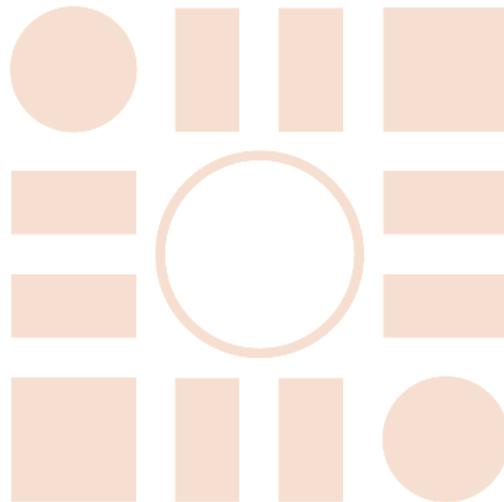


Universidad de Alcalá
Escuela Politécnica Superior

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

Trabajo Fin de Máster

*“Análisis de la tecnología solar térmica con
almacenamiento y comparativa con otras tecnologías”*



ESCUELA POLITECNICA
SUPERIOR

Autor: Álvaro Gómez Cebellán

Tutor: Francisco Javier Rodríguez Sánchez

Marzo de 2019

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ
Escuela Politécnica Superior

Máster Universitario en Ingeniería Industrial
Especialidad: “Generación y distribución inteligente de energía”

TRABAJO FIN DE MÁSTER

*“Análisis de la tecnología solar térmica con
almacenamiento y comparativa con otras tecnologías”*

Autor: Álvaro Gómez Cebellán

Tutor: Francisco Javier Rodríguez Sánchez

TRIBUNAL:

Presidente: Santiago Cóbreces Álvarez

Vocal nº1: Pablo Díaz Villar

Vocal nº2: Francisco Javier Rodríguez Sánchez

Suplente: Emilio Bueno Peña

FECHA: 22 de marzo de 2019

“Escéptico no significa el que duda, sino el que explora o investiga, a diferencia del que afirma y piensa que ha encontrado.”

Miguel de Unamuno.

Resumen

En este trabajo se ha calculado el balance energético de una central solar de torre central de 100 MW con 10h de almacenamiento mediante sales fundidas, obteniendo un rendimiento del 23%, una producción de 597 GWh/año y un LCOE (*Levelized Cost of Energy*) de 0,13 €/kWh. El rendimiento del caso sin almacenamiento ha sido 17%, demostrando que el almacenamiento supone una mejora del rendimiento y producción eléctrica. Además, se han calculado los costes de una planta equivalente, pero con solar fotovoltaica y almacenamiento mediante baterías, dando un LCOE de 0,177 €/kWh, demostrando así que las sales fundidas suponen una mejor alternativa y una ventaja competitiva para el almacenamiento energético.

Palabras clave: Almacenamiento. Balance. Sales fundidas. Solar. Costes.

Abstract

In this master's thesis have been calculated the energy balance of a 100 MW central tower solar power plant with 10h storage with molten salts, obtaining 23% of efficiency, and an energy production of 597 GWh/year with a LCOE of 0,13 €/kWh. On the other hand, the plant without storage has a 17% of efficiency, being demonstrated that the energetic storage supposes an improvement in the efficiency and productivity. In addition, the generation costs of a photovoltaic plant with batteries storage have been calculated, obtaining a cost of 0,177 €/kWh, proven that molten salts are a better alternative and a competitive advantage of energy storage.

Keywords: Storage. Balance. Molten salts. Solar. Costs.

Índice de documentos

Resumen	I
Palabras clave:	I
Abstract	I
Keywords:	I
Índice General	III
Lista de figuras	V
Lista de tablas	VI
Lista de imágenes	VI
Resumen extendido	VII
DOCUMENTO 1: MEMORIA	1
Bibliografía	75
DOCUMENTO 2: ANEXOS	77
DOCUMENTO 3: PLANOS	93
DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO	98
DOCUMENTO 5: PLIEGO DE CONDICIONES	100

Índice General

DOCUMENTO 1: MEMORIA	1
1. Introducción	2
2. Motivación y justificación.....	2
3. Objetivos	5
4. Metodología	5
5. Aprovechamiento de la energía solar	6
6. Energía solar térmica concentrada	9
6.1 Breve descripción de tecnologías CSP	10
6.2 Antecedentes y situación actual	12
6.3 Tecnología de torre central	14
6.3.1 Campo de heliostatos	16
6.3.2 Receptor	17
6.3.3 Torre.....	19
6.3.4 Fluido térmico	19
6.3.5 Bloque de potencia.....	20
6.4 Eficiencia y pérdidas de los sistemas de torre central.....	20
6.4.1 Pérdidas y eficiencia óptica del campo de heliostatos	21
6.4.2 Pérdidas y eficiencia térmica del receptor	25
6.5 Ciclos de potencia para generación solar.....	27
6.5.1 Ciclo Rankine con generación directa de vapor.....	27
6.5.2 Tecnologías de almacenamiento térmico	29
6.5.3 Ciclo Rankine con almacenamiento térmico.....	31
7. Energía solar fotovoltaica.....	32
7.1 Breve descripción de la tecnología	32
7.2 Almacenamiento mediante baterías	33
7.3 Antecedentes y situación actual	34
8. Diseño y dimensionado de los casos de estudio.....	35
8.1 Requerimientos generales	35
8.2 Recurso solar y radiación de diseño.....	36
8.3 Campo de heliostatos	39
8.4 Torre y receptor	40
8.5 Sistema de almacenamiento y fluido térmico	40
8.6 Diagramas de proceso de la planta térmica.....	42
8.6.1 Ciclo Rankine con almacenamiento térmico.....	42
8.6.2 Ciclo Rankine con generación directa de vapor.....	43
8.7 Planta fotovoltaica con almacenamiento.....	43

9. Modelo y simulación de los casos de estudio.....	45
9.1 Conceptos teóricos para calcular el balance energético.....	45
9.1.1 Consideraciones generales	45
9.1.2 Cálculo de la potencia solar en el receptor.....	45
9.1.3 Procesos de expansión	46
9.1.4 Cámaras de mezcla.....	46
9.1.5 Procesos de intercambio de calor.....	48
9.2 Estrategia de cálculo	50
9.3 Análisis del ciclo Rankine con almacenamiento térmico	50
9.3.1 Absorción de calor en el receptor.....	50
9.3.2 Solución del balance energético.....	52
9.3.3 Estudio de producción eléctrica con distintas condiciones	56
9.3.4 Estudio de producción anual	59
9.3.5 Estimación de costes	61
9.4 Análisis del ciclo con generación directa de vapor.....	63
9.4.1 Absorción de calor en el receptor.....	63
9.4.2 Solución del balance energético.....	64
9.4.3 Estudio de producción eléctrica con distintas condiciones	65
9.4.4 Estudio de producción anual y costes de generación	66
9.5 Análisis de la generación fotovoltaica con almacenamiento	67
10.Comparación de resultados y tecnologías	70
11.Perspectivas de la energía solar.....	73
12.Conclusiones	74
Bibliografía	75
DOCUMENTO 2: ANEXOS	77
1. Anexo 1: Código de la configuración solar térmica con generación directa de vapor.	78
2. Anexo 2: Código de la configuración solar térmica con almacenamiento.	83
DOCUMENTO 3: PLANOS	93
1. Plano 1: Layout de la planta y campo de heliostatos	94
2. Plano 2: Esquema de la isla de potencia de la planta	95
3. Plano 3: Diagrama de proceso de la planta con generación directa de vapor (DSG).....	96
4. Plano 4: Diagrama de proceso de la planta con almacenamiento mediante sales fundidas.	97
DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO.....	98
1. Presupuesto	99
DOCUMENTO 5: PLIEGO DE CONDICIONES	100
1. Introducción	101
2. Alcance.....	101
3. Programación temporal	105
4. Control y seguimiento del proyecto	107

