fotovoltaico y no verter su producción a la red. De esta forma no se tiene las fluctuaciones típicas de las energías renovables, dando mayor estabilidad a la red. La introducción de energía producida por una turbina introduce inercia al sistema, para que, en caso de paradas súbitas en centrales eólicas, fotovoltaicas o una variación en la demanda otorgue tiempo al sistema para mantener la frecuencia en la red.

Por último, las previsiones de potencia renovable a instalar presentan una gran oportunidad para esta configuración. Desde el panorama de la fotovoltaica, como se mencionó en el anterior apartado, existe una gran previsión de centrales fotovoltaicas instaladas, que potencialmente tendrán dificultades para finalmente llevarse a cabo debido a los permisos de acceso. Incluir un bloque fotovoltaico dentro de la central termosolar, compartiendo el punto de acceso, evitaría la necesidad de obtener este permiso. Y desde el panorama termosolar, con 4.8 GW de potencia termosolar por instalar en los próximos 5 años, resulta un panorama muy interesante para esta hibridación.

3 ESTADO DEL ARTE

3.1 Principales tecnologías de centrales solares de concentración.

Las centrales de concentración, a excepción de las de disco Stirling, tiene un esquema general muy similar: Campo solar, bloque de almacenamiento, en caso de que lo tenga, y un bloque de potencia. En el campo solar, se transmite la radiación solar hacia un fluido, el cual la absorbe en forma de energía térmica. La diferencia principal está en el campo solar, y las particularidades que este presenta a nivel técnico.

3.1.1 CSP – Torre.

Las centrales de torre, también llamadas centrales de receptor central, se caracterizan por concentrar la radiación solar en un único punto, el cual se sitúa en lo alto de una torre. Para lograr esto, la central cuenta, alrededor de dicha torre, con un campo de heliostatos, los cuales poseen un seguimiento de dos ejes para reflejar la radiación directa que llega a estos espejos. La energía es absorbida en un fluido, en forma de energía térmica, la cual posteriormente se utiliza para la producción de vapor y consecuentemente, energía eléctrica, tal como las centrales de potencia convencionales.

Esta configuración permite un alto nivel de concentración y, por ende, alcanzar mayores temperaturas en el fluido de trabajo que se encuentra en el campo solar, potencialmente de hasta 1000 °C[40]. Esto es gran interés, ya el ciclo de potencia es mucho más eficiente a nivel termodinámico a mayor temperatura tenga el fluido de trabajo en el ciclo. Por ello, la gran mayoría de estas centrales utiliza almacenamiento directo mediante sales fundidas, las cuales operan entre 290 °C y 550 °C. Hoy en día, esta tecnología es completamente madura, demostrada gracias al éxito de diversas centrales, como Gemasolar, ubicada en Fuentes de Andalucía (Sevilla), de 19.9 MW con almacenamiento directo mediante sales, de 15 horas.



Ilustración 11. Gemasolar, central de torre ubicada en Sevilla[41].

3.1.2 CSP – Cilindro Parabólico.

Las centrales de colector cilindro parabólico son el tipo de centrales solares de concentración con mayor número de proyectos construidos y mayor potencia instalada a nivel mundial. En este caso, la captación se realiza mediante una superficie de espejos en forma de un cilindro parabólico, la cual refleja la radiación hacia su eje, en el que se encuentra un tubo por el cual viaja el fluido de trabajo.

El nivel de concentración que se alcanza en estas centrales es menor que en las de torre, lo que limita la temperatura que se puede alcanzar en los receptores. Por ello, lo más común es utilizar aceite térmico, el cual se opera entre 390 °C y 290 °C. Al ser el aceite térmico un fluido de vasta experiencia en la industria permite una gran fiabilidad en su operación. En cuanto al almacenamiento, se utiliza un sistema indirecto mediante sales fundidas, las cuales almacenan la energía excedente en tanques.



Ilustración 12. Captador solar cilindro parabólico[42].

3.1.3 CSP - Fresnel

La tecnología Fresnel lineal se caracterizan por su diseño simple en comparación con otras tecnologías de concentración solar. Estas instalaciones utilizan un conjunto de heliostatos planos o ligeramente curvados, dispuestos en filas paralelas, que concentran la luz solar en un receptor fijo montado en una estructura elevada sobre los espejos. A diferencia de los heliostatos en las plantas solares de torre, en las centrales Fresnel siguen el movimiento del sol en un único eje, lo que simplifica el diseño.

El receptor en una planta solar de tecnología Fresnel lineal está compuesto por un tubo por el que circula un fluido, como agua o aceite térmico, que se calienta al absorber la radiación solar reflejada por los espejos. Dado que el nivel de concentración es menor en comparación con tecnologías como la torre solar o los colectores cilindro-parabólicos, las temperaturas alcanzadas en una central Fresnel oscilan normalmente entre los 200 °C y 400 °C.

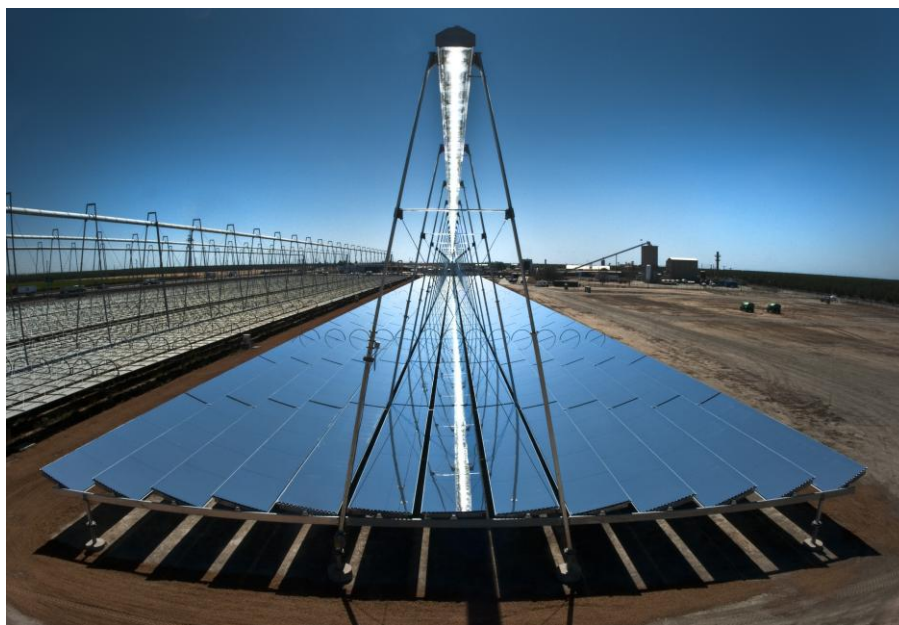


Ilustración 13. Colector solar lineal Fresnel[42].

3.2 Centrales solares híbridas existentes

La hibridación de las tecnologías fotovoltaica y termosolar está en etapa de comercialización. A día de hoy, existen dos centrales híbridas de distintas configuraciones en funcionamiento. Tanto Cerro Dominador como Partanna MS-LFR, las únicas dos centrales comerciales en operación, tiene una integración únicamente a nivel de red[43]. Estas dos centrales tienen características y dimensiones muy distintas.

La planta ubicada en Chile, Cerro Dominador, está compuesta por un campo fotovoltaico de 100 MW y una planta termosolar de torre de 110 MW, que utiliza sales fundidas como fluido caloportador y dispone de un sistema de almacenamiento térmico con una capacidad equivalente a 17,5 horas. Por su parte, la central Partanna MS-LFR cuenta con un bloque fotovoltaico de 5 MWp y una planta termosolar de tipo Fresnel, también con sales fundidas como fluido caloportador, y un sistema de almacenamiento térmico de 15 horas equivalentes.

Sin embargo, existen varios proyectos, tanto en construcción como en desarrollo, que tendrá una integración a nivel tecnológico. En la tabla 1, se muestran los principales proyectos, con sus principales características y la etapa en la que se encuentran. A continuación, se mostrarán los principales proyectos de este concepto de los cuales se ha podido encontrar información detallada sobre su nivel de integración.

Noor Midlet I

Será la primera central que utilice una integración tecnológica: ubicada en Marruecos, en este proyecto híbrido de 800 MW, la energía de los paneles solares se utiliza no solo para generar electricidad directamente, sino también para calentar sales fundidas mediante calentadores eléctricos, lo que permite almacenar energía térmica

a temperaturas más altas. Ha sido adjudicado por un precio de 7 céntimos de dólar por kWh[44]. A fecha de septiembre 2024, se sabe que el proyecto se ha retrasado por dudas sobre la viabilidad y el costo de la tecnología termosolar, tanto por parte de la Oficina Nacional de Electricidad y Agua Potable (ONEE) de Marruecos como del Ministerio de Energía[45].

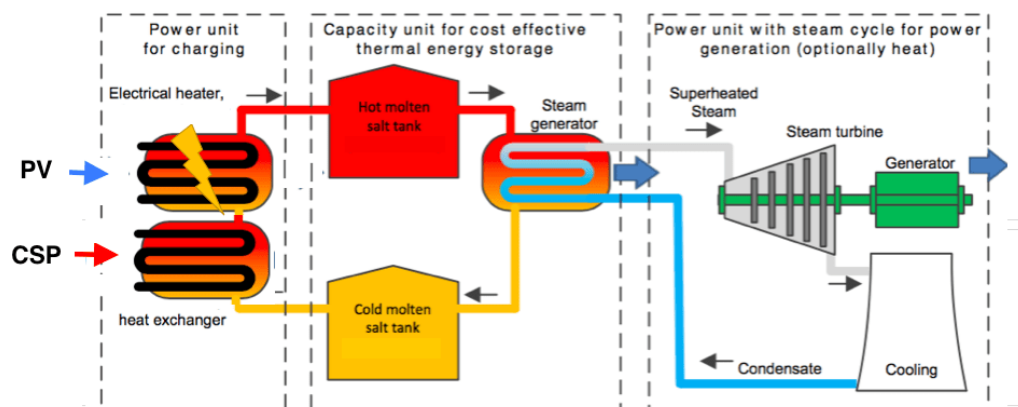


Ilustración 14. Esquema general Noor Midlet I[44].

Solgest-1.

Lanzada por SENER, será la primera central híbrida en España que combinará energía termosolar con almacenamiento en sales fundidas y energía fotovoltaica. En cuanto a su nivel de integración, la producción fotovoltaica se utilizará tanto para despacho como para los consumos parásitos. He aquí la relevancia de este trabajo. Con una capacidad nominal de evacuación de 98,06 MW, esta planta innovadora estará ubicada en Sevilla y permitirá la generación de electricidad las 24 horas del día[46]. El proyecto aún está en una etapa preliminar: en junio del 2025, se solicitó la autorización administrativa previa[47].

Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park

Ubicada en los Emiratos Árabes Unidos, será una de las plantas solares más grandes del mundo, que combina dos tecnologías de energía solar concentrada y fotovoltaica. Contará con 3 centrales cilindro parabólicas de 200 MW cada una, una central de torre de 100 MW y un bloque fotovoltaico de 250 MW[48]. Actualmente, se encuentra en la fase 4 de este proyecto. Con un precio de \$7.30 centavos por kWh, es competitiva frente a la generación de energía basada en combustibles fósiles en el país. La planta utilizará energía fotovoltaica para alimentar consumos parásitos[49]. Hoy en día, las tres centrales termosolares, la de torre y las tres centrales cilindroparabólicas de 200MW se encuentran en operación. En cuanto a la integración de la fotovoltaica para los consumos parásitos, no se ha encontrado información sobre el estado de esta fase.

Redstone

El proyecto Redstone en Sudáfrica ya se encuentra inyectando energía eléctrica a la red. Consiste en una planta CSP de 100 MW, complementada con 20 MW de energía fotovoltaica (PV) y almacenamiento en baterías de 30 MWh. Según el informe de evaluación ambiental, parte de la energía generada por la planta PV se utilizará para cubrir los consumos auxiliares de la planta CSP[50].

Proyecto	Ubicación	CSP tecnología	CSP Potencia [MW]	PV Potencia [MW]	Almacenamiento [h]	Etapas / Comentarios
Cerro Dominador	Chile	Torre	110	100	17.5	En operación

Partanna MS-LFR	Italia	Fresnel	4.3	5.6	15	En operación
CEIC Dunhuang	China	Fresnel	100	600	Not defined	En construcción
CNNC Yumen	China	Fresnel	100	400	8	En construcción. Posee 200MW de Eolica.
Noor Energy 1 / DEWA IV	Dubái	Torre	600	250	15	En construcción. Posee 3x200MW de CSP-PT con 11h.
CTGR Qinghai Golmud	China	Torre	100	1000	No definido	En construcción.
CTGR Qinghai Quingyu DC	China	Torre	100	900	12	En construcción.
Huidong New Energy Akesai	China	Torre	110	640	8	En construcción.
Jinta Zhongguang Solar	China	Torre	100	600	9	En construcción.
PowerChina Ruoqiang	China	Torre	100	900	8	En construcción
PowerChina Toksun	China	Torre	100	900	12	En construcción
SIDC Ruoqiang	China	Torre	100	900	8	En construcción
Three Gorges CTGR Henderson Energy Guazhou	China	Torre	2 x 50	200	No defindo	En construcción. Posee 400MW de Eolica.

Tabla 1. Proyectos de centrales híbridas existentes. Fuente: Elaboración a partir de datos en *NREL*.