Lista de figuras

Figura 1: Consumo global de energía primaria	2
Figura 2: Emisiones globales de CO ₂	3
Figura 3: Emisiones de CO ₂ de combustibles fósiles por región.....	3
Figura 4: Metodología seguida para desarrollar el trabajo final de máster	6
Figura 5: Espectro radiación solar.....	7
Figura 6: Parámetros de la radiación solar incidente en una superficie	8
Figura 7: Radiación normal directa (DNI)	8
Figura 8: Radiación global horizontal (GHI)	9
Figura 9: Tecnologías generación solar concentrada (CSP).....	9
Figura 10: Planta de Colector Cilíndrico Parabólico.....	11
Figura 11: Esquema de funcionamiento de las plantas de torre central	11
Figura 12: Evolución de los costes de generación con energías renovables en 2010-2017	13
Figura 13: Torre central con generación directa de vapor.....	15
Figura 14: Torre central con almacenamiento térmico.....	15
Figura 15: Esquemas de campo de heliostatos circular y norte.....	16
Figura 16: Esquema de un heliostato	17
Figura 17: Esquema de seguimiento solar de dos ejes (a) y Posición de los heliostatos (b)	17
Figura 18: Tipos de geometrías de receptor	18
Figura 19: Detalle de un receptor cilíndrico (a) y los paneles de tubos (b).....	18
Figura 20: Sistema de referencia para torre central.....	22
Figura 21: Pérdidas por efecto coseno	22
Figura 22: Sombras y bloqueos en el campo de heliostatos	23
Figura 23: Patrón de escalonamiento radial para campos de heliostatos.....	23
Figura 24: Distribución y eficiencia de heliostatos desarrollados con diferentes métodos de cálculo	25
Figura 25: Eficiencia del receptor para diferentes factores de concentración solar y temperaturas	26
Figura 26: Distribución de flujo solar en el receptor.....	27
Figura 27: Esquema de generación directa de vapor con ciclo Rankine subcrítico	28
Figura 28: Curva típica de radiación-producción en una central solar con 2h de almacenamiento	29
Figura 29: Ciclo Rankine con almacenamiento térmico mediante sales fundidas	31
Figura 30: Radiación normal directa mensual por unidad de superficie en 2015-2016	37
Figura 31: Radiación solar por unidad de superficie en verano	38
Figura 32: Radiación solar por unidad de superficie en invierno.....	38
Figura 33: Perfil de día típico solar para cada mes	38
Figura 34: Campo de heliostatos.....	39
Figura 35: Curva de calor específico de la sal solar.....	41
Figura 36: Curva de densidad de la sal solar.....	42
Figura 37: Componentes del sistema fotovoltaico con almacenamiento.....	44
Figura 38: Paneles fotovoltaicos considerados en HOMER	44
Figura 39: Baterías de 1 MWh de Li-Ion considerada para el modelo de HOMER.....	44
Figura 40: Esquema simplificado de un tubo del receptor solar	45
Figura 41: Perfil de absorción de calor en el tubo receptor y bucle utilizado en el programa	46
Figura 42 : Esquema de un mezclador	47
Figura 43: Esquema de desgasificador.....	47
Figura 44: Esquema del calderín o separador de humedad	48
Figura 46: Perfil de temperaturas en intercambiador de calor.....	49
Figura 47: Approach Point y Pinch Point.....	49
Figura 48: Estrategia de cálculo del balance energético	50
Figura 49: Perfil de absorción de calor en el receptor del caso de estudio.....	51
Figura 50: Perfil de densidad de las sales fundidas en el receptor solar.....	51
Figura 51: Perfil de temperatura de las sales fundidas en el receptor solar.....	51
Figura 52: Diagrama T-s del ciclo con almacenamiento térmico.....	54
Figura 53: Producción de la central con almacenamiento un día de verano	56
Figura 54: Producción dos días consecutivos con condiciones óptimas de la central con almacenamiento	56
Figura 55: Producción de central con almacenamiento un día de invierno	58
Figura 56: Producción en días con radiación solar intermitente	58
Figura 57: Estructura de producción eléctrica por mes	60
Figura 58: Nivel de almacenamiento por día y mes	60
Figura 59: Estructura de costes de la tecnología de torre central con almacenamiento	61

Figura 60: Densidad del agua de alimentación en el receptor (DSG)	63
Figura 61: Entalpía del agua de alimentación en el receptor (DSG)	63
Figura 62: Producción de la planta DSG un día de verano e invierno	65
Figura 63: Producción de la planta DSG en días con radiación intermitente	66
Figura 64: Producción de la planta fotovoltaica por mes	68
Figura 65: Media del estado de carga de las baterías por mes	69
Figura 66: EDP	101
Figura 67: Hipótesis de trabajo	105
Figura 68: Diagrama de Gantt.....	106

Lista de tablas

Tabla 1: Comparación Cilindro Parabólico - Torre Central	12
Tabla 2: Principales características de las plantas termosolares SEGS I - IX	12
Tabla 3: Proyectos relevantes de torre central.....	13
Tabla 4: Características de una central de torre central.....	14
Tabla 5: Propiedades de fluidos térmicos para aplicaciones solares	20
Tabla 6: Pérdidas ópticas típicas para sistema de torre central	24
Tabla 7: Valores de referencia para ciclo Rankine subcrítico y supercrítico	29
Tabla 8: Requerimientos de diseño de la configuración solar térmica con almacenamiento	36
Tabla 9: Radiación solar en el emplazamiento en el año 2016	37
Tabla 10: Inputs del campo de heliostatos	39
Tabla 11: Resultados del campo de heliostatos.....	40
Tabla 12: Resultados de la torre solar	40
Tabla 13: Resultados del receptor de sales fundidas	40
Tabla 14: Propiedades térmicas de la sal solar en función de la temperatura	41
Tabla 15: Parámetros de diseño del ciclo Rankine con almacenamiento mediante sales fundidas	42
Tabla 16: Parámetros de diseño para el ciclo con generación directa de vapor	43
Tabla 17: Cálculos finales del ciclo con almacenamiento térmico	53
Tabla 18: Resultados del almacenamiento térmico y generación de vapor con sales fundidas.....	54
Tabla 19: Resultados del balance del ciclo con almacenamiento térmico mediante sales fundidas.....	55
Tabla 20: Estado de llenado de los tanques de sales fundidas un día de verano	57
Tabla 21: Producción anual de la planta con almacenamiento.....	59
Tabla 22: Costes de la planta con almacenamiento.....	61
Tabla 23: Cálculo LCOE con $r=5\%$	62
Tabla 24: Resultados del cálculo para la planta con DSG.....	64
Tabla 25: Resultados del balance del ciclo con generación directa de vapor.....	64
Tabla 26: Producción anual de la planta con generación directa de vapor.....	66
Tabla 27: Cálculo de costes de generación de la planta sin almacenamiento con $r=5\%$	67
Tabla 28: Inputs para el programa modelado con HOMER.....	68
Tabla 29: Costes de la planta fotovoltaica con almacenamiento.....	69
Tabla 30: Calculo de costes de la fotovoltaica con almacenamiento	69
Tabla 31: Matriz comparativa de tecnologías	70
Tabla 32: Presupuesto del trabajo fin de máster.....	99
Tabla 33: Control del proyecto	108
Tabla 34: Resultados del control.....	108

Lista de imágenes

Ilustración 1: Emplazamiento del caso de estudio	36
--	----

Resumen extendido

Este trabajo fin de máster se sitúa dentro del sector de las energías renovables, el almacenamiento energético y el mercado eléctrico.

El objetivo es analizar los costes del almacenamiento en plantas solares, y tratar de obtener cuál sería la alternativa más viable y competitiva. Para ello, se va a modelar con el programa EES (*Engineering Equation Solver*) una planta de torre central de 100 MW con 10 horas de almacenamiento mediante sales fundidas, y por otro lado esa misma planta sin almacenamiento. Con esto se pretende demostrar si el almacenamiento supone una mejora del ciclo de potencia y de producción eléctrica, y ver si sería viable en cuanto a costes. Una vez obtenido esto, se pretende comparar el almacenamiento térmico con el almacenamiento mediante baterías, para poder comprobar qué alternativa sería más competitiva.

Comenzando por el ciclo térmico, primero se va a seleccionar un emplazamiento para poder utilizar los datos de la radiación solar disponible. De esta forma, se selecciona una radiación de diseño para calcular la planta y se va a generar mediante el software SAM (*System Advisor Model*) el campo de heliostatos, la altura de la torre y componentes como los tanques de sales fundidas. Posteriormente, se van a establecer los diagramas de flujo y procesos de cada planta, con los parámetros de diseño necesarios y se realizará el balance del ciclo. El balance del ciclo consiste en obtener las variables termodinámicas de cada corriente de fluido de la planta, de forma que permite obtener el calor intercambiado en cada equipo, la potencia, caudales, rendimiento etc. Este es un proceso iterativo que comienza estableciendo unas hipótesis sobre los caudales de vapor, de extracciones, etc. y al final debe converger hasta producir la potencia necesaria de la planta.

Una vez establecidas las hipótesis, consideraciones generales y requerimientos de la planta, se ha modelado cada punto contemplado en el Plano 3: Diagrama de proceso de la planta con generación directa de vapor (DSG) y Plano 4: Diagrama de proceso de la planta con almacenamiento mediante sales fundidas., añadiendo el código en los anexos.

Los resultados obtenidos para el caso de la planta térmica con almacenamiento son bastante favorables: el rendimiento del ciclo es del 38%, con un rendimiento de la planta del 23%. La energía generada anualmente es de 597GWh/año, y la energía producida debida al almacenamiento es de 195,5GWh. Es decir, un 32% de la energía generada procede del almacenamiento. En cuanto a los costes del sistema, se estima que el coste total es de 730M€, y considerando una vida útil de 25 años con una tasa de retorno del 5%, el LCOE de esta planta es de 0,13€/kWh. El coste del sistema de almacenamiento es de 42,75€/kWh, con una capacidad máxima de almacenamiento térmico de 2630 MWh.

Por otro lado, los datos obtenidos para el caso de torre central con generación directa de vapor y sin almacenamiento indican que el rendimiento del ciclo es menor, con un valor del 28%, y el rendimiento de la planta es del 17%. Además, la energía generada anualmente es de 382GWh. Estos datos indican que el almacenamiento supone una mejora en cuanto a rendimiento y producción. No obstante, esta planta tiene unos costes mucho menores, de 580M€ aproximadamente, lo que nos daría un LCOE de 0,16€/kWh. La principal ventaja de esta planta es el menor coste y el menor impacto por corrosión que puede haber debido al uso de sales, así como un menor impacto ambiental.

Para estos dos casos, se han simulado distintas condiciones ambientales, como días de invierno, días con nubes o lluvia, etc. En estos casos, el almacenamiento permite a la planta seguir operando en condiciones nominales e incluso guardar energía después de un día lluvioso para unas horas durante la noche. Por otro lado, la planta sin almacenamiento solo puede producir durante las horas de sol, y si la radiación es intermitente, afecta a la producción con el grave problema que esto supondría para la estabilidad de la red. Esto se resolvería con una caldera auxiliar, pero aquí no se ha incluido para visualizar este efecto.

Una vez establecido el estudio del almacenamiento térmico, se ha procedido a simular una planta fotovoltaica con baterías con las mismas condiciones, empleando para ello el software HOMER Energy Pro. Considerando los mismos parámetros, se ha calculado el coste de producción, obteniendo un LCOE de 0,177 €/kWh. Este coste es más elevado que el caso con sales fundidas ya que las baterías son bastante más caras que las sales fundidas. En este caso, las baterías han costado 484M€, por lo que actualmente esta tecnología es más cara y menos competitiva que el almacenamiento térmico con sales fundidas.

Por lo tanto, en este trabajo se ha concluido que el almacenamiento supone una mejora de la eficiencia y productividad de la planta, y que actualmente el almacenamiento con sales fundidas es el menos costoso, siendo una ventaja competitiva de la solar térmica frente a la fotovoltaica con almacenamiento.

Los costes obtenidos en este trabajo son demasiado elevados en comparación con los precios de las renovables o con el precio medio del mercado español en 2018 (0,054€/kWh). No obstante, son valores razonables para sistemas con almacenamiento energético, y aunque actualmente no son competitivos en el mercado, el objetivo es continuar con su desarrollo para que madure la tecnología, se reduzcan los costes de fabricación y producción de componentes, etc. de forma que esto permita reducir los costes de la energía y ser más competitivos en el mercado.

El almacenamiento es una pieza fundamental para integrar las energías renovables en la red y para que puedan contribuir a regular y garantizar la estabilidad de la red, ya que esto permite que las renovables no dependan de su recurso ni de las centrales convencionales para su operación.

*Análisis de la tecnología solar térmica con almacenamiento y comparativa
con otras tecnologías*

DOCUMENTO 1: MEMORIA

1. Introducción

El cambio climático y el acceso universal a la energía representan algunos de los principales desafíos de la humanidad hacia un futuro sostenible y duradero. En este escenario, la energía solar tendrá un papel clave para sustituir los combustibles fósiles, e incluso nucleares, por fuentes de energía renovables. Pero para ello, las energías renovables deben continuar su desarrollo para ser más competitivas en el mercado, sobre todo en términos del almacenamiento energético.

Según el informe de IRENA “*Renewable power generation costs in 2017*”, en el año 2017 los costes medios de la generación de la energía solar fotovoltaica fueron de 0,10 €/kWh frente a los 0,20 €/kWh de la energía solar térmica [1]. No obstante, el almacenamiento térmico hace que la generación con tecnología solar térmica pueda ser una alternativa o complemento atractivo frente a la solar fotovoltaica con almacenamiento electroquímico. Esto se debe a que el almacenamiento térmico resulta mucho menos costoso que el almacenamiento con baterías, por lo que permite disponer una central operativa mayor tiempo con menores costes, incrementando así la estabilidad y seguridad de suministro. El sistema de sales fundidas representa hoy en día la tecnología más efectiva en coste y eficiencia para plantas solares, con un coste medio de 40 €/kWh [2]. Por otro lado, las baterías de flujo Redox, utilizadas para almacenamiento con baterías de grandes dimensiones, tiene un coste de 1.000-1.500€/kWh [3].

Todo esto unido a la necesidad de una transición hacia la generación eléctrica con fuentes renovables hace que sea muy interesante conocer y profundizar en esta tecnología.

2. Motivación y justificación

i) Consumo energético y cambio climático.

El constante desarrollo humano y el aumento sin precedentes del consumo energético, cuya fuente principal son los combustibles fósiles, han traído un aumento de las emisiones de residuos contaminantes al medio ambiente, sobre todo gases de efecto invernadero a la atmósfera (GEI). Según el informe “*BP – Statistical review of world energy 2018*”, el consumo total de energía primaria en el año 2017 fue de 13511,1 Mtep [4]. El 85% de la energía primaria consumida en 2017 procedía de productos fósiles, que son utilizados en el transporte, la industria y generación eléctrica, principalmente.

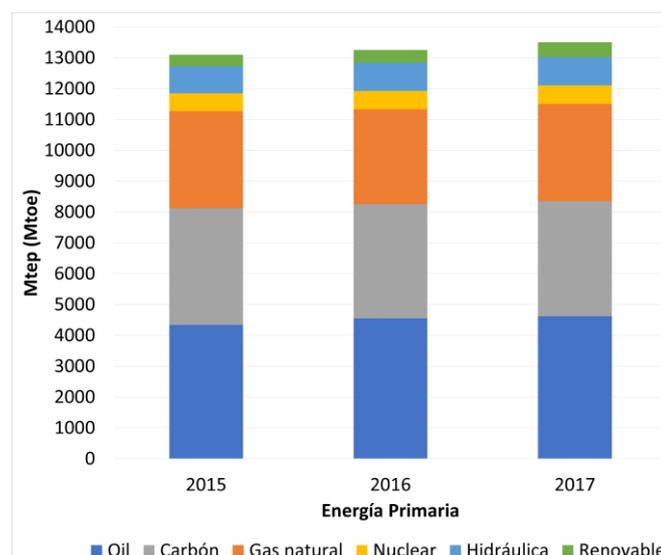


Figura 1: Consumo global de energía primaria
Fuente: [4] y elaboración propia

Las emisiones de GEI debidas al uso masivo y exponencial de combustibles fósiles han producido un impacto en el clima o cambio climático. Según la NASA y la IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), la actividad humana ha provocado un aumento de la concentración de CO₂ en la atmósfera de 280ppm a más de 400ppm [5], y un aumento de la temperatura media del planeta de más de 1,5°C desde 1990 [6].

El cambio climático es un problema de carácter global que puede tener significativas repercusiones ambientales, sociales y económicas. Sin embargo, a pesar de todas las medidas adoptadas al respecto, las emisiones de GEI han continuado aumentando durante las últimas décadas, como se puede observar en la Figura 2 y Figura 3. En España, según el informe de Red Eléctrica, se emitieron 74.462.516 toneladas de CO₂ en el año 2017 solamente asociadas a la generación eléctrica [7]. Las emisiones totales en ese periodo fueron 282.300.000 toneladas de CO₂.