4 METODOLOGÍA

Para alcanzar los objetivos delimitados de este trabajo, se hará uso del programa de simulación norteamericano *System Advisor Model (SAM)*, tanto para la central fotovoltaica como para la central termosolar. Mediante la introducción de datos meteorológicos y especificaciones de la central a modelar, este programa permite obtener diversos parámetros de salida. Esto facilitará la simulación de una central híbrida, ya que para esta se utilizará un código programado en *Python*, el cual haciendo uso de los parámetros de salida de ambas centrales, será capaz de dar como resultado parámetros de una central híbrida CSP-PV.

En este apartado se realizará una descripción más detallada de la operación de la central. Luego, se dimensionarán los bloques, termosolar y fotovoltaico, por separado y se explicarán los pasos a seguir para simular estos en el programa SAM. Se mostrará cada pestaña del programa y se explicará los datos introducidos y modificados.

4.1 Descripción de la operación

Como ya se adelantó en la introducción, la integración de esta central híbrida será a nivel tecnológico. La configuración adoptada ha sido la siguiente: El bloque termosolar será el único con punto de acceso a la red eléctrica. El bloque fotovoltaico no tendrá acceso a verter energía eléctrica a la red, y no dispondrá de *electrical heaters* para almacenar energía térmica en los tanques de almacenamiento. Toda su producción será utilizada para el consumo de energía eléctrica que requiera el bloque termosolar, es decir, sus consumos parásitos. Para una comprensión clara a nivel físico, se presenta el esquema de la central a optimizar en la ilustración 15.

Las plantas de energía solar de concentración requieren una cantidad considerable de energía para mantener sus operaciones internas, conocidos como consumos parásitos. Estos incluyen el bombeo de fluidos térmicos, el funcionamiento de sistemas de refrigeración, y otros componentes esenciales para la producción de energía. Son estos consumos parásitos los que se van a utilizar para

Cuando la producción de energía del bloque PV no es suficiente para cubrir los consumos parásitos de la CSP, la central recurre a la red eléctrica o a la energía del propio bloque de potencia, cuando esté en funcionamiento. De esta forma, se garantiza que la CSP pueda seguir operando sin interrupciones, incluso cuando la producción de energía fotovoltaica es baja. Y cuando ocurra lo contrario, es decir, la generación de energía del bloque PV excede los consumos parásitos de la CSP, se implementa el proceso conocido como *curtailment*, explicado en apartados previos.

De esta forma, se minimiza el consumo de la red eléctrica, haciendo uso de la tecnología renovable de menor LCOE, y obteniendo todos los beneficios que ofrece el despacho de energía eléctrica desde una central termosolar, evitando así las inestabilidades producidas por la propia naturaleza del recurso solar.

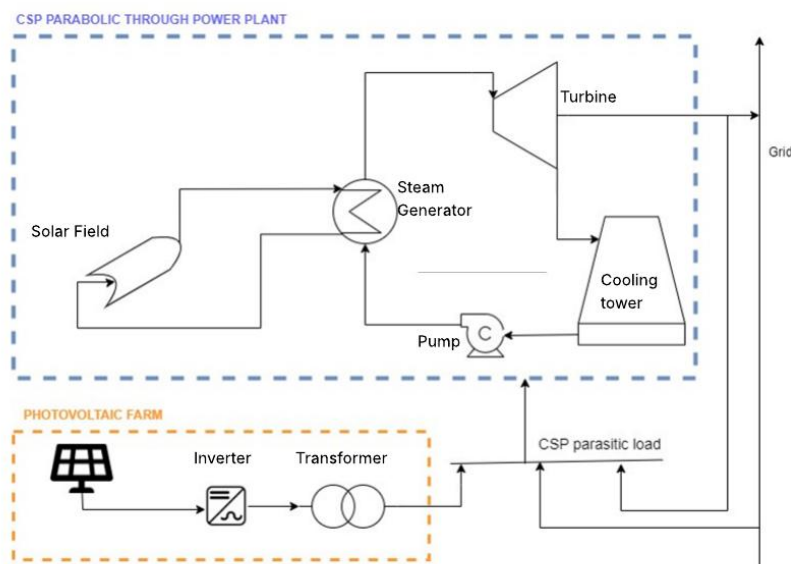


Ilustración 15. Diagrama simplificado de la central híbrida. Fuente: Elaboración propia.

4.2 Dimensionado de la central.

4.2.1 Central termosolar

En cuanto al bloque termosolar, se tomará la potencia más típica en España para una central cilindroparabólica, 50 MW. La ubicación será en Sevilla, y se utilizarán los datos meteorológicos de la estación de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería, ubicada en la zona de la Cartuja. No se dispondrá de un sistema de apoyo, por lo que toda la energía provendrá de la radiación solar. La DNI en el punto de diseño se considerará el percentil 95. Además, se usarán torres de refrigeración, ya que es el sistema más económico de refrigeración, y porque las condiciones de la ubicación lo permiten. Los principales parámetros se recogen en la tabla 2. No se ha definido el múltiplo solar y las horas de almacenamiento, ya que estos parámetros serán los que se optimizarán.

Potencia eléctrica nominal neta	50 MW
Distancia entre filas de colectores	17.2 m
Radiación en punto de diseño	886 W/m ²
Temperatura de bulbo húmedo en punto de diseño	20 °C

Tipo de refrigeración	Húmeda (Torres de refrigeración)
-----------------------	----------------------------------

Tabla 2. Principales parámetros del bloque CSP.

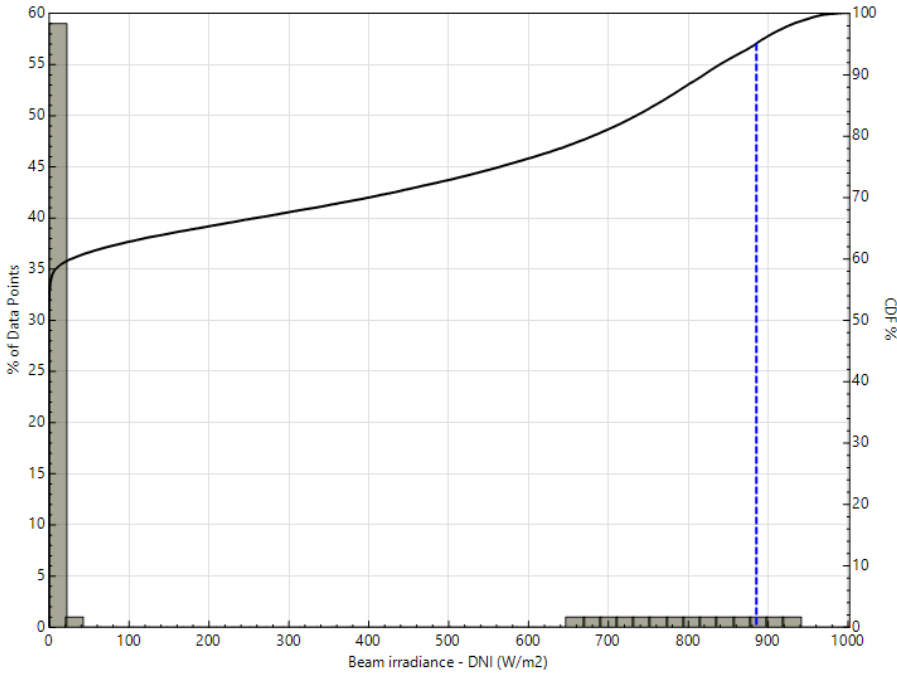


Ilustración 16. Percentil 95 de la DNI.

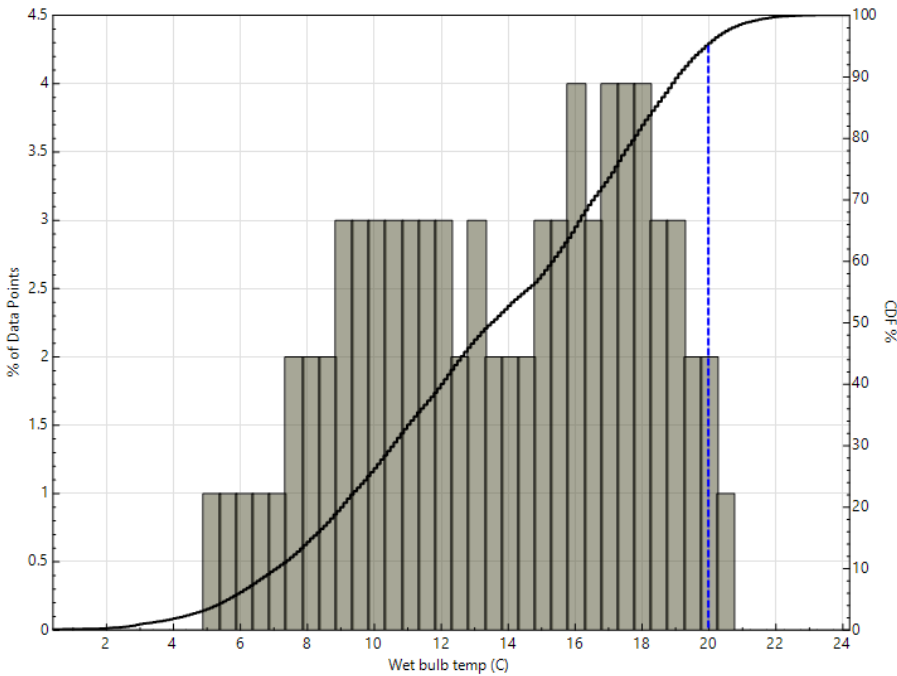


Ilustración 17. Percentil 95 de la temperatura de bulbo húmedo del ambiente.

4.2.2 Dimensionado del bloque fotovoltaico.

El dimensionado de una central fotovoltaica consiste en definir el número de módulos conectados en serie por cada ramal y la cantidad de ramales conectados en paralelo. Esta configuración varía de acuerdo con qué modelo de modulo fotovoltaico se escoge, al igual que con el inversor y de la potencia que se requiere. Una vez definidos, se ha de establecer límites para asegurar un funcionamiento seguro y eficiente de la central. Estos límites son: la máxima tensión que admite el inversor y la máxima corriente que admite el inversor.

Como primer paso, se definirán los parámetros previos mencionados. La elección del módulo fotovoltaico y del inversor se ha realizado a partir de las opciones disponibles en la biblioteca del programa SAM, dado que la simulación de la central se llevará a cabo utilizando este programa.

- Potencia: Debido a que se pretende estudiar esta central híbrida para bloques PV con distintas potencias, se definirán potencias de 1.2 MWp, 2.4 MWp, y así sucesivamente, hasta 10.8 MWp.
- Modulo fotovoltaico: Se utilizará un módulo del mismo fabricante utilizado en una central fotovoltaica en Sevilla, concretamente en Utrera, la planta FV UTRERA 1 de 875 MW. El modelo es el LONGI Solar LR4-72HPH-430M.
- Modelo Inversor: Sungrow Power Supply SC1200UD-US.

Se ha de mencionar que la elección de estos modelos no es trivial. Estos son el resultado de diversas pruebas de combinaciones, hasta encontrar una que cumpla con todas las condiciones que se han descrito anteriormente, y que se desarrollarán a continuación.

4.2.2.1 Número máximo de módulos por ramal.

El número máximo de módulos en serie por ramal está limitado por la máxima tensión de entrada al inversor. Para conocer número, se ha de conocer cuál es la máxima tensión a la que puede llegar un módulo, ya que de ocurrir esta situación en todos ellos se tendría la mayor tensión de entrada al inversor. Esto sucede para la tensión de cortocircuito. Además, los paneles fotovoltaicos dependen fuertemente de la temperatura. Para mayores temperaturas, el módulo es menos eficiente y su tensión es menor, y para bajas temperaturas ocurre lo contrario. La temperatura y la tensión del módulo se puede calcular mediante la fórmula número 4-1 y 4-2, respectivamente.

$$T_{modulo} = T_{ambiente} + \frac{TONC - 20}{800} * E \quad (4-1)$$

Donde:

- T_{modulo} : La temperatura del módulo para una determinada condición climática, en unidades °C.
- $T_{ambiente}$: La temperatura del ambiente, la cual la obtendremos de los datos de la estación meteorológica, en unidades °C.
- TONC: Es la temperatura que alcanzan las células solares del módulo bajo las siguientes condiciones de prueba: una irradiancia de 800 W/m², distribución espectral AM 1,5 G, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s. Este valor se encuentra en el catálogo de cada módulo, en el elegido es 45°C.
- E: Es el valor de la irradiación que recibe el panel, medida en W/m².

$$V_{co} = V_{co(T=25^{\circ}C)} + \beta * (T_{panel} - 25^{\circ}C) \quad (4-2)$$

Donde:

- V_{co} : Tensión de cortocircuito para una determinada condición climática.
- $V_{co}(T=25^{\circ}C)$: Tensión de cortocircuito para condiciones estándar de operación. En este modelo, este

valor es 48,5 °C.

- β : Es el coeficiente de temperatura de V_{oc} , dado en V/°C. Su valor es -0.13095.

De estas dos fórmulas, se puede deducir que para mayores temperaturas que sobrepasen los 25°C, la tensión de cortocircuito será menor, y para menores temperaturas la tensión será mayor. Desde el archivo meteorológico cinco minutas, se pueden obtener estas condiciones máximas y mínimas. Para la primera, es decir la menor temperatura en todo el año, resulta lo siguiente:

$$T_{modulo} = T_{ambiente} + \frac{TONC-20}{800} * E = 1.6 + 0 = 1.6 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (4-3)$$

Una vez calculada la temperatura del módulo, se puede calcular la tensión real a partir de la ecuación 4-4. Esta ecuación permite corregir la tensión de cortocircuito para condiciones distintas a las condiciones estándar de operación.