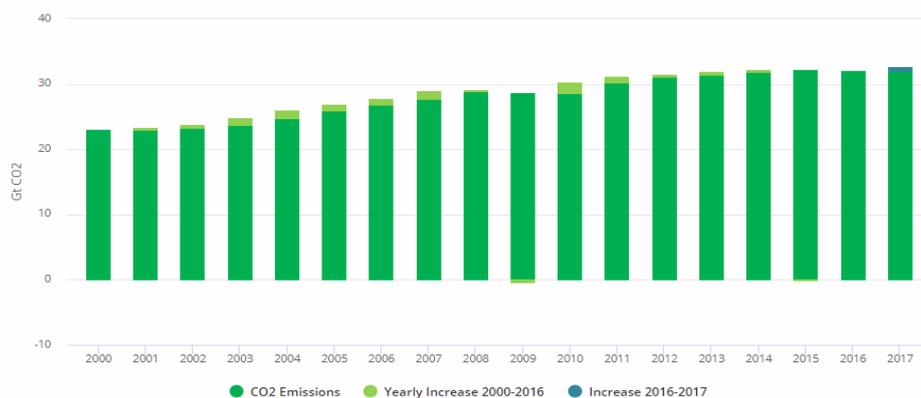


Figura 2: Emisiones globales de CO₂
Fuente: IEA, International Energy Agency [8]

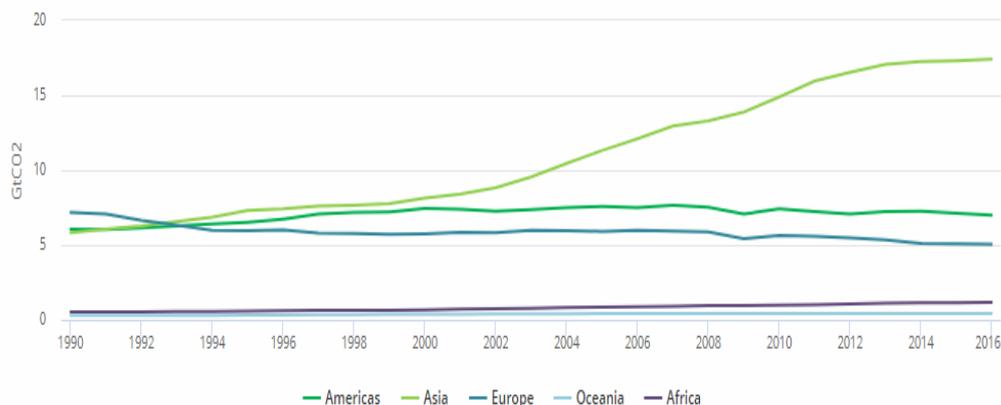


Figura 3: Emisiones de CO₂ de combustibles fósiles por región
Fuente: IEA, International Energy Agency [8]

Esta tendencia de consumo energético y emisiones es insostenible. Por ello se debe potenciar aún más el uso de energías renovables, así como la mejora de la eficiencia de instalaciones y procesos industriales convencionales para reducir las emisiones contaminantes.

La tecnología solar puede contribuir en gran medida al objetivo de reducción de emisiones de GEI. Concretamente, se estima que una planta solar de 50MW evitaría la emisión de 80.000 toneladas de CO₂ al año. A parte de esto, las plantas de generación eléctrica solar tienen un gran potencial para cubrir la demanda eléctrica y tener un papel importante en el *mix* energético, sobre todo si se implantan en zonas con un buen recurso solar y con sistemas de almacenamiento. También cabe destacar que este tipo de energía supone una gran oportunidad para países con menor desarrollo energético y económico.

ii) Necesidad de desarrollo de las energías renovables.

En España, en el año 2017, la potencia instalada de origen renovable era de 48.185 MW, el 46% de la capacidad eléctrica instalada. La generación de origen renovable en ese mismo periodo fue de 84.505 GWh, un 31,5% de la demanda eléctrica [9].

El objetivo de cara al futuro es aumentar la potencia instalada y el índice de cobertura de la demanda con fuentes renovables. Para ello se debe investigar y desarrollar aún más estas tecnologías, de forma que se reduzcan sus costes, se mejore su gestión y se reduzca el impacto ambiental durante su construcción.

La generación eléctrica con energía solar de concentración (CSP) y fotovoltaica, tienen una gran perspectiva de crecimiento en los próximos años. Algunos de los planes que se pueden llevar a cabo para mejorar la competitividad de la tecnología solar son: mejorar el proceso de fabricación de los componentes; optimizar los diseños para aumentar el rendimiento global de la planta; disminuir la mano de obra; desarrollar nuevos sistemas para reducir los costes de operación y mantenimiento (por ejemplo, algunas empresas han desarrollado robots y drones para la limpieza de paneles y heliostatos); desarrollo de nuevos fluidos de trabajo; y mejorar la “gestionabilidad” con sistemas de almacenamiento energético.

En cuanto a las centrales CSP, el desarrollo de nuevos fluidos de trabajo y almacenamiento es un campo de gran interés actualmente en I+D+i. Las tendencias actuales de investigación son las sales fundidas y los gases a presión (por ejemplo, en las plantas CSP se está empezando a trabajar con CO₂ y ciclo Brayton).

iii) Necesidad de desarrollo del almacenamiento de energía.

Uno de los pilares fundamentales para que las energías renovables sean más competitivas en el mercado y puedan contribuir a la gestión del sistema eléctrico, sin depender de la generación convencional, es el almacenamiento energético.

La demanda de energía es variable con el tiempo, y la energía generada debe ser consumida en el mismo instante. Es decir, las centrales deben adaptar su producción a la demanda existente. Las centrales renovables no pueden controlar su recurso energético, y en ocasiones la producción puede ser intermitente, lo que es una gran desventaja a la hora de ser competitivas en el mercado eléctrico.

Por ese motivo, el almacenamiento energético es una pieza fundamental para integrar las energías renovables en el sistema eléctrico, porque se puede almacenar el excedente de energía producida y utilizarlo en picos de demanda o seguir de forma controlada la producción. Es decir, el almacenamiento permite gestionar mejor estas centrales; permite un seguimiento de la carga en períodos en los que hay fluctuaciones en la producción; y permite también mejorar el control de frecuencia de la red (ya que las fluctuaciones en la producción implican variaciones en la frecuencia). En definitiva, mejora la eficiencia, la estabilidad de la red, la seguridad de suministro y la vida útil del sistema.

Actualmente el almacenamiento puede ser mecánico (bombeo, volantes de inercia, aire comprimido, etc.); electroquímico (baterías, condensadores, etc.); térmico o electromagnético. El principal problema que presenta son sus elevados costes de inversión y mantenimiento; y una baja capacidad de almacenamiento a gran escala (GWh). Por ello, se debe seguir investigando en estas tecnologías para reducir sus costes, mejorar la capacidad y vida útil, permitiendo que la energía renovable se integre correctamente en el sistema eléctrico y pueda competir con la generación convencional.

3. Objetivos

El campo de aplicación de este Trabajo Fin de Máster se sitúa dentro del sector de la generación eléctrica renovable y almacenamiento energético.

El principal objetivo es estudiar y analizar si el almacenamiento térmico supone una mejora en el ciclo de potencia de una planta solar térmica de torre central, en términos de rendimiento y generación eléctrica. Posteriormente, se pretende hacer una comparativa de costes y viabilidad entre la generación solar fotovoltaica con almacenamiento mediante baterías y solar térmica con almacenamiento térmico.

Para ello se van a hacer varias simulaciones de distintas plantas de generación solar con los programas EES (Engineering Equation Solver) y HOMER Energy Pro. El recurso solar se va a extraer de la plataforma PVGIS. Además, para obtener el diseño y costes de los elementos de la planta termosolar, se va a utilizar la herramienta SAM (System Advisor Model).

Una vez analizados todos los casos, se comparará la tecnología solar fotovoltaica y termosolar con y sin almacenamiento. Mediante esta comparativa se pretenderá conocer si la energía termosolar con almacenamiento térmico con sales fundidas podrá ser más competitiva, en término de costes, que la energía fotovoltaica con almacenamiento a partir de baterías.

4. Metodología

El primer objetivo de este trabajo es comprobar si el almacenamiento supone una mejora en el ciclo de potencia de una planta termosolar. Para cumplir este objetivo se va a calcular con el programa EES el balance del ciclo de dos tipos de centrales termosolares: una configuración con almacenamiento térmico mediante sales fundidas y otra sin almacenamiento, de forma que se pueda obtener mediante el cálculo del rendimiento y su producción eléctrica qué configuraciones pueden ser mejores. Para ello, como se ha indicado, hay que calcular el balance del ciclo, que consiste en caracterizar termodinámicamente todos los puntos y corrientes de un sistema térmico (temperatura, presión, entalpía, entropía, caudales, etc.). Este cálculo nos muestra el estado ideal y estacionario de la planta, y es un estudio propio de la ingeniería básica.