La tensión de cortocircuito finalmente se calcula en la ecuación 4-4.

$$V_{co} = 48,5 + (-0.13095) * (1.6 - 25^{\circ}\text{C}) = 51.6 \text{ V} \quad (4-4)$$

La cantidad máxima de módulos conectados en serie se puede obtener lógicamente dividiendo la tensión máxima que admite el inversor entre la tensión de cada módulo. El valor máximo y mínimo de tensión que admite el inversor corresponde al rango entre el cual este puede seguir el punto de máxima potencia (MPP).

$$n_{modulos_{MAX}} = \frac{V_{inv_{MAX}}}{V_{mod_{MAX}}} = \frac{1500}{51.6} = 29.07 \text{ } \textit{modulos en serie} \quad (4-5)$$

4.2.2.2 Número mínimo de módulos por ramal.

Para este cálculo, se procede de manera análoga. La temperatura máxima en el año es de 42.9 °C, cuando la radiación directa, que es la que recibe el panel ya que en las simulaciones se supondrá un seguimiento de un eje, es de 752.7 W/m². El cálculo de la temperatura y de la tensión para esta condición están descritas en las ecuaciones 4-5 y 4-6, respectivamente.

$$T_{modulo} = T_{ambiente} + \frac{TONC-20}{800} * E = 42.9 + \frac{45-20}{800} * 752.7 = 66.42 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (4-6)$$

$$V_{co} = 48,5 + (-0.13095) * (66.42 - 25) = 43.07 \text{ V} \quad (4-7)$$

$$n_{modulos_{MIN}} = \frac{V_{inv_{MIN}}}{V_{mod_{MIN}}} = \frac{750}{43.07} = 17.04 \text{ } \textit{modulos en serie} \quad (4-8)$$

El mínimo número de paneles en serie es 17. Por lo tanto, si el número de paneles en serie está entre 17 y 29, el inversor siempre podrá seguir el punto de máximo rendimiento.

4.2.2.3 Número de paneles.

En principio, este número se calcularía directamente de dividir la potencia total sobre la potencia de cada módulo fotovoltaico. Sin embargo, esto supone que es posible alcanzar la potencia máxima del campo fotovoltaico. A continuación, se presentarán algunas de las razones por las cuales esto es difícil de lograr:

- La potencia de cada módulo PV se mide empíricamente para condiciones normales de operación, mencionadas anteriormente para el valor el cual se mide el TONC. Estas condiciones son muy complicadas de reproducir debido a que cuando la radiación ronda los 1000 W/m², la temperatura ambiente es superior, y la temperatura del panel es notablemente superior, disminuyendo así su eficiencia y por ende la potencia que puede otorgar cada panel.
- La aparición de nubes es un fenómeno frecuente que hace caer muy bruscamente la producción

fotovoltaica.

- Pérdidas por degradación: los módulos fotovoltaicos se degradan naturalmente con el tiempo, reduciendo su capacidad de generar energía. Esta degradación viene especificada en sus respectivos catálogos.
- Pérdidas en la instalación, en los cables u otros componentes.

Todos estos motivos hacen que la producción siempre tienda a ser menor de la que se esperaría. Por ello, es de gran interés sobredimensionar el campo fotovoltaico por, además de garantizar la potencia deseada, el siguiente motivo: El inversor tiene un rango para el cual es capaz de operar en el punto de máxima potencia (MPP), y si sobredimensionamos este campo, es mucho más probable que estemos operando dentro de él, es decir, a alta eficiencia por parte del inversor. Como es típico, se sobredimensionará un 10%. El cálculo de los paneles se calcula en la ecuación 4-7.

$$P_{picoPV} = 1.1 * P_{inversor} = 1,1 * 1200 = 1320 \text{ kW} \quad (4-9)$$

$$N_{paneles\text{ totales}} = \frac{1320 \text{ kW}}{430 \text{ W}} = 3069 \quad (4-10)$$

Ahora que se tiene el número total de paneles, se ha de configurar la cantidad en serie y la cantidad de ramales.

4.2.2.4 Número de ramales.

Se ha elegido 29 módulos por serie, lo que resulta en 105 ramales, como se aprecia en la ecuación 4-8. Con este número, es posible encontrar la máxima corriente que podría pasar por el inversor, y así comprobar cual el ultimo limite. El número máximo de ramales, o *strings*, es 120, por lo que el numero obtenido de la configuración escogida, 105, está dentro del límite.

$$N_{strings} = \frac{3069}{29} = 105,8 \quad (4-11)$$

$$N_{strings} * I_{sc\text{ moduloPV}} < I_{\text{max_inv}} \quad (4-12)$$

$$N_{strings} < \frac{1364,8 \text{ A}}{11,3 \text{ A}} = 120 \quad (4-13)$$

4.2.2.5 Configuración adoptada.

La configuración elegida es: 29 módulos en serie, y 105 ramales en paralelo. Nótese que esta configuración genera una potencia ligeramente menor a la calculada para el campo fotovoltaico sobredimensionado, precisamente 1,309 MW. Como se mencionó al inicio de este subaparatado, se ha de cumplir las tres condiciones. Se volverán a comprobar que estas se han cumplido:

$$29 \text{ modulos} * 51.6 \text{ V} = 1496.4 \text{ V} < 1500 \text{ V} \text{ CUMPLE} \quad (4-14)$$

$$29 \text{ modulos} * 43.07 \text{ V} = 1249.03 > 750 \text{ V} \text{ CUMPLE} \quad (4-15)$$

$$105 \text{ strings} * 11.3 \text{ A} = 1186.5 \text{ A} < 1364,8 \text{ A} \text{ CUMPLE} \quad (4-16)$$

4.3 Simulación en SAM

El programa norteamericano de libre acceso *System Advisor Model*, desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables, permite realizar simulaciones de centrales de energía renovable, entre ellas, termosolares y fotovoltaicas. Este programa destaca por su la cantidad de parámetros que permite introducir y su gran precisión, de ahí su amplio uso en proyectos renovables, sobre todo en centrales termosolares.

Su uso, a nivel general, es similar en cada caso. Primero, se ha de elegir el tipo de central a modelar. Por ejemplo, si se desea simular una central solar de concentración, se ha de escoger si es cilindro parabólico, Fresnel, o de torre. A continuación, se ha de definir el modelo financiero. Para ello, SAM ofrece diversas opciones, como análisis basado en tarifas, en contratos de compraventa de energía PPA, entre otros esquemas de inversión. Esto permitirá a posteriori definir distintos parámetros financieros. Una vez definido, se ha de elegir los datos meteorológicos de la ubicación en la cual se situará la central a simular. SAM dispone de una extensa base de datos meteorológico, la cual recoge numerosas ubicaciones alrededor del mundo, suministrada por fuentes como *National Solar Radiation Database* (NSRDB), o *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA). Aunque también, es posible importar datos. Por último, se procede a introducir los parámetros técnicos de la central, y los financieros de acuerdo con el modelo elegido.

Un aspecto a tener en cuenta es la resolución temporal de los datos meteorológicos. A pesar de que es típico utilizar datos horarios para estudios preliminares, se ha demostrado que esta resolución no proporciona una imagen fiel del comportamiento de la planta en régimen transitorio[51]. El reporte técnico "*Concentrating Solar Power Best Practices Study*", publicado por *SolarPACES* en 2020, presenta una serie de recomendaciones basadas en análisis empíricos y modelado avanzado de plantas termosolares. Entre las recomendaciones, se enfatiza la importancia de simular las operaciones de una planta cilindroparabólica con una resolución temporal de 5 a 10 minutos, tanto en la evaluación del recurso solar como durante las pruebas de aceptación final (FAT), para reflejar con mayor precisión las variaciones en la operación diaria de la planta. Cabe resaltar que, para centrales de torre, este artículo considera necesaria una mayor resolución, de 1 minuto, a comparación de las centrales cilindro parabólicas. Es por ello por lo que se ha tomado la decisión de utilizar datos cinco minutos para las simulaciones de este trabajo.

A continuación, se mostrará paso a paso las pestañas en SAM para las simulaciones de ambos bloques. Para ambas, como ya se ha mencionado previamente, se han importado los datos meteorológicos, cinco minutos, de la estación en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros. La versión utilizada fue la última actualización cuando se desarrolló este trabajo, SAM 2025.4.16.

4.3.1 Simulación del bloque termosolar.

Antes de entrar en las configuraciones, se ha de mencionar que SAM modela el sistema considerando el siguiente ciclo de vapor, en la ilustración 18. Si bien este es un esquema menos complejo que el de una central real, el ciclo de potencia es bastante similar al de una central solar real.

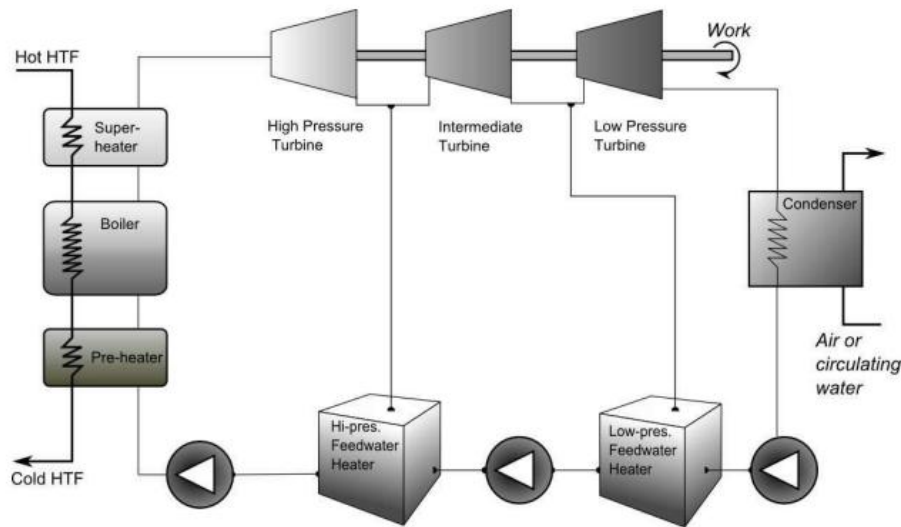


Ilustración 18. Esquema del ciclo de Rankine modelado por SAM[52].

Dentro de las opciones de centrales de concentración, se ha seleccionado el modelo físico de una central cilindroparabólica, ya que esta simula el comportamiento de la planta CSP considerando la radiación solar, la transferencia de calor, la termodinámica de los fluidos, y otros factores que influyen en el rendimiento. SAM presenta una opción menos precisa, la empírica, la cual no es de interés en este proyecto. Y en el modelo financiero, se ha elegido “PPA *Single owner*” porque refleja de manera precisa la estructura de propiedad más habitual en proyectos solares a gran escala, en particular en instalaciones termosolares (CSP). Este enfoque considera que una sola entidad, ya sea una empresa privada o una institución pública, posee la planta, lo que facilita el análisis financiero al centralizar tanto los ingresos como los gastos.

Para comenzar, el primer apartado es “*Location and Resource*”, donde se introduce el archivo meteorológico que se utilizará. Además, en esta pestaña se puede visualizar los datos presentes en este archivo en gráficos, en el apartado “*Weather data information*”. Esto es de gran utilidad, sobre todo para poder tener los percentiles de la radiación directa normal y la temperatura de bulbo húmeda, necesaria para los parámetros de diseño, se verá en las siguientes pestañas.

Solar Resource Library

The Solar Resource library is a list of weather files on your computer. Choose a file from the library and verify the weather data information below.

The default library comes with only a few weather files to help you get started. Use the download tools below to build a library of locations you frequently model. Once you build your library, it is available for all of your work in SAM.

Filter: Name

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
phoenix_az_33.450495_-111.983688_psmv3_60_tmy	33.45	-111.98	-7	358	78208	NSRDB
tucson_az_32.116521_-110.933042_psmv3_60_tmy	32.13	-110.94	-7	773	67345	NSRDB
37.410748_-6.000914_msg-iodc_15_2017	37.41	-6.02	1	9	171604	NSRDB
37.410748_-6.000914_msg-iodc_30_2017	37.41	-6.02	1	9	171604	NSRDB
37.410748_-6.000914_msg-iodc_60_2019	37.41	-6.02	1	9	171604	NSRDB

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/remove Weather File Folders and add folders containing valid weather files.

C:\Users\patri\SAM Downloaded Weather Files

Add/remove weather file folders...

Refresh library

Download Weather Files

The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library: Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or uncertainty (P50/P90) analyses. See Help for details.

☒ One location ☐ Multiple locations ☐ Advanced download

Type a location name, street address, or lat,lon in decimal degrees Default TMY file Download and add to library...

[For locations not covered by the NSRDB, visit the SAM website Weather Page for links to other data sources.](#)

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: C:\SAM\2023.12.17\solar_resource\ASR_Sevilla_5min_SAM.csv

-Header Data from Weather File-

Latitude degrees Location CSP models use a different time convention than NREL NSRDB data. See Help for details.

Ilustración 19. Pestaña “Solar resource Library” del programa SAM.

La siguiente pestaña del programa se llama “*System Design*”, en el cual se ha de colocar los parámetros de diseño de la central. El múltiplo solar es un parámetro que se modificará, ya que se realizarán múltiples simulaciones, al igual que las horas de almacenamiento. El punto de diseño será siempre el mismo, el propio del dimensionamiento de la central. En cuanto a la potencia bruta de la turbina, se ha buscado un valor que, con un factor de conversión de un 90%, la potencia neta sea de 50MW.