Para poder realizar este cálculo, primero se va a seleccionar un posible emplazamiento con objeto de utilizar los datos de la radiación solar disponible. De esta forma, se selecciona una radiación de diseño para calcular la planta. Con esto, se va a generar mediante el software SAM el campo de heliostatos, la altura de la torre y componentes como los tanques de sales fundidas. Posteriormente, se van a establecer los diagramas de flujo y procesos de cada planta, con los parámetros de diseño necesarios, y se realizará el balance del ciclo. Este es un proceso iterativo que comienza estableciendo unas hipótesis sobre los caudales de vapor, de extracciones, etc. y al final debe converger hasta producir la potencia necesaria de la planta. Con estos datos, se podrán calcular potencias, irreversibilidades, rendimientos, y estimar la producción anual.

En cuanto a la generación fotovoltaica, se modelará con la herramienta informática HOMER Energy Pro una planta fotovoltaica con almacenamiento mediante baterías electroquímicas, de potencia y generación semejante a la que resulta de la instalación termosolar. Entonces, se podrá hacer una comparativa de costes y viabilidad entre la tecnología solar con almacenamiento térmico y almacenamiento electroquímico.

A continuación, se muestra un esquema que define la metodología utilizada para realizar el trabajo.

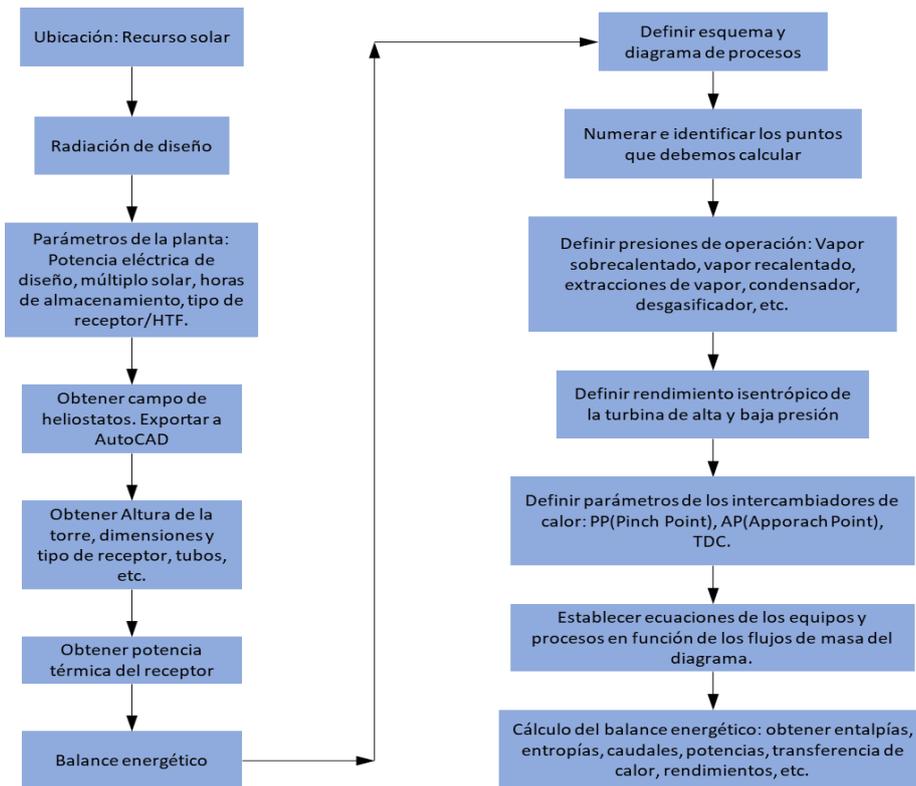


Figura 4: Metodología seguida para desarrollar el trabajo final de máster
Fuente: elaboración propia

En cuanto al resto del trabajo final de máster, va a estar formado por varios documentos: la memoria, el pliego de condiciones, presupuesto, los anexos y el documento de planos. La memoria tendrá una parte de descripción del trabajo, una parte teórica y la descripción de la parte práctica, incluyendo las conclusiones y bibliografía. En relación con el pliego de condiciones del TFM, se va a hacer una breve aplicación de las técnicas de gestión de proyectos a este trabajo, puesto que se trata de una competencia importante para los ingenieros industriales. Se va a hacer una definición del alcance del trabajo, una gestión de tiempos mediante el diagrama de Gantt, y se va a aplicar la técnica de valor ganado para el control de costes y ejecución del trabajo. En el documento de anexos se incluirá el código utilizado para el cálculo de los balances de masa y energía. Y, por último, el documento de planos contiene el campo de heliostatos, un esquema de la isla de potencia y los diagramas de proceso utilizados.

5. Aprovechamiento de la energía solar

La principal fuente de energía renovable que existe en el planeta es el Sol. Está compuesto principalmente por Hidrógeno y Helio, que interaccionan mediante reacciones de fusión nuclear. Por ese motivo el sol es emisor de luz y energía térmica, que se transmite a través de ondas electromagnéticas. La potencia térmica que emite el sol es aproximadamente $3,86 \times 10^{23}$ kW, a una temperatura equivalente de cuerpo negro (5250°C). Siguiendo el principio de conservación de la energía, el sol debe emitir toda su energía a través de una esfera de radio 1 AU (*Astronomical Unit*)¹. Entonces, la densidad de flujo de radiación solar recibida en la tierra será:

$$D = \frac{P}{4\pi r^2} = \frac{3,86 \times 10^{26} \text{ W}}{4 \cdot \pi \cdot (1,5 \times 10^{11} \text{ m})^2} \approx 1365 \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (1)$$

¹ 1 Astronomical Unit = 149 597 870 700 m, distancia entre el sol y la tierra. [35]

Este valor se define como **Constante Solar**, que según el espectro de radiación está compuesto por un 50% de luz infrarroja, un 40% de luz visible y un 10% de luz ultravioleta:

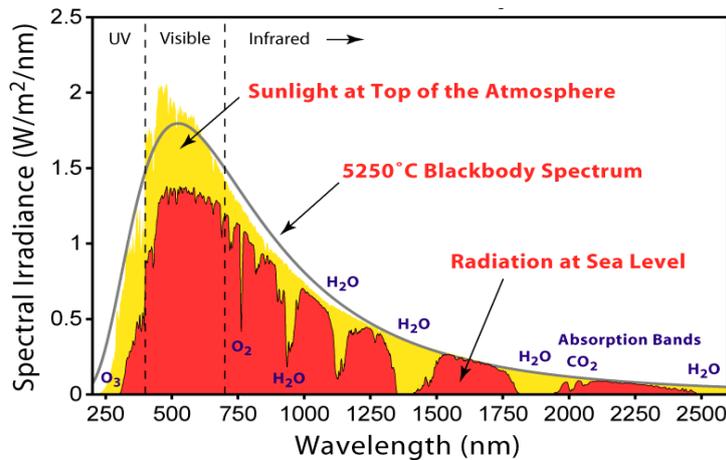


Figura 5: Espectro radiación solar
Fuente: <https://commons.wikimedia.org>

Observando la Figura 5 se puede ver que aproximadamente el 30% de la radiación solar incidente es reflejada hacia el espacio, es decir, que en la superficie terrestre la constante solar será de aproximadamente 1000 W/m². Además, la radiación solar recibida en la tierra no es constante ni se distribuye de forma homogénea en la superficie terrestre, ya que sufre procesos de absorción y dispersión debido a la atmósfera, características geológicas, nubes, etc. Entonces, debido a estos efectos, la radiación solar incidente en la tierra tiene los siguientes componentes:

- Radiación directa: radiación recibida en la superficie terrestre sin haber sufrido cambios en su recorrido.
- Radiación difusa: radiación recibida en la superficie terrestre después de sufrir procesos de dispersión por la atmósfera.
- Radiación de albedo: componente solar procedente de la reflexión de radiación solar por el suelo o cualquier superficie (montañas, edificios, etc.).

Actualmente la radiación solar se puede aprovechar para generar calor de baja temperatura o generar energía eléctrica. En ese trabajo solo se va a profundizar en el aprovechamiento del recurso solar para generación eléctrica. La generación eléctrica puede ser mediante paneles fotovoltaicos o energía solar concentrada (alta temperatura).