-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-

☒ Option 1: Solar multiple
☐ Option 2: Field aperture m²

Design point DNI W/m²
 Actual field thermal power MWt
 Field thermal power w/ no defocus constraints MWt
 Loop inlet HTF temperature °C
 Loop outlet HTF temperature °C
 Number of loops

-Power Cycle-

Design turbine gross output MWe
 Estimated gross to net conversion factor
 Estimated net output at design (nameplate) MWe
 Cycle thermal efficiency
 Cycle thermal power MWt

-Thermal Energy Storage-

Hours of storage at design point hours

Ilustración 20. Pestaña “System Design” del programa SAM.

El apartado “*Solar field*” ofrece parámetros mucho más específicos de la central. En su mayoría, se han utilizado los valores que viene por defecto en esta versión de SAM. Se ha utilizado 4 colectores cilindroparabólico por ramal. La distancia entre cada ramal es de 17m.

Solar Field Design Point	
Single loop aperture	3,270 m ²
Loop optical efficiency	0.741
Total loop conversion efficiency	0.691
Total required aperture, SM=1	255,037 m ²
Required number of loops, SM=1	78
Total tracking power	87,000 W
Actual number of loops	174
Total aperture reflective area	568,980 m ²
Solar multiple	2.23
Actual field thermal output	344.83 MWt
Loop inlet HTF temperature	293 °C
Loop outlet HTF temperature	391 °C

Solar Field Parameters		Heat Transfer Fluid	
Row spacing	17 m	Field HTF fluid	Therminol VP-1
Header pipe roughness	4.57e-05 m	Field HTF min operating temp	12 °C
HTF pump efficiency	0.85	Field HTF max operating temp	400 °C
Piping thermal loss coefficient	0.45 W/m ² -K	Freeze protection temp	150 °C
Wind stow speed	25 m/s	Min single loop flow rate	1 kg/s
Receiver startup delay time	0.2 hr	Max single loop flow rate	12 kg/s
Receiver startup delay energy fraction	0.25 -	Min field flow velocity	0.3 m/s
Collector startup energy	0.021 kWh/sca	Max field flow velocity	3.7 m/s
Tracking power per SCA	125 W/sca	Header design min flow velocity	2 m/s
Number of field subsections	2	Header design max flow velocity	3 m/s
Allow partial defocusing	Simultaneous		

Collector Orientation	
Collector tilt	0 deg
Collector azimuth	0 deg
Stow angle	170 deg
Deploy angle	10 deg

Mirror Washing		Plant Heat Capacity	
Water usage per wash	0.7 L/m ² ,aper.	Hot piping thermal inertia	0.2 kWh/K-MWt
Washes per year	63	Cold piping thermal inertia	0.2 kWh/K-MWt
		Field loop piping thermal inertia	4.5 Wh/K-m

Ilustración 21. Pestaña “Solar Field” del programa SAM.

Las siguientes dos pestañas corresponden a la elección del colector y receptor. Se han elegido el EuroTrough ET150 y el Schott PTR70, respectivamente. En la pestaña “Power Cycle”, están los parámetros del ciclo de vapor. La temperatura de ambiente de diseño es 20 °C, como se comentó en el apartado de dimensionamiento, ya que corresponde a la temperatura de bulbo húmedo. El valor a colocar varía dependiendo del tipo de sistema de condensación: si es condensación por aire, como es típico en regiones donde el agua es un recurso poco accesible, se utiliza la temperatura de bulbo seco, y si es condensación evaporativa, es decir por torres de refrigeración, se utiliza la temperatura de bulbo húmeda (en este caso se ha tomado el valor del percentil 95 de esta temperatura para el emplazamiento).

System Design Parameters	
Power cycle gross output	55.6 MWe
Estimated gross to net conversion factor	0.9
Estimated net output (nameplate)	50.04 MWe
Cycle thermal efficiency	0.356
Cycle thermal power	156.18 MWt
HTF hot temperature	391 °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	0.2
Maximum turbine over design operation	1
Cycle design HTF mass flow rate	649.0 kg/s

Rankine Cycle

Rankine Cycle Parameters	
Steam cycle blowdown fraction	0.02
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure
Condenser type	Evaporative
Ambient temperature at design	20 °C
ITD at design point	16 °C
Reference condenser water dT	10 °C
Approach temperature	5 °C
Condenser pressure ratio	1.0028
Min condenser pressure	1.25 inHg
Cooling system part load levels	8

Ilustración 22. Pestaña “Power Cycle” del programa SAM.

System Design Parameters	
Cycle thermal power	156.2 MWt
Hours of storage at design point	7.5 hours
Loop outlet HTF temperature	391.0 °C
Loop inlet HTF temperature	293.0 °C

Storage System	
TES thermal capacity	1,171.35 MWt-hr
Available HTF volume	17039.93 m ³
Tank height	12 m
Tank fluid minimum height	1 m
Storage tank volume	18,589.01 m ³
Parallel tank pairs	1
Tank diameter	44.41 m
Wetted loss coefficient	0.4 Wt/m ² -K
Estimated heat loss	0.843 MWt
Pumping power for HTF through storage	0.15 kl/kg
Field HTF can bypass TES to cycle	<input checked="" type="checkbox"/> -
If the storage fluid is different than the field HTF, then the field and TES must operate in parallel.	
Initial hot HTF percent	30 %
Cold tank heater temperature set point	250 °C
Cold tank heater capacity	25 MWe
Hot tank heater temperature set point	365 °C
Hot tank heater capacity	25 MWe
Tank heater efficiency	0.98
Storage HTF fluid	Hitec Solar Salt Edit...
HTF density	1872.488 kg/m ³
Storage HTF min operating temp	238 °C
Storage HTF max operating temp	593 °C
Hot side HX approach temp	5 °C
Cold side HX approach temp	5 °C

Ilustración 23. Pestaña “Thermal Storage” del programa SAM.

Las pestañas a continuación permiten la modificación de parámetros clave relacionados con los costos, la vida útil de la planta o los beneficios derivados de su operación. Aunque estos parámetros son de gran importancia para la implementación de una nueva planta, en este caso no se han modificado los valores predeterminados establecidos por esta versión de SAM. Si bien el interés principal de este estudio es reducir el LCOE de la central en conjunto, este análisis será más cualitativo que cuantitativo. Las pestañas cuyos valores se mantuvieron por defecto son las siguientes: "System Control", "Grid Limits", "AC Degradation", "Installation Costs", "Operation Costs", "Financial Parameters", "Revenues", "Incentives" y "Depreciation". Cabe resaltar que se ha fijado el precio de la electricidad a 110\$/MWh en la ventana "Electricity Purchases".

4.3.2 Simulación del bloque fotovoltaico.

Las simulaciones se realizarán utilizando el modelo *PV detailed*. SAM ofrece una versión más simplificada, PV Watts, pero se ha utilizado la más completa para darle mayor rigurosidad a los resultados.

La pestaña “Location and Resource” es análoga a la simulación termosolar. Se importarán los mismos datos meteorológicos que para el bloque termosolar. Ante ello, la pestaña muestra las características principales de estos. A continuación, las pestañas “Module” e “Inverter” corresponden a la elección del módulo e inversor. La central se ha dimensionado a partir de la elección de estos, cálculos desarrollados en el apartado anterior, así que solo se ha de seleccionar los modelos seleccionados. El modelo del módulo es el LONGI Solar LR4-72HPH-430M y el del inversor es el Sungrow Power Supply SC1200UD-US.

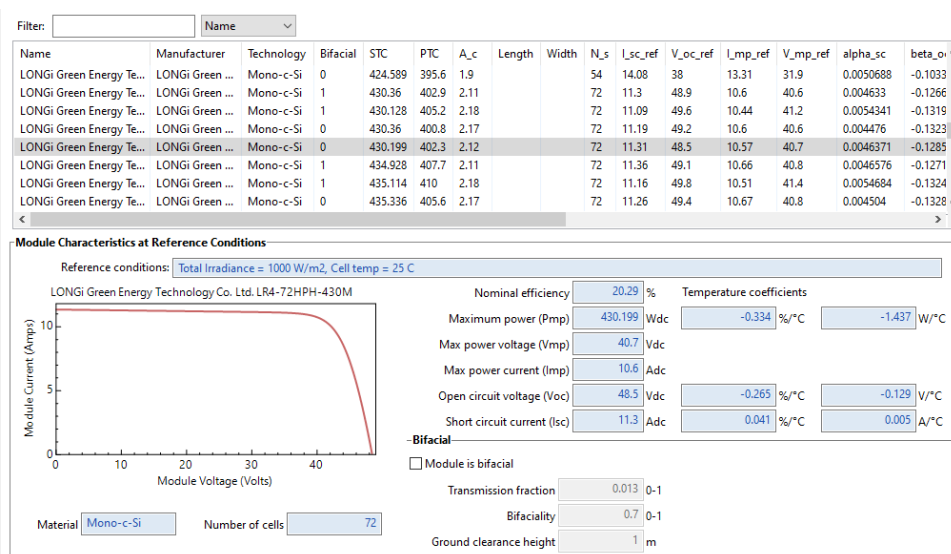


Ilustración 24. Pestaña “Module” del programa SAM.

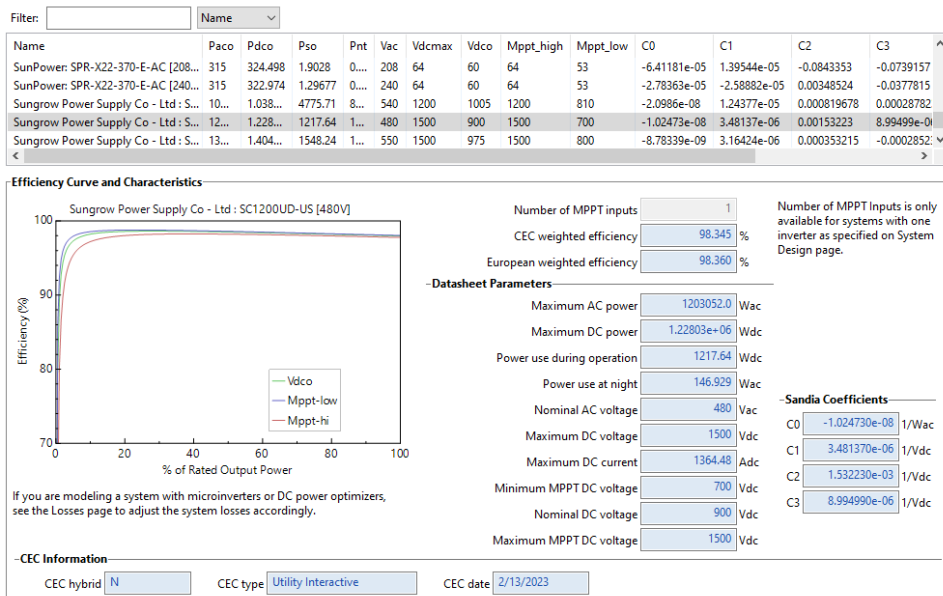


Ilustración 25. Pestaña “Inverter” del programa SAM.

En la siguiente pestaña, “System Design”, se encuentran los principales parámetros para caracterizar una central fotovoltaica. Para la central de 1.2 MW, se utiliza 1 inversor, 29 módulos por ramal y 105 ramales, tal como se dimensionó. Se modelarán 9 bloques fotovoltaicos, donde cada potencia crece en 1.2 MW con respecto a la anterior. En el programa SAM, la diferencia en la introducción de los datos se encuentra en esta pestaña, se cambiarán los datos de la cantidad de inversores y de la cantidad de ramales en paralelo. Nótese que, al cambiar estos datos, el número de módulos coincide con el campo fotovoltaico deseado al igual que la potencia. En la tabla 3 describen los datos que se cambiarán para cada simulación.

1 - System Design

AC Sizing

Number of inverters

DC to AC ratio

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

☐ Estimate Subarray 1 configuration

Sizing Summary

Nameplate DC capacity	<input type="text" value="1,309.956"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="3,045"/>
Total AC capacity	<input type="text" value="1,203.052"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="105"/>
Total inverter DC capacity	<input type="text" value="1,228.030"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="6,455.400"/> m ²

System and subarray capacity and voltage ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Electrical Configuration				
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="29"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="105"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="3,045"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,406.5"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,180.3"/>			
Multiple MPPT Inputs				
<input type="button" value="Set MPPT inputs"/>	<input type="text" value="1"/>			
	Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.			
Tracking & Orientation				
	<div><div><p>Azimuth</p><p>N = 0</p><p>W 270</p><p>S 180</p><p>E 90</p></div><div><p>Tilt</p><p>90 Vert</p><p>0 Horiz</p></div></div> <div><p><input type="radio"/> Fixed</p><p><input checked="" type="radio"/> 1 Axis</p><p><input type="radio"/> 2 Axis</p><p><input type="radio"/> Azimuth Axis</p><p><input type="radio"/> Seasonal Tilt</p><p><input type="checkbox"/> Tilt=latitude</p><p>Tilt (deg) <input type="text" value="0"/></p></div>			

Ilustración 26. Pestaña “System Design” del programa SAM.

nº inversores	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Numero de strings	105	210	315	420	525	630	735	840	945
Potencia PV [MW]	1.2	2.4	3.6	4.8	6	7.2	8.4	9.6	10.8

Tabla 3. Características de centrales fotovoltaicas modeladas en la central híbrida.

Los valores del resto de pestañas se han dejado por defecto. Se destaca que en este programa se puede especificar la degradación que sufre el sistema AC. Esta degradación se ha configurado como un 0.5 %, lo cual afectará la producción de energía eléctrica, año tras año.

5 MODELO DEL SISTEMA

En este capítulo, se realizará una introducción al modelo y la necesidad de este para una evaluación mucho más acertada de este tipo de centrales híbridas. Se describirá la lógica detrás de este modelo, la evaluación económica que se ha llevado a cabo y la estrategia de optimización.

5.1 Introducción al modelo

Así como en cualquier central de producción eléctrica, una central termosolar presenta una serie de equipos que requieren de energía eléctrica, como bombas, ventiladores, dispositivos electrónicos, entre otros. Cuando la central termosolar está produciendo energía eléctrica, estos consumos son cubiertos por el bloque de potencia de esta, y cuando no, se consume energía de la red para abastecer el consumo de estos equipos.

Al añadir un bloque fotovoltaico, con la configuración mostrada en el apartado 4.1, se añade una tercera fuente que cubre los parásitos, la producción fotovoltaica. Esta distribución de fuentes que cubren estos consumos está esquematizada en la ilustración 27.

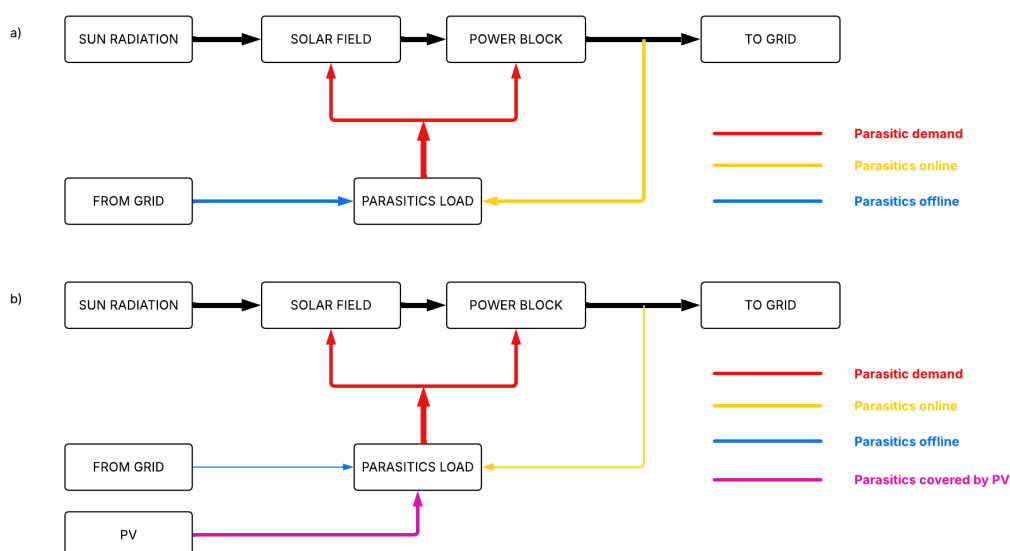


Ilustración 27. a) Esquema de consumos parásitos una central CSP. b) Esquema de consumos parásitos de la central híbrida. Fuente: Elaboración propia.

Evidentemente, al añadir el bloque PV, se necesitará una menor cantidad de ambas, en distinta proporción. Para saber con exactitud esta proporción, se realizará el siguiente procedimiento.

Se modelarán ambos bloques por separado en *SAM*, a partir de datos cinco minutales, y la integración de estos datos se realizará mediante *Python*. La necesidad planteada en esta introducción se resuelve por el programa de simulación *SAM*. Si bien *SAM* no proporciona directamente los dos consumos por separado, pueden hallarse mediante los resultados de la simulación. Según el manual proporcionado por NREL, *Technical Manual for the SAM Physical Trough Model*, este programa define como parásitos online a los consumos cubiertos por el bloque de potencia, y offline a los adquiridos de la red eléctrica. Para calcularlos, solo es necesario comprobar el valor del trabajo neto, o *gross*: Si este valor es igual a cero, significa que la carga parasita se está adquiriendo de la red, pero si es mayor que cero, significa que los está cubriendo desde el bloque de potencia. Entonces, para cada valor cinco minutal, tenemos definido si es *offline* y *online*.

La producción fotovoltaica puede reducir el consumo de cada uno, dependiendo de en qué modo de operación nos encontramos. Además, existe también la posibilidad de que esta producción exceda la carga parasita. Ya que el bloque PV está diseñado únicamente para esta labor, este exceso no se consumirá. A este valor se le denominará *PV curtailment*. Por lo tanto, la generación PV puede tener tres destinos: reducir el consumo *online*, reducir el consume *offline*, y perderse mediante el fenómeno de *curtailment*.

5.2 Descripción del modelo

Se modelarán ambos bloques por separado en *SAM*. El procedimiento consistirá en construir 5 columnas con los datos cinco minutales:

- La producción fotovoltaica que cubre los parásitos offline. (E1)
- La producción fotovoltaica que cubre los parásitos online. (E2)
- La producción fotovoltaica que no es consumida y por tanto se desperdicia, *curtailment*.
- Los nuevos consumos parásitos offline.
- Los nuevos consumos parásitos online.

Para ello, se hará uso del programa *MATLAB*. El diagrama de flujo de la ilustración 28 y la tabla 4 representan gráficamente el procedimiento a seguir en el código. A continuación, se describirán lo que sucede para cada escenario.

Cuando la central tiene consumos parásitos offline, significa que la central híbrida está obteniendo energía de la red eléctrica. Aquí, se llenan los datos en la matriz E1 con la energía PV que se está utilizando en lugar de tomarla de la red eléctrica principal, escenario b. Si la producción de energía PV no es suficiente, la central la adquiere de la red. Al igual que en el caso anterior, también se considera la energía que supera la carga como *curtailment*, escenario a.

Cuando la central tiene consumos parásitos *online*, significa que la central está entregando energía a la red eléctrica. En este caso, se registran los datos en la matriz E2, escenario d. Esta representa la cantidad de energía fotovoltaica que la central utiliza en lugar de tomarla del bloque de potencia termosolar. Si la producción de energía PV no es suficiente para cubrir la demanda, la central recurre al bloque de potencia principal para obtener la energía que falta. Y si la producción fotovoltaica supera la carga, el restante se llenará en la comuna *curtailment*, escenario c.

E1 representa la energía no adquirida de la red eléctrica, y E2 representa la producción extra que puede dar el bloque de potencia a red. La diferenciación entre E1 y E2 es clave para poder evaluar el efecto en el LCOE, tanto en el coste total de la central y la producción neta de energía eléctrica a la red.

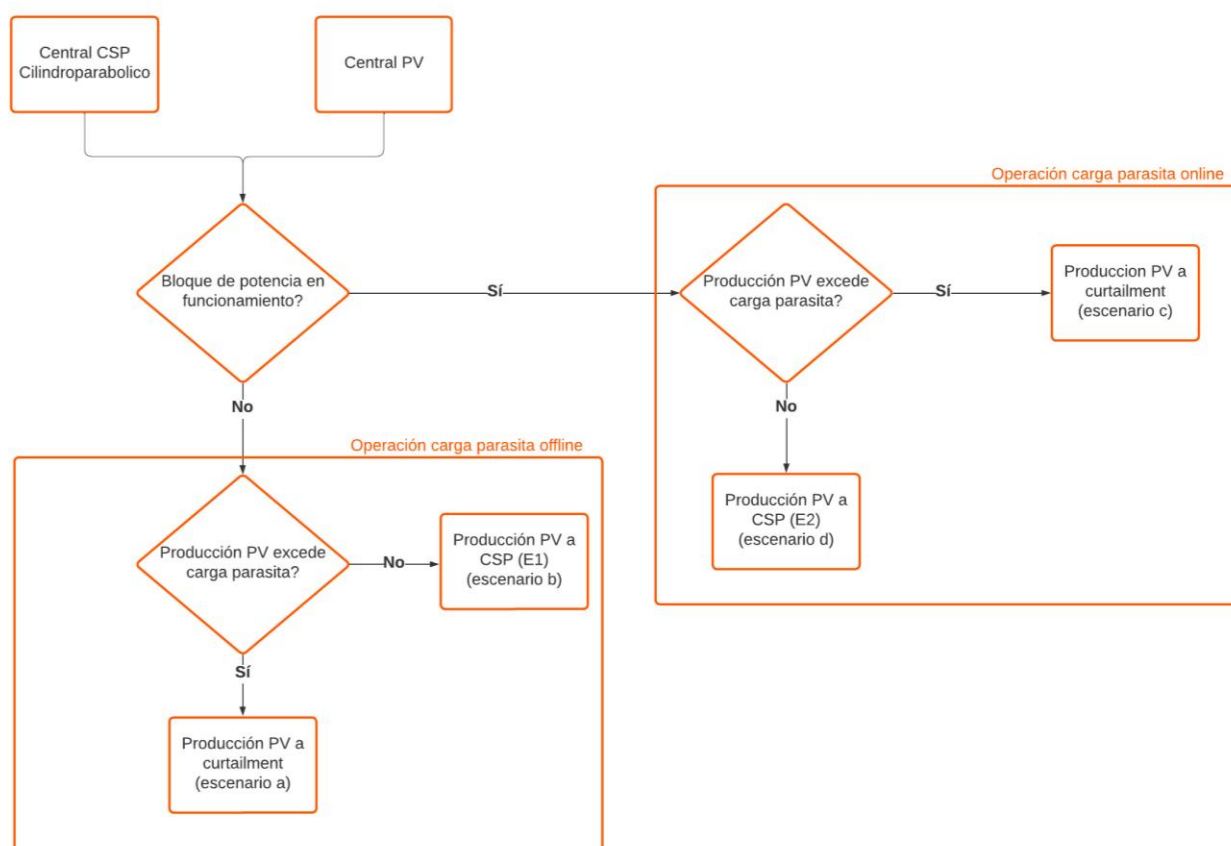


Ilustración 28. Diagrama de flujo de operación. Fuente: Elaboración propia.

Escenario	Bloque de potencia en funcionamiento	Consumo de parásitos	Exceso de producción PV	Nomenclatura de energía utilizada
a	No	Offline	Si	-
b	No	Offline	No	E1
c	Si	Online	Si	-
d	Si	Online	No	E2

Tabla 4. Escenarios para la estrategia de operación. Fuente: Elaboración propia

5.3 Evaluación económica

La métrica utilizada para la evaluación económica de esta central híbrida es el LCOE. Su fórmula recoge en el numerador todos los costes, actualizados al año presente, que presenta esta central a lo largo de su vida útil y en el denominador toda la energía producida, a lo largo del mismo periodo.

La energía que originalmente cubría los parásitos desde el bloque de potencia y que es remplazada por la producción fotovoltaica, se considerará como una energía extra inyectada a la red. Por lo tanto, esta energía, denominada como E2, se añadirá al total de energía producida por la central termosolar, actualizada.

La energía E_1 , que es la fracción de la producción eléctrica usada para los parásitos que originalmente se adquiriría de la red, se considerará como un gasto que no se ha tenido que realizar. De manera análoga, esta afecta en el coste total de la vida de la central híbrida, restando al coste total de la planta. En resumen, los costes totales quedarían como en la ecuación 5.5, como la suma del coste de vida total de ambas centrales menos el monto que corresponde a la energía ahorrada por no consumir de la red.

$$LCOE_j = \frac{TLCC_j}{E_{produced_j}} \quad (5-1)$$

$$E_{produced_j} = \Sigma \left(\frac{E_j}{(1+d)^i} \right)_j \quad (5-2)$$

$$TLCC_{PV} = LCOE_{PV} * E_{produced_{PV}} \quad (5-3)$$

$$TLCC_{CSP} = LCOE_{CSP} * E_{produced_{CSP}} \quad (5-4)$$

$$TLCC_{HYBRID} = TLCC_{PV} + TLCC_{CSP} - \Sigma \left(\frac{E_1}{(1+d)^i} \right) * PPA \quad (5-5)$$

$$E_{produced_{HYBRID}} = E_{produced_{CSP}} + \Sigma \left(\frac{E_2}{(1+d)^i} \right) \quad (5-6)$$

$$LCOE_{HYBRID} = \frac{TLCC_{HYBRID}}{E_{produced_{HYBRID}}} \quad (5-7)$$

5.4 Metodología de optimización

El objetivo es encontrar la configuración, tanto para la central termosolar como para la fotovoltaica, en la que los consumos parásitos sean cubiertos por la producción fotovoltaica, de tal forma que este ejercicio resulte en el menor valor posible del LCOE de la central conjunta.

Para la central termosolar, como ya se mencionó y justifico anteriormente, se tomará una potencia neta de 50MW. Los parámetros principales que definen e influyen en una central termosolar son el múltiplo solar y las horas de almacenamiento. Se evaluarán las siguientes horas de almacenamiento: de 7.5, 10.5, 13.5 y 16.5 horas. Y para cada una de estas horas de almacenamiento se evaluarán múltiplos solares de 2 hasta 5, con intervalos de 0.5.

6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo, se mostrarán los resultados más relevantes de las simulaciones realizadas. En primer lugar, se mostrará los resultados que se han obtenido para una simulación, para demostrar los datos que se pueden obtener y las conclusiones que se puede obtener a partir de ellos. En los siguientes apartados, se mostrarán los resultados para cada dimensión de almacenamiento, los resultados en función de su múltiplo solar.

6.1 Procedimiento descrito.

Como ya se comentó en la metodología, se ha utilizado el programa para la unión de ambas simulaciones. Por un lado, se simuló todos los bloques fotovoltaicos. Y por otro, los bloques termosolares. Para cada central termosolar, se ha desarrollado un código que permite implementar el diagrama de flujo descrito en la ilustración 28. De esta forma, mediante una simulación de un central termosolar y los resultados de los 9 bloques fotovoltaicos, se obtienen 9 centrales híbridas. Se ha realizado este procedimiento para las 28 configuraciones de una central termosolar simulada, concluyendo así en un total de 252 posibles configuraciones de centrales híbridas.