Para generar electricidad a partir de la energía solar se debe aprovechar la radiación solar incidente en una superficie, es decir, en los paneles fotovoltaicos o colectores solares, dependiendo de la tecnología que se esté utilizando. Los parámetros que permiten caracterizar la radiación incidente sobre una superficie son:

- **Inclinación de la superficie (β):** es el ángulo entre el plano de la superficie y la horizontal.
- **Ángulo de incidencia (θ):** ángulo entre la radiación directa sobre una superficie y la normal.
- **Declinación (δ):** posición angular del Sol en el mediodía solar (es decir, cuando el Sol “pasa” por el meridiano local) respecto al plano del Ecuador terrestre. A lo largo de un año el ángulo de declinación varía $\pm 23^{\circ}45'$, por lo que afecta a la generación solar.
- **Ángulo horario (ω):** desplazamiento del Sol debido a la rotación de la Tierra, 15°/hora.
- **Altura solar (α_S):** es el ángulo entre la horizontal y la dirección de la radiación directa.
- **Azimut solar (γ_S):** es el ángulo entre la proyección sobre un plano horizontal de la radiación directa y el meridiano local.

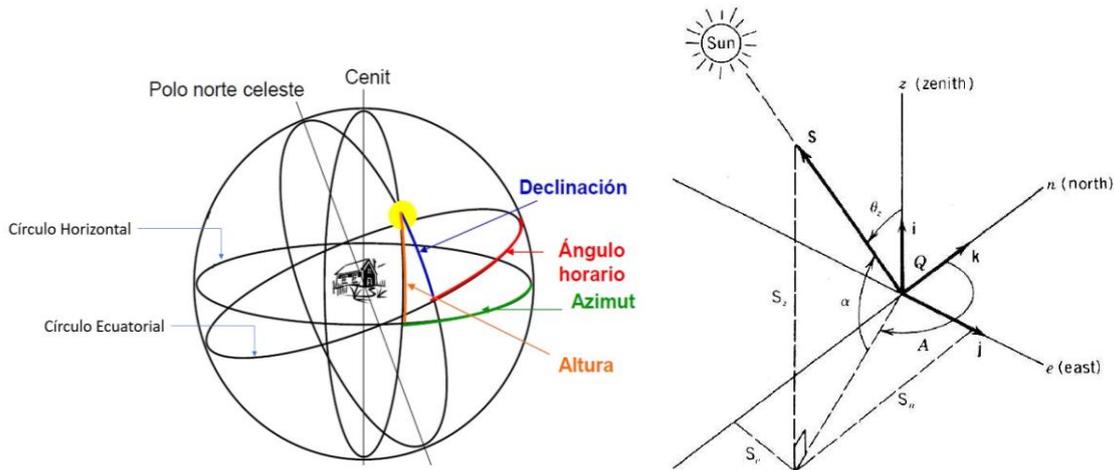


Figura 6: Parámetros de la radiación solar incidente en una superficie
Fuente: [10] y [11]

De este modo la radiación solar incidente en una superficie, es decir, que puede ser utilizada para generación eléctrica, se descompone en tres partes [12]:

- **Radiación normal directa (DNI):** Radiación solar recibida en la superficie en cuestión sin haber sufrido alteraciones en su recorrido.
- **Radiación global horizontal (GHI):** Suma de la radiación directa y difusa recibida en un plano horizontal. Además de ser el parámetro de referencia para la comparación de zonas climáticas, también sirve para el cálculo de la radiación en un plano inclinado.
- **Radiación global inclinada (GTI):** Radiación total recibida en una superficie con inclinación definida y azimut fija o seguimiento solar. Esta es la suma de la radiación dispersada, directa y reflejada. Puede verse afectada ocasionalmente por la sombra.

Solo la radiación directa puede ser empleada para la generación solar concentrada. En la Figura 7 y Figura 8 se ilustra la distribución de radiación solar directa y radiación global horizontal, respectivamente, en la superficie terrestre.

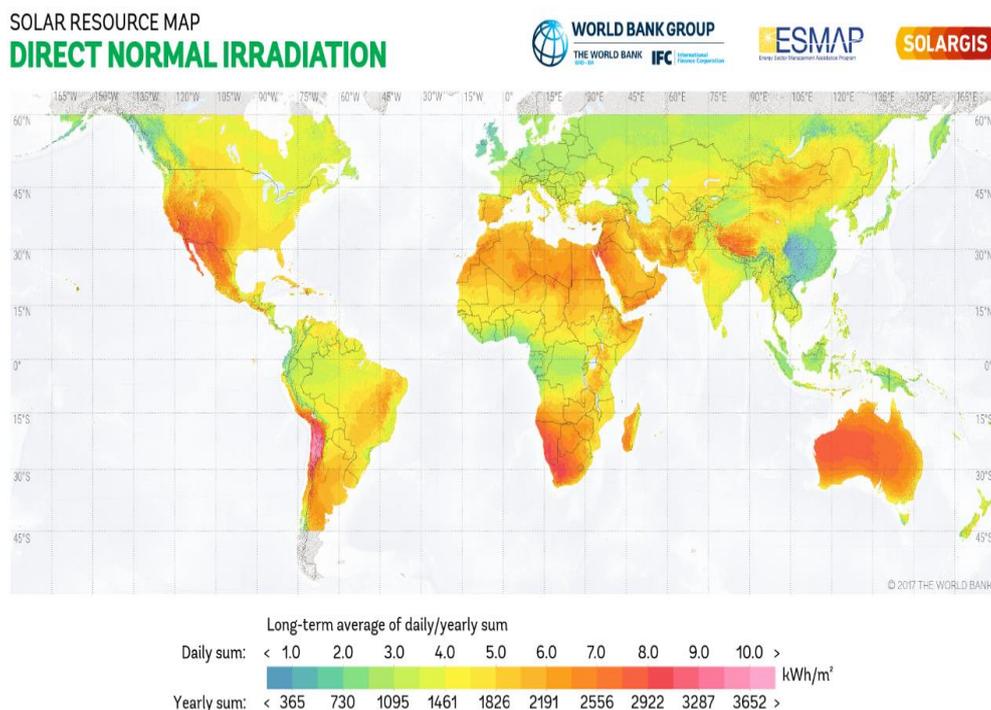


Figura 7: Radiación normal directa (DNI)
Fuente: www.solargis.com [12]

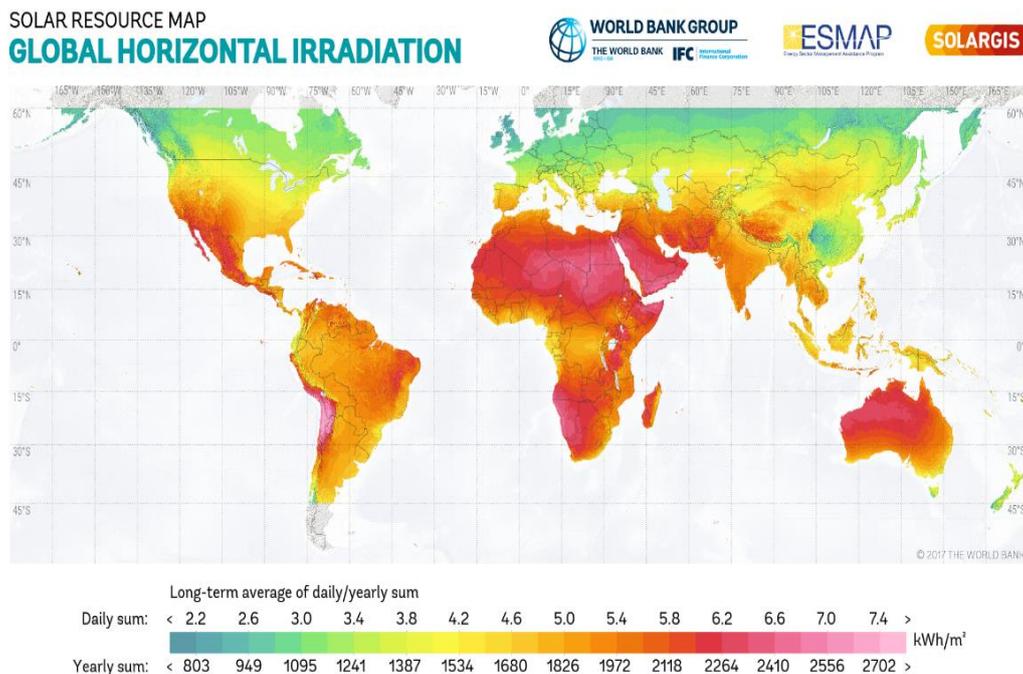


Figura 8: Radiación global horizontal (GHI)

Fuente: www.solargis.com [12]

6. Energía solar térmica concentrada

La tecnología solar concentrada (CSP, *Concentrating Solar Power*) consiste en utilizar unos dispositivos reflectores que permiten redirigir y concentrar toda la radiación solar en un receptor, creando en su superficie altos flujos de radiación solar. En el receptor se absorbe y transforma la energía solar en energía térmica, ya que por su interior circula un fluido de trabajo (HTF, *Heat Transfer Fluid*) que es utilizado para generar electricidad mediante un ciclo térmico. Adicionalmente puede existir un sistema de almacenamiento intermedio.

Con este principio de funcionamiento se han desarrollado cuatro tecnologías distintas: **Torre central**, **Cilindro parabólico**, **Fresnel** y **Disco parabólico**. La diferencia de cada una de estas tecnologías reside en el tipo de reflector, el tipo de receptor y el tipo de motor utilizado. Los Cilindro Parabólicos y Fresnel utilizan un receptor de dos dimensiones o “lineal”, mientras que la torre central y disco parabólico utilizan receptores “puntuales”. Por otro lado, los generadores de los discos parabólicos son motores Stirling, mientras que en el resto de las tecnologías utilizan turbina de vapor o de gas.

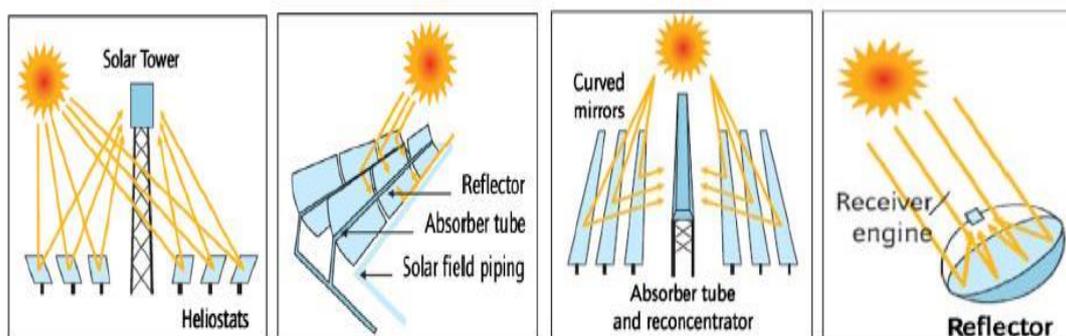


Figura 9: Tecnologías generación solar concentrada (CSP)

Fuente: <https://www.researchgate.net/>

Dado que esta tecnología consiste en reflejar la radiación solar, concentrándola en una superficie receptora, un parámetro fundamental para estos sistemas es el **coeficiente de concentración**. Este parámetro es el cociente de la superficie del receptor A_{ABS} y la superficie del reflector A_C :

$$C = \frac{A_{ABS}}{A_C} \quad (2)$$

El índice de concentración más utilizado para cada tecnología es:

- Cilindro-parabólico y Fresnel: $20 < C < 100$
- Torre central $200 < C < 2000$
- Discos parabólicos: $1000 < C < 5000$

Otro parámetro fundamental es el **múltiplo solar (MS)**, que es la relación entre la potencia de térmica requerida por el ciclo y la energía térmica disponible en el receptor. El múltiplo solar es superior a 1 en las centrales con almacenamiento térmico.

6.1 Breve descripción de tecnologías CSP

En este apartado se van a resumir los distintos sistemas existentes de generación termosolar concentrada, pero no se entrará en detalle ya que el objeto de este trabajo es analizar el sistema de torre central, que se detalla en el apartado 6.3.

En primer lugar, se va a empezar describiendo el sistema cilindro parabólico. Estos sistemas se basan en espejos cilíndricos, cuya sección transversal es una parábola, que están apoyados en una estructura metálica. El colector concentra la radiación solar en el foco de la parábola, por el que se instala el tubo receptor. El receptor es una tubería de color negro con un recubrimiento de un material selectivo, que permite una alta absorción de radiación y baja emisividad. A su vez tiene un tubo de vidrio concéntrico, de forma que practica el vacío en el espacio entre los dos tubos y se minimizan las pérdidas por convección y radiación con el ambiente. Estos colectores tienen un sistema de seguimiento solar en un solo eje, que va girando según el desplazamiento del Sol.

Estos sistemas tienen coeficientes de concentración característicos de 30-100, alcanzando temperaturas en el receptor de hasta 500°C. Es una tecnología muy experimentada en centrales conectadas a red, con un coste de inversión relativamente bajo, por lo que es un sistema con bajo riesgo. El fluido HTF que circula por el receptor puede ser agua, pero presenta problemas de evaporación. Por ese motivo se utilizan sistemas de almacenamiento con aceite térmico, un fluido orgánico que no cambia de estado en el receptor. No obstante, esto restringe las temperaturas de operación del fluido a 390°C, por lo que la calidad del vapor obtenido es baja en comparación con los sistemas de torre central. Además, debido a las temperaturas de operación, el uso de sales fundidas en el sistema de almacenamiento está limitado, ya que las sales tienen un punto de fusión más elevado ("Sal Solar", 220°C, ver Tabla 5) y esto obligaría a utilizar calentadores adicionales o una mezcla de sales más complejas que tienen costes más elevados.

La tecnología cilindro parabólica, utilizando aceite térmico como fluido caloportador y ciclo de Rankine con recalentamiento, es la más utilizada en el mercado. Ofrece rendimientos moderados, gran fiabilidad y experiencia. En la Figura 10 se observa un esquema de funcionamiento de este tipo de centrales.

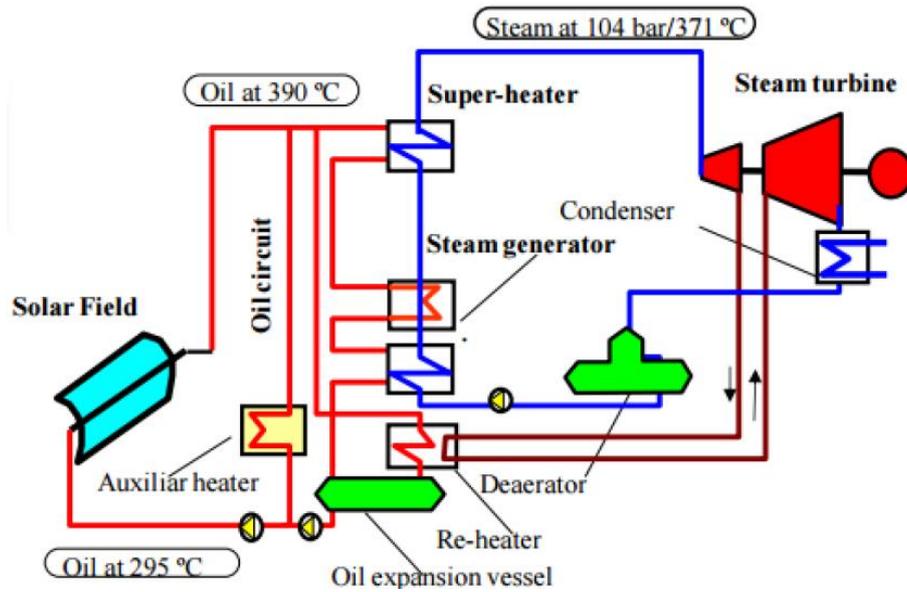


Figura 10: Planta de Colector Cilíndrico Parabólico
Fuente: [13]

En cuanto a los sistemas de torre central, consisten en un campo de heliostatos que siguen constantemente la posición del sol y concentran la radiación solar en el receptor, situado en la parte superior de una torre. Este sistema tiene un coeficiente de concentración alto, entre 200 y 2000. Estos coeficientes permiten trabajar con temperaturas en el receptor de más de 1000°C , por lo que se obtiene mayor potencia y mayor rendimiento, ya que el fluido HTF sale de la torre a una temperatura de $560\text{-}590^{\circ}\text{C}$. Este sistema permite utilizar sales fundidas para el almacenamiento térmico, pudiendo plantear en la actualidad sistemas superando las 4500 horas equivalentes al año. Como desventaja, tienen un coste de inversión mayor que el cilindro parabólico y requieren más superficie, además de un sistema de seguimiento más complejo.