6.2 Resultados de los bloques fotovoltaicos

Como primer paso en las simulaciones, era necesario obtener los datos de los bloques fotovoltaicos. Como ya se comentó, se parte desde la configuración para 1.2 MW y se hará un barrido desde esta potencia hasta 10.8 MW. Como se puede apreciar a continuación, los resultados bastante lógicos. El factor de capacidad es el mismo, al igual que el LCOE, y la producción eléctrica anual y el coste total de vida (TLCC) tiene un crecimiento lineal. Es precisamente este último dato el que se utilizará para calcular el LCOE de las simulaciones de centrales híbridas, además de los datos cinco minutales para cada distinta potencia.

nº inversores	1	2	3	4	5	6	7	8	9
nº de <i>strings</i>	105	210	315	420	525	630	735	840	945
PV Power [MW]	1.2	2.4	3.6	4.8	6	7.2	8.4	9.6	10.8
Producción anual [GWh]	2.45	4.90	7.35	9.81	12.26	14.71	17.16	19.61	22.06
Factor de capacidad [%]	23	23	23	23	23	23	23	23	23
LCOE nominal [\$/kWh]	5.511	5.511	5.511	5.511	5.512	5.512	5.512	5.512	5.512

LCOE real [\$/kWh]	4.401	4.401	4.401	4.401	4.401	4.401	4.401	4.401	4.401
TLCC [M\$]	1.3508	2.7017	4.0525	5.4034	6.7543	8.1052	9.4560	10.8069	12.1578

Tabla 5. Resultados de centrales fotovoltaicas. Fuente: elaboración propia.

6.3 Resultados del bloque termosolar.

Antes de entrar en detalle en las simulaciones de las centrales híbridas, se ha considerado relevante mostrar la optimización de la central termosolar sola. Para 7.5 y 10.5 horas de almacenamiento, las mejores configuraciones son para un múltiplo solar de 3, y para 13.5 y 16.5, para un múltiplo solar de 3.5. Dentro de todas las configuraciones de partida, la configuración con menor LCOE resulta de una central con 10 horas de almacenamiento y múltiplo solar de 3.5.

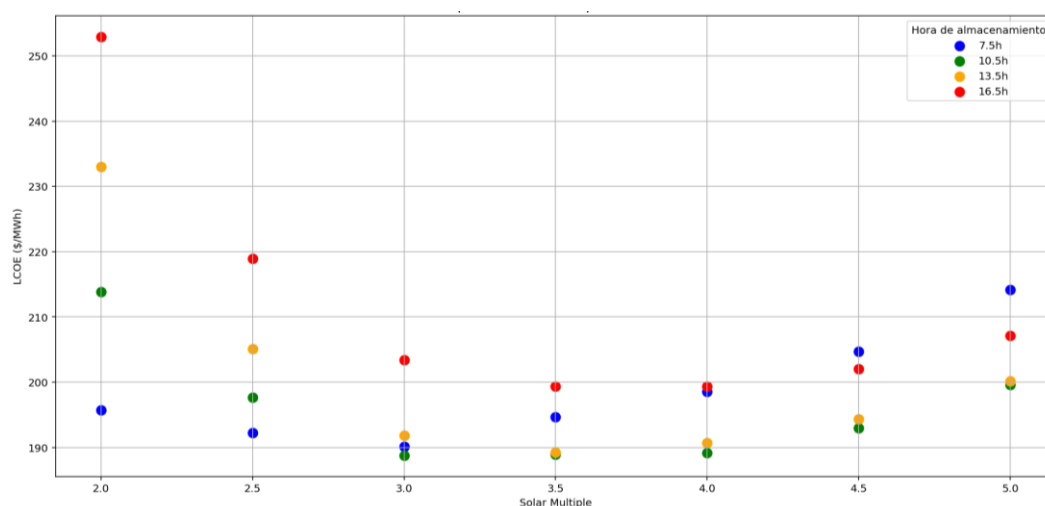


Ilustración 29. Optimización del bloque termosolar. Fuente: Elaboración propia.

6.4 Resultados para una simulación

Para ilustrar los resultados que hemos obtenido para cada simulación, se ha utilizado los resultados de la configuración de un central termosolar de múltiplo solar de 2.5 y unas horas de almacenamiento de 7.5.

Reducción del LCOE.

Por cada configuración de central termosolar simulada, se puede obtener una gráfica como la de la ilustración 30. La adición del bloque fotovoltaico siempre reduce el LCOE, pero existe una configuración para la cual el tamaño del bloque PV logra reducir este valor hasta un mínimo, y a partir del cual vuelve a subir. En la ilustración 30 se puede visualizar este efecto de manera bastante clara. En esta configuración de central cilindro parabólico, el mínimo LCOE se encuentra para un bloque fotovoltaico de 4.8 MWpico.

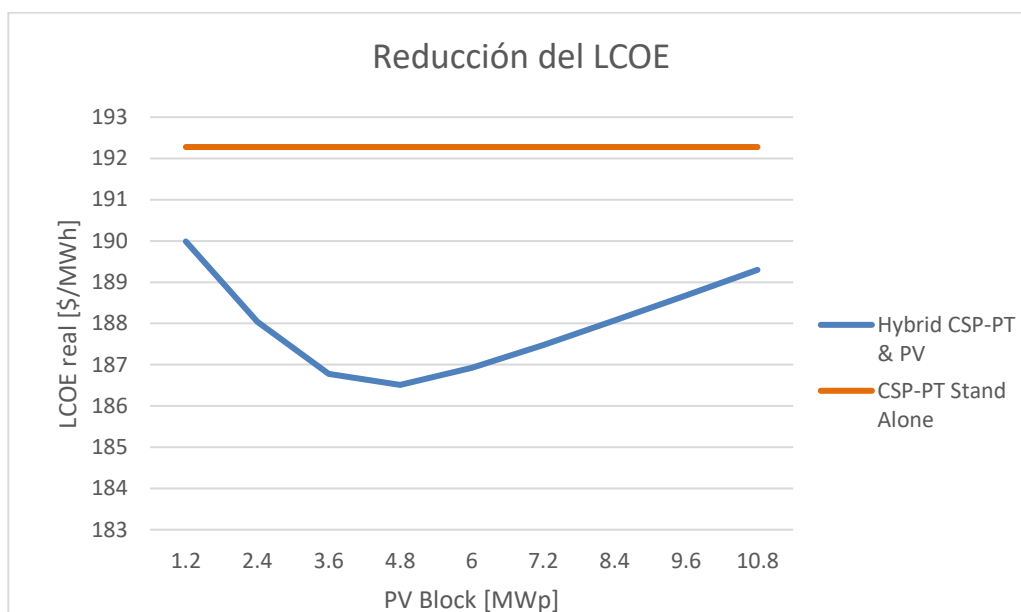


Ilustración 30. LCOE total vs bloque de potencia PV instalada. Fuente: elaboración propia

Desperdicio de energía (*Curtailment*).

Además, como ya se ha comentado, cuando la producción PV excede la demanda de parásitos, se considera este exceso como desperdicio (*curtailment*). Por ello, existe un compromiso entre la cantidad de energía aprovechada del total de la producción PV y la reducción del LCOE. Para cierto valor de *curtailment*, este exceso penaliza más que el beneficio económico obtenido, debido a la energía no remunerada y a los costes de instalación de un bloque de mayor tamaño. Para esta configuración, es favorable añadir mayor potencia PV a pesar del *curtailment*, hasta un valor del 28% de la potencia de la central termosolar. A partir de este valor, el LCOE comienza a aumentar.

Para un bloque fotovoltaico de 7.2MWp, la energía usada se iguala a la desperdiciada, siendo esta el 100% de la usada, o, equivalentemente, el 50% de la producción total.

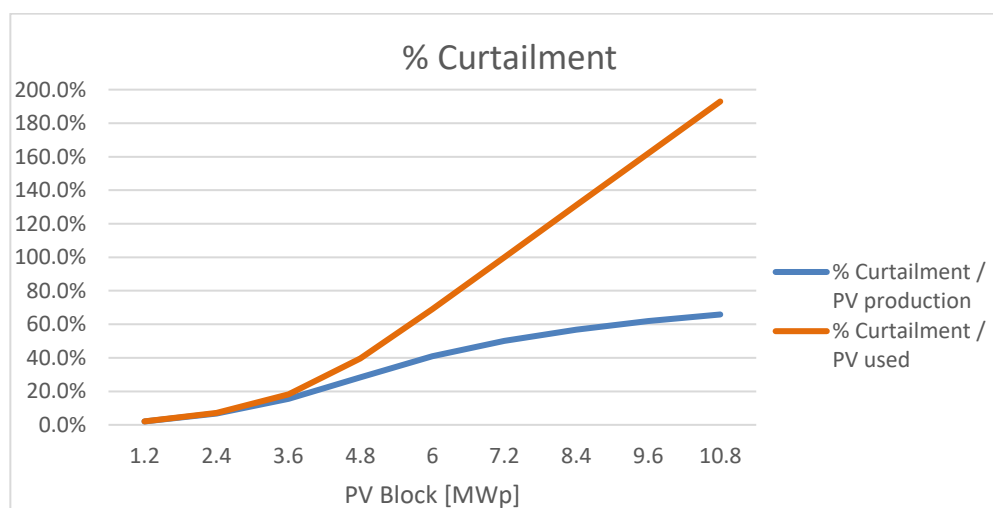


Ilustración 31. *Curtailment* sobre la producción total de PV y sobre la producción total utilizada.

Distribución de consumos auxiliares.

Para una central termosolar, los consumos parásitos tienen dos fuentes: de red eléctrica, o del propio bloque de potencia. Para la central simulada se le añade la energía del bloque fotovoltaico. Como se mencionó previamente, se ha distinguido dentro de la energía utilizada por el bloque fotovoltaico:

- Los consumos *offline* cubiertos por el bloque fotovoltaico.
- Los consumos *online* cubiertos por el bloque fotovoltaico.

En la ilustración 32, se muestra la nueva distribución de consumos parásitos, teniendo en cuenta estas 4 tipologías. Los consumos parásitos *online* cubiertos por el bloque fotovoltaico siempre son superiores a los *offline*. Esto tiene todo el sentido, ya que este bloque solo producirá electricidad en el día, cuando la central termosolar también esté funcionando. Los consumos *offline* cubiertos serán únicamente en horas de sol del día en los que la radiación no sea lo suficientemente alta para comenzar la producción de energía eléctrica, porque en este caso, estaríamos en cubriendo consumos parásitos *online*. La distribución en porcentaje de energía utilizada se puede apreciar en la ilustración 33. Resulta interesante ver como el LCOE mínimo se alcanza cuando el porcentaje de energía utilizada para cubrir la demanda online es máximo, mostrando así lo interesante que es evitar tomar energía del bloque de potencia, a priori mucho más influyente que evitar tomar energía de la red.

Esto además da lugar a una interesante aplicación: debido a lo interesante que resulta evitar tomar energía desde el bloque de potencia para los parásitos, y usar una energía de un LCOE muy bajo como la PV, resulta evidente pensar que la suma de un bloque de potencia eólica, la cual está caracterizada por tener una mayor producción en horas de noche, podría ser una hibridación ideal para la tecnología termosolar. Cuando la central termosolar esté dando energía de noche, se podría evitar el consumo de su propio bloque de potencia, y cuando no haya suficiente almacenamiento, esta producción eólica podría evitar tomar energía de la red. Esto podría tener un gran interés siempre y cuando la región, además de poseer una elevada DNI anual, presente también un recurso eólico suficiente para un parque eólico.

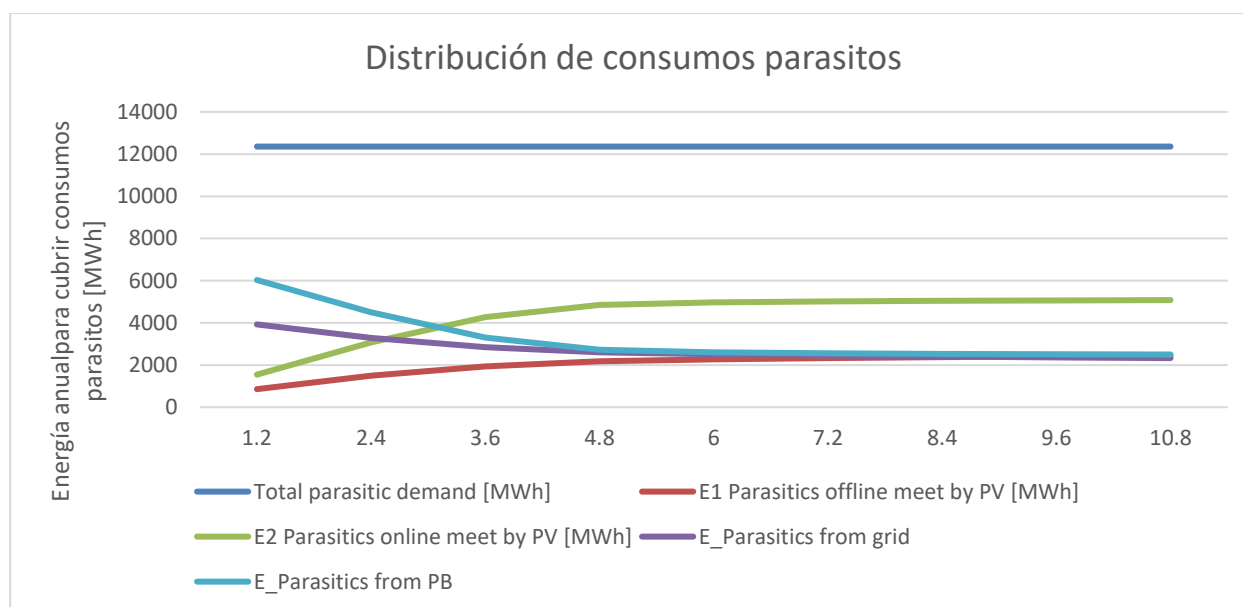


Ilustración 32. Distribución de consumos parásitos de la central híbrida, para los distintos bloques fotovoltaicos simulados. Fuente: Elaboración propia.

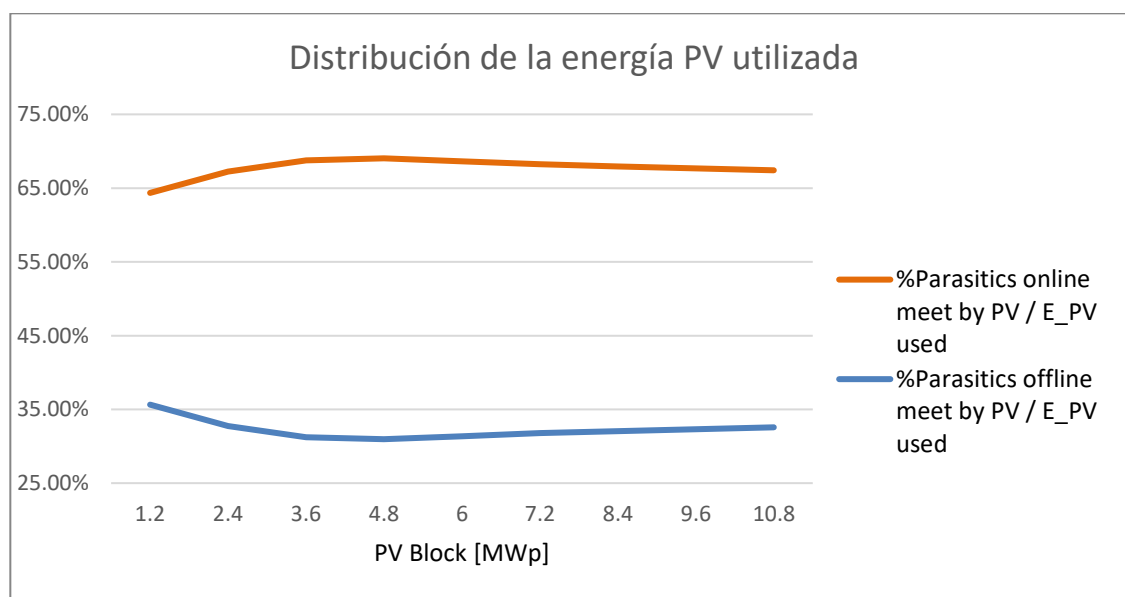


Ilustración 33. Distribución de energía PV utilizada.

Por último, se ha de mencionar que sería de gran interés realizar este mismo análisis, implementando resistencias eléctricas, *electrical heaters*, para utilizar la energía no aprovechada. En este caso, no existiría *curtailment*, y si bien esta energía sería mucho menor al ser primero vertida en los tanques de almacenamiento, es evidente que elevaría la energía eléctrica producida por la central, la cual se reduce al máximo el LCOE. Este tipo de hibridación, como ya se mencionó, está muy pronta a ser implementada por primera vez, por lo que la práctica, experiencia y conocimiento que estas centrales puedan ofrecer será clave para medir con mayor precisión este comportamiento.

6.5 Resultados de optimización.

Se simularon 36 configuraciones de centrales cilindro parabólicas, y para cada una se hizo la evaluación para las 10 potencias voltaicas propuestas. Esto da un total de 360 posibles configuraciones. El mapa de calor representado en la ilustración 34 permite apreciar la influencia del múltiplo solar y la potencia sobre el LCOE total, para cada sistema de almacenamiento.

Los valores más bajos de LCOE se encuentran en una zona en concreta, centralizada en todos los mapas de calor. Los valores mínimos no varían mucho dentro de las distintas horas de almacenamiento, a excepción de las centrales con 16.5 horas de almacenamiento, las cuales sí que presentan valores más altos. Un aspecto interesante de este mapa es el rango en el que se mueve el LCOE: Si bien para las primeras tres horas de almacenamiento los máximos y mínimos tiene una distribución similar, para una capacidad e almacenamiento del 6.5, estos valores son notablemente mayores. Esto parece indicar que para una capacidad de 16.5 horas de almacenamiento, la configuración de 50MW no es la óptima.

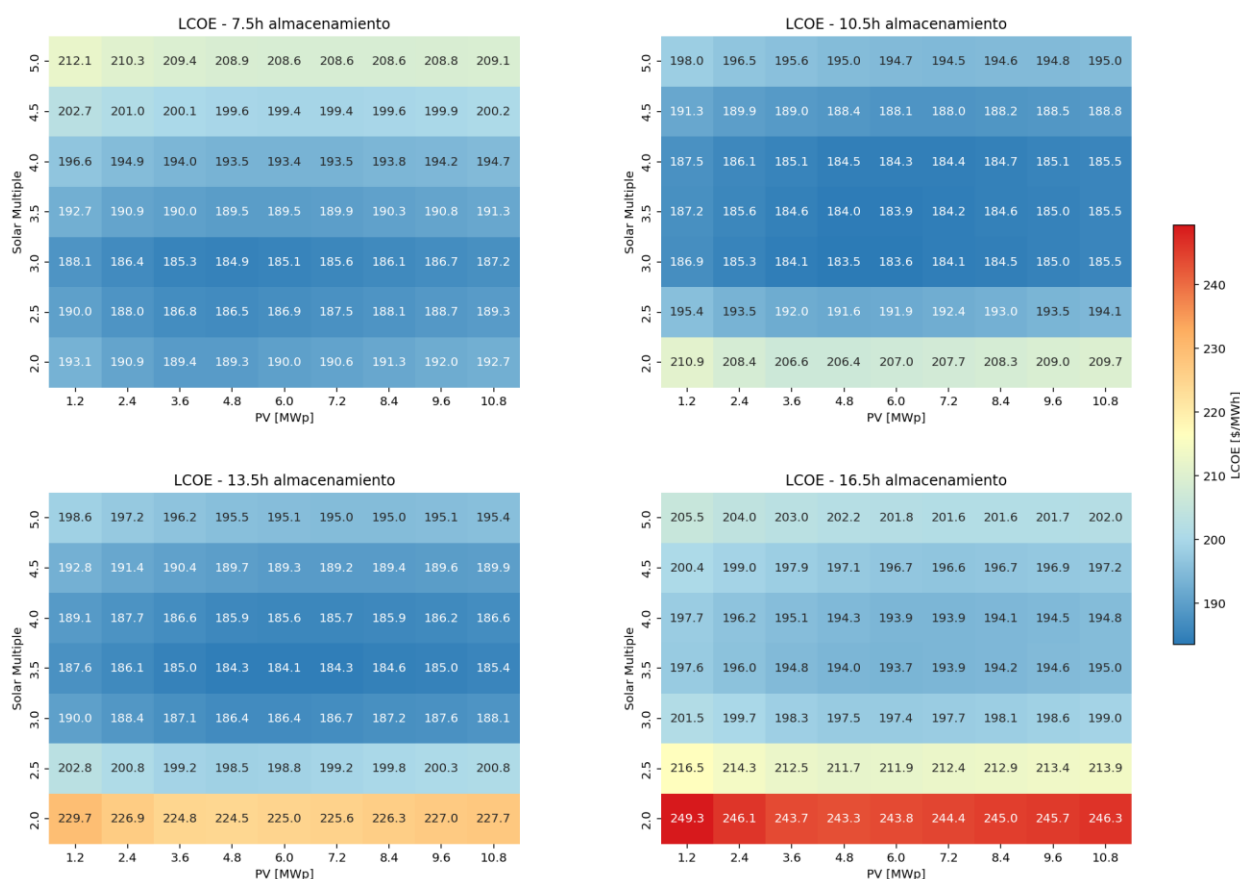


Ilustración 34. Mapa de calor del LCOE todas las simulaciones. Fuente: elaboración propia.

Además, representado estos valores en la ilustración 35, muestran como las curvas de múltiplo solar para las configuraciones que se obtiene el LCOE mínimo, se suavizan de forma distinta. Y tal vez lo más destacado de esta, es que se aprecia como para un múltiplo de 3 y 3.5, los valores de LCOE son los mínimos y son muy similares para las horas de almacenamiento de 7.5 10.5 y 13.5. Si bien estos LCOE son muy similares, una central con mayor capacidad de almacenamiento tendrá un mayor coeficiente de carga, el cual permitirá vender mucha mayor energía al mercado eléctrico. Esto puede resultar interesante en caso se tenga un precio de venta fijado para centrales de este tipo, como sucede en España.

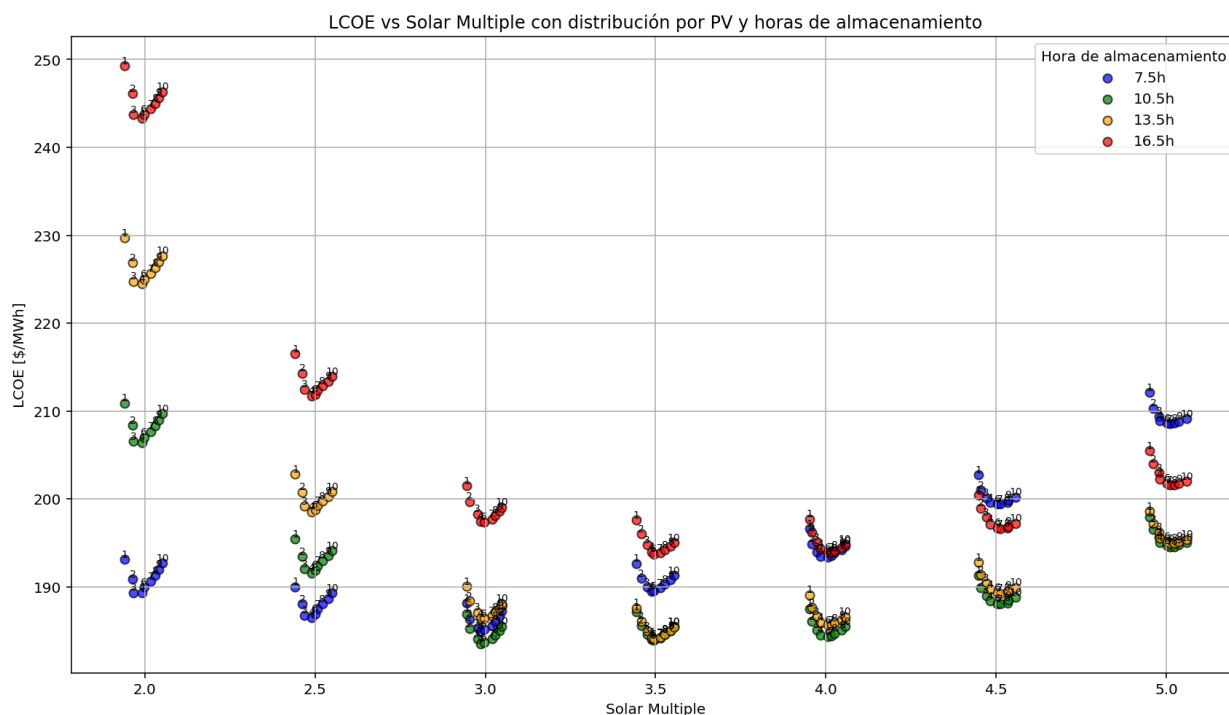


Ilustración 35. LCOE ordenado por múltiplo solar, horas de almacenamiento y potencia PV. Fuente: elaboración propia.

Por último, la configuración de menor LCOE, se ha conseguido para un múltiplo solar de 3, y para 10.5 horas de almacenamiento, la cual es la misma configuración con la que se encontró el menor LCOE para las centrales únicamente termosolares simuladas, ver ilustración 29. Pero se ha considerado relevante también destacar los mínimos para 7.5 y 10.5 horas de almacenamiento, tras ver los resultados globales en la ilustración 34. Estas tres con sus principales parámetros y resultados se recogen en la tabla 6.

Potencia termosolar	50 MW	50 MW	50 MW
Múltiplo Solar	3	3	3.5
Horas de almacenamiento	10.5	7.5	13.5
Potencia fotovoltaica [MWp]	4.8	4.8	6
<i>Curtaiment</i> PV (sobre la producción PV) [%]	22.5	27.2	27.9
LCOE termosolar [\$/MWh]	188.76	190.17	189.25
LCOE híbrida [\$/MWh]	183.51	184.89	184.69
Reducción del LCOE [%]	2.34	2.78	2.72
% de potencia PV sobre la termosolar	9.6	9.6	12
Factor de capacidad [%]	43.61	40.03	50.14

Tabla 6. Configuraciones con menor LCOE de la central conjunta.