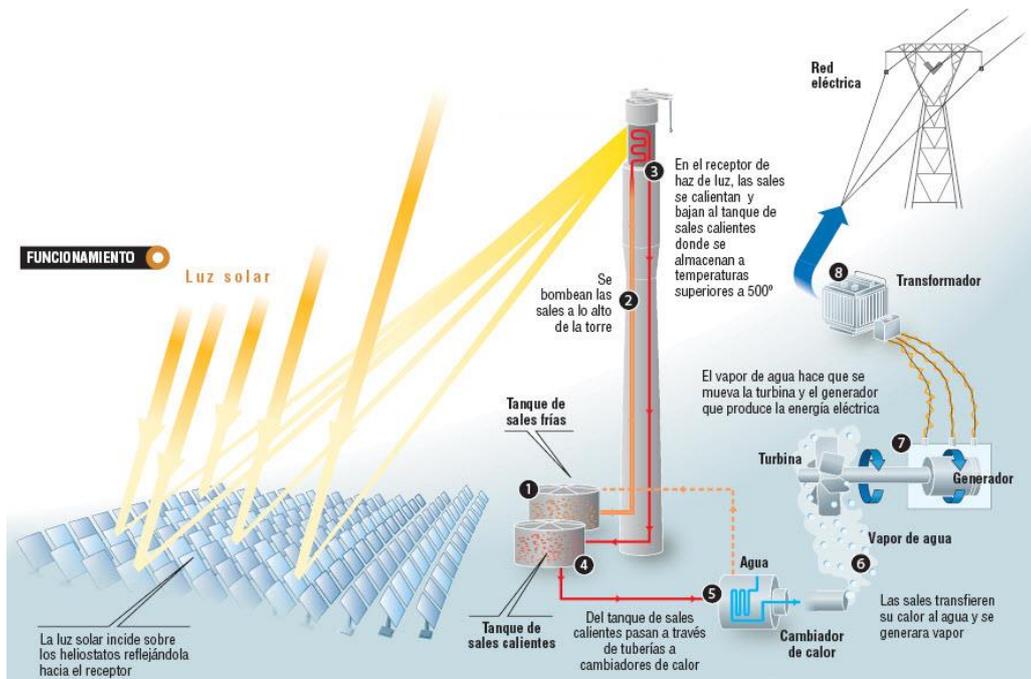


Figura 11: Esquema de funcionamiento de las plantas de torre central
Fuente: [14]

	Cilíndrico Parabólica	Torre Central
Tamaño	30-350 MWe	10-200 MWe
Temperatura (receptor)	400-500°C	600-1000°C
Temperatura operación	300-390°C	560-590°C
Eficiencia	10-17%	14-23%
Concentración	30-100	200-2000
Coste de la instalación	5.400-7.500 €/kW	10.900-16.100 €/kW
Costes de generación	15-20 €/MWh	20-33 €/MWh

Tabla 1: Comparación Cilindro Parabólico - Torre Central
Fuente: [15]

Por otro lado, la tecnología Fresnel consiste en unas superficies reflectoras, con cierto radio de curvatura, que concentran la radiación solar en un tubo receptor externo. El sistema concentrador tiene un mecanismo de control que le permite seguir la trayectoria del Sol. Es una tecnología en fase de desarrollo, sobre todo en Portugal, España y Estados Unidos. No obstante, ha quedado desplazada por la Cilindro Parabólica y la torre central porque presenta un menor coeficiente de concentración y menores temperaturas, por lo que ofrece menor eficiencia respecto al resto de sistemas. Sin embargo, es más económica que las demás porque utiliza menos elementos móviles y es más simple.

Por último, los sistemas de Disco Parabólico son unidades independientes cuya sección transversal es una parábola que concentra la radiación solar en el foco. El receptor es un motor Stirling. Todavía está en una fase de demostración. Esta tecnología presenta una relación de concentración muy alta, del orden de 3000, lo que permite alcanzar altas temperaturas de operación, superando los 1200°C, con unas eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40%. Cada disco, con tamaños entre 5 y 15 metros de diámetro, y puede producir de 5 a 25 kW de electricidad. Pueden usarse de forma individual o conectar varios discos para incrementar la capacidad de generación de energía.

6.2 Antecedentes y situación actual

Como consecuencia directa de la crisis del petróleo en 1973, Estados Unidos y Europa occidental emprendieron una serie de medidas para reducir su dependencia energética del exterior. En cuanto a la energía solar, en EE.UU. se empezaron a desarrollar en la década de 1980 las primeras plataformas que generaban energía eléctrica con tecnología solar térmica: las plantas termosolares *Solar Electric Generating System* SEGS I y II. Más tarde se consiguió financiación para el desarrollo de las plantas SEGS III hasta SEGS IX. Estas plantas utilizan colectores cilindro parabólicos, aceite térmico como HTF y ciclo de potencia Rankine con recalentamiento. La potencia de estas plantas varía de 30MWe a 80MWe, y actualmente siguen en funcionamiento. En España, la primera plataforma solar que se puso en marcha para investigar esta tecnología fue la *Plataforma Solar de Almería* (PSA). Después de la construcción de las primeras plantas de generación, esta tecnología fue madurando para reducir costes y competir en el mercado eléctrico.

Planta	Año Construcción	Localización	Potencia (MWe)	Superficie (m²)	Temperatura aceite (°C)
SEGS-I	1984	Dagget	14	82960	307
SEGS-II	1985	Dagget	30	190338	316
SEGS-III	1986	Kramer Jct.	30	230300	349
SEGS-IV	1986	Kramer Jct.	30	230300	349
SEGS-V	1987	Kramer Jct.	30	250500	349
SEGS-VI	1988	Kramer Jct.	30	188000	390
SEGS-VII	1988	Kramer Jct.	30	194280	390
SEGS-VIII	1989	Harper Lake	80	464340	390
SEGS-IX	1990	Harper Lake	80	483960	390

Tabla 2: Principales características de las plantas termosolares SEGS I - IX
Fuente: [16]

Por otro lado, empiezan a aparecer nuevos métodos y alternativas de producción energética. También en la década de 1980 se diseñan las primeras instalaciones piloto de torre central: Solar One y Solar Two, en Estados Unidos, con una potencia de 10 MW. Sin embargo, no fue hasta el año 2007 cuando se inaugura en España la torre solar PS10, de 11 MW. Esta es la primera planta comercial del mundo con tecnología de torre. Dispone de campo solar de 60 hectáreas y 624 helióstatos de 120 m² cada uno, diseñados por Abengoa. Esta central utiliza un receptor de vapor saturado a 40bar y 250°C, con generación directa de vapor. Además, la PS10 posee 30 minutos de almacenamiento que le permite seguir operando durante transitorios de baja irradiación.

Desde entonces las plantas con torre central han seguido implantándose en todo el mundo, probando su viabilidad en instalaciones que emplean diferentes medios de transferencia térmica (vapor, aire o sales fundidas) y diferentes diseños de heliostatos. Otro hito en la generación solar de torre central tuvo lugar en el año 2011 también en España, con la inauguración de GEMASOLAR. Esta planta, de 19,9MW, fue la primera en el mundo en utilizar almacenamiento mediante sales fundidas, que permite generar electricidad durante 15 horas. Desde entonces, se han puesto en marcha grandes proyectos de plantas con torre central en todo el mundo como *Crescent Dunes* o *Sandstone Solar Energy*. Esta última es una central situada en Estados Unidos que entrará en funcionamiento en 2022, e integra ocho torres de 200MW con sales fundidas, que permitirían disponer de 10h de almacenamiento térmico.

Proyecto	País y año	Potencia	Receptor / almacenamiento	Superficie total
Ivanpah Solar	EE.UU., 2014.	390 MW	Vapor saturado	1420 hectáreas (3 unidades)
Crescent Dunes	EE.UU., 2016	110 MW	Sales fundidas	676 hectáreas
Gemasolar	España, 2011	20 MW	Sales fundidas	185 hectáreas
Rice	EE.UU., 2013	150 MW	Sales fundidas	616 hectáreas
Sandstone	EE.UU., 2022	1600 MW	Sales fundidas	8094 hectáreas (8 unidades)

Tabla 3: Proyectos relevantes de torre central

Fuente: [17]

Varios estudios ([1], [18], [9]) señalan que el coste medio ponderado (LCOE, *Levelized Cost of Energy*) de la energía solar térmica se ha reducido en los últimos 10 años, con un coste medio de 0,17-0,22€/kWh, aproximadamente. Estos costes siguen siendo demasiado elevados con respecto a otras energías renovables como puede ser la eólica, hidráulica o fotovoltaica, como se puede observar en la Figura 12. No obstante, la energía solar térmica puede adquirir una gran ventaja con respecto a estas tecnologías si se incluye el almacenamiento energético.