7 CONCLUSIONES

En este estudio, se ha analizado una planta de energía híbrida que combina un sistema termosolar de concentración, de tipología cilindro parabólico, con paneles fotovoltaicos, enfocándose en la optimización del múltiplo solar, las horas de almacenamiento y la capacidad fotovoltaica para minimizar el Coste Nivelado de Energía (LCOE). Las conclusiones a continuación son fruto de este proyecto, y se ha de tener en cuenta todos los parámetros y condiciones que se han descrito, para sus futuras aplicaciones. Los datos meteorológicos son de Sevilla, y para cualquier otra ubicación se ha de realizar el estudio correspondiente.

Se han obtenido las siguientes conclusiones:

- (1) La adición de un bloque fotovoltaico para el consumo parasito de una termosolar siempre disminuye sus costes, aún si es en menor medida.
- (2) La configuración que minimiza el LCOE es la siguiente: una central termosolar de 50 MW, con un múltiplo solar de 3, con horas de almacenamiento de 10.5, y una potencia fotovoltaica de 4.8 MW.
- (3) Para 13.5 horas de almacenamiento, el LCOE es una unidad superior al LCOE mínimo, pero el factor de capacidad se eleva un 10%, llegado al 50%.
- (4) Existe un valor en concreto de potencia fotovoltaica, para el cual el LCOE híbrido deja de disminuir, para cada una de las configuraciones.
- (5) El uso de la energía fotovoltaica para remplazar la energía adquirida de red eléctrica, aún con un precio de 110 \$/MWh como el que sea simulado en SAM, tiene un efecto mucho menor que el que remplaza la energía que no se toma del bloque de potencia. Esto quiere decir que es mucho más interesante evitar tomar la energía de bloque de potencia que no adquirirla de red. Una aplicación, en la que se tuviera un emplazamiento con DNI anuales altas y, además, recurso eólico, podría añadirse a esta hibridación.
- (6) El *curtailment*, aún para las configuraciones optimas, ronda el 30 % de la producción fotovoltaica. La aplicación de *electrical heaters* podría aprovechar esta energía desperdiciada. Una central con este elemento sería un interesante estudio, ya que probablemente obtengamos una optimización distinta a la de este trabajo.

REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency (IEA), “Renewables 2023 – Electricity,” IEA (International Energy Agency). Accessed: Aug. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/electricity>
- [2] H. R. M. R. P. Ritchie, “Renewable Energy,” Our World in Data. Accessed: Aug. 23, 2025. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/renewable-energy>
- [3] Aurora Solar, “Understanding the California Duck Curve for Daily Load Projections,” Aurora Solar Blog. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://aurorasolar.com/blog/the-duck-curve-a-review-of-californias-daily-load-predictions/>
- [4] Lazard, “Levelized Cost of Energy+ (June 2024),” 2024. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf
- [5] International Renewable Energy Agency, “Renewable Power Generation Costs in 2022,” Abu Dhabi. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-pt-vue/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf
- [6] L. Pilotti, M. Colombari, A. F. Castelli, M. Binotti, A. Giaconia, and E. Martelli, “Simultaneous design and operational optimization of hybrid CSP-PV plants,” *Appl Energy*, vol. 331, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120369.
- [7] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Capacity Statistics 2023,” Abu Dhabi, 2023. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: https://unreeca.org/wp-content/uploads/2023/04/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2023.pdf
- [8] REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), “RENEWABLES 2023 GLOBAL STATUS REPORT – Global Overview,” Paris, 2023. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2023_GlobalOverview_Full_Report_with_endnotes_web.pdf
- [9] International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2023,” Paris, 2023. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>
- [10] WindEurope, “Immediate actions needed to unblock grid capacity for more wind energy,” WindEurope. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/immediate-actions-needed-to-unblock-grid-capacity-for-more-wind-energy/>
- [11] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, “Renewable 2024 Global Status Report: Global Overview,” Paris, 2024. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: https://www.ren21.net/gsr-2024/modules/global_overview/
- [12] International Hydropower Association, “Pumped Hydro.” Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage>
- [13] Royal Society, “Climate Science Solutions: Batteries,” London, 2021. Accessed: Aug. 24, 2025.

- [Online]. Available: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/climate-change-science-solutions/climate-science-solutions-batteries.pdf>
- [14] International Energy Agency, “Global Hydrogen Review 2024,” Paris, 2024. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>
- [15] Iberdrola, “Energy storage: the key to a decarbonised future,” Iberdrola. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sustainability/efficient-energy-storage#:~:text=Hydroelectric%20pumping,energy%20with%20rapid%20response%20times>
- [16] Fundeen, “Primas a las renovables, la cronología,” Fundeen. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.fundeen.com/blog-energias-renovables/primas-a-las-renovables>
- [17] Material Eléctrico, “España bate todos los récords de instalación de renovables en 2022.” Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://material-electrico.cdecomunicacion.es/sector-electrico/133964/espana-bate-todos-los-records-de-instalacion-de-renovables-en-2022>
- [18] Circe Centro Tecnológico, “La capacidad de los nudos de la red eléctrica se recortará un 5,5 % en 2026 según REE.” Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.fcirce.es/blog/la-capacidad-de-los-nudos-de-la-red-electrica-se-recortara-un-55-en-2026-segun-ree>
- [19] Energías Renovables, “El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, revisado. Así estaba y así está,” Energías Renovables. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/panorama/espana-quiere-mas-que-duplicar-su-parque-20230629>
- [20] Agua alimentos y sostenibilidad, “España se aleja de los objetivos de instalaciones fotovoltaica y eólica para 2030,” Foro Agua, Alimentos y Sostenibilidad. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://aguaalimentosysostenibilidad.es/espana-se-aleja-de-los-objetivos-de-instalaciones-fotovoltaica-y-eolica-para-2030/>
- [21] SolarPACES, “CSP Projects Around the World,” SolarPACES. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.solarpaces.org/worldwide-csp/csp-projects-around-the-world/>
- [22] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Global Renewables Outlook: Regional Factsheets – Middle East & North Africa (MENA),” Abu Dhabi, 2020. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_GRO_R07_MENA.pdf
- [23] J. Dersch, S. Dieckmann, K. Hennecke, R. Pitz-Paal, M. Taylor, and P. Ralon, “LCOE reduction potential of parabolic trough and solar tower technology in G20 countries until 2030,” in *AIP Conference Proceedings*, American Institute of Physics Inc., Dec. 2020. doi: 10.1063/5.0028883.
- [24] K. Johnson, “Good taste and food security: How Sundrop used solar to bring tomatoes to the desert,” RenewEconomy. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://reneweconomy.com.au/good-taste-and-food-security-how-sundrop-rewrote-rules-of-tomato-crops/>
- [25] Vast, “Current Projects,” Vast. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.vast.energy/current-projects>
- [26] Cerro Dominador, “Reporte de Sostenibilidad 2022,” Santiago (Chile), 2022. Accessed: Aug. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.cerrodominador.com/docs/reportes/Reporte-Sostenibilidad-2022.pdf>
- [27] SolarPACES, “Potential for Solar Thermal Energy By Country: Chile,” SolarPACES. Accessed: Aug. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.solarpaces.org/worldwide-csp/csp-potential-solar-thermal-energy-by-country/chile/>
- [28] S. Kraemer, “What happened with Crescent Dunes?,” SolarPACES — CSP News & Analysis. Accessed: Aug. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.solarpaces.org/what-happened-with-crescent-dunes/>
- [29] C. Hernández, R. Barraza, A. Saez, M. Ibarra, and D. Estay, “Potential map for the installation of concentrated solar power towers in Chile,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 9, May 2020, doi: 10.3390/en13092131.

- [30] S. International Energy Agency (IEA), “Concentrating Solar Power Roadmap (Foldout),” 2010. Accessed: Aug. 28, 2025. [Online]. Available: https://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/csp_roadmap_foldout.pdf
- [31] D. Carroll, “Vast Solar to build 30 MW/288 MWh CSP plant in Australia,” pv magazine Australia.
- [32] HeliosCSP, “China tiene ahora 30 proyectos de termosolar con almacenamiento de energía térmica en marcha,” HeliosCSP. Accessed: Aug. 28, 2025. [Online]. Available: https://helioscsp.com/china-tiene-ahora-30-proyectos-de-termsolar-con-almacenamiento-de-energia-termica-en-marcha/?utm_source=chatgpt.com
- [33] SolarPACES, “Redstone Tower CSP project in South Africa begins commissioning,” SolarPACES. Accessed: Aug. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.solarpaces.org/completed-redstone-tower-csp-project-in-south-africa-is-online/>
- [34] REN21, “Concentrating Solar Thermal Power (CSP),” Renewables 2023 Global Status Report Collection: Renewables in Energy Supply. Accessed: Aug. 29, 2025. [Online]. Available: https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/02_market_developments/08_csp/
- [35] Protermsolar (Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar), “Proyectos en España,” Protermsolar – Plataforma de Proyectos Termosolares en España. Accessed: Aug. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.protermsolar.com/proyectos-en-espana/#op4>
- [36] SolarPACES, “Potential for Solar Thermal Energy By Country: Spain,” SolarPACES. Accessed: Sep. 01, 2025. [Online]. Available: https://www.solarpaces.org/worldwide-csp/csp-potential-solar-thermal-energy-by-country/spain/?utm_source=chatgpt.com
- [37] HeliosCSP, “La energía termosolar en España, una oportunidad para un futuro descarbonizado,” HeliosCSP – Portal de noticias de energía termosolar. Accessed: Sep. 01, 2025. [Online]. Available: <https://helioscsp.com/la-energia-termsolar-en-espana/>
- [38] Ó. Balseiro, “El autoconsumo termosolar puede desplazar hasta el 90 % de los combustibles fósiles que requieren los procesos industriales, según Protermsolar,” Protermsolar – Noticias termosolares. Accessed: Sep. 01, 2025. [Online]. Available: <https://www.protermsolar.com/noticias/el-autoconsumo-termsolar-puede-desplazar-hasta-e/>
- [39] R. J. Ramorakane and F. Dinter, “Evaluation of parasitic consumption for a CSP plant,” in *AIP Conference Proceedings*, American Institute of Physics Inc., May 2016. doi: 10.1063/1.4949174.
- [40] R. P. Merchán, M. J. Santos, A. Medina, and A. Calvo Hernández, “High temperature central tower plants for concentrated solar power: 2021 overview,” Mar. 01, 2022, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.rser.2021.111828.
- [41] SENER, “Gemasolar: 24 horas de energía solar,” SENER – Grupo Sener. Accessed: Sep. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.group.sener/proyecto/gemasolar/>
- [42] Enerstar Solar Thermal Project S.A., “Centrales Solares Termoeléctricas (CSP),” Enerstar – Centrales CSP. Accessed: Sep. 02, 2025. [Online]. Available: https://www.enerstar.es/ver/179/Centrales-Solares-Termoel%C3%A9ctricas-CSP.html?utm_source=chatgpt.com
- [43] M. Colombari, “Design and operation optimisation of highly integrated CSP-PV hybrid power plants,” Politecnico di Milano, Milan, Italy, 2020. Accessed: Sep. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.politesi.polimi.it/retrieve/b0750a86-ba28-4657-a663-5040a5aeb0df/Akis.pdf>
- [44] S. Kraemer, “Morocco Pioneers PV with Thermal Storage at 800 MW Midelt CSP Project,” SolarPACES — CSP News & Analysis. Accessed: Sep. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.solarpaces.org/morocco-pioneers-pv-to-thermal-storage-at-800-mw-midelt-csp-project/#:~:text=Morocco's%20800%20MW%20solar%20hybrid,at%207%20cents%20per%20kWh>
- [45] R. Thonig and J. Lilliestam, “Cross-technology legitimacy feedback: The politics of policy-led innovation for complementarity in concentrating solar power,” *Environ Innov Soc Transit*, vol. 52, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.eist.2024.100884.

- [46] Ó. Balseiro, “SENER lanza Solgest-1, la primera central híbrida de termosolar con almacenamiento y fotovoltaica de España,” HeliosCSP – Portal de noticias de energía termosola. Accessed: Sep. 02, 2025. [Online]. Available: <https://reve.aeeolica.org/2021/11/18/sener-lanza-solgest-1-la-primer-central-hibrida-de-termosolar-con-almacenamiento-y-fotovoltaica-de-espana/>
- [47] J. Pedrosa, “BOE: 8 proyectos con 265 MW de fotovoltaica y 50 MW de hibridación eólica en la tercera semana de junio,” pv magazine España. Accessed: Sep. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2025/06/23/boe-8-proyectos-con-265-mw-de-fotovoltaica-y-50-mw-de-hibridacion-eolica-en-la-tercera-semana-de-junio/>
- [48] Sustainability & Innovation Centre (MBRSIC), “Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park,” Sustainability & Innovation Centre – MBRSIC. Accessed: Sep. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.mbrsic.ae/en/about/mohammed-bin-rashid-al-maktoum-solar-park/>
- [49] BV Swagath, “DEWA: Tracking progress made by UAE-based company in CSP and solar PV,” NS Energy Business – Features. Accessed: Sep. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.nsenergybusiness.com/features/dewa-tracking-progress-made-csp-solar-pv-uae/>
- [50] E. Broughton, “ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT FOR ACWA POWER SOLARRESERVE REDSTONE PHOTOVOLTAIC POWER PROJECT ON THE REMAINING EXTENT OF THE FARM NO. 469 NEAR POSTMASBURG, NORTHERN CAPE PROVINCE BASIC ASSESSMENT SUBMITTED AS ADDENDUM TO THE SOCIO-ECONOMIC IMPACT ASSESSMENT,” 2018.
- [51] M. Mehos *et al.*, “Concentrating Solar Power Best Practices Study,” 2020. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [52] M. J. Wagner and P. Gilman, “Technical Manual for the SAM Physical Trough Model,” 2011. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge>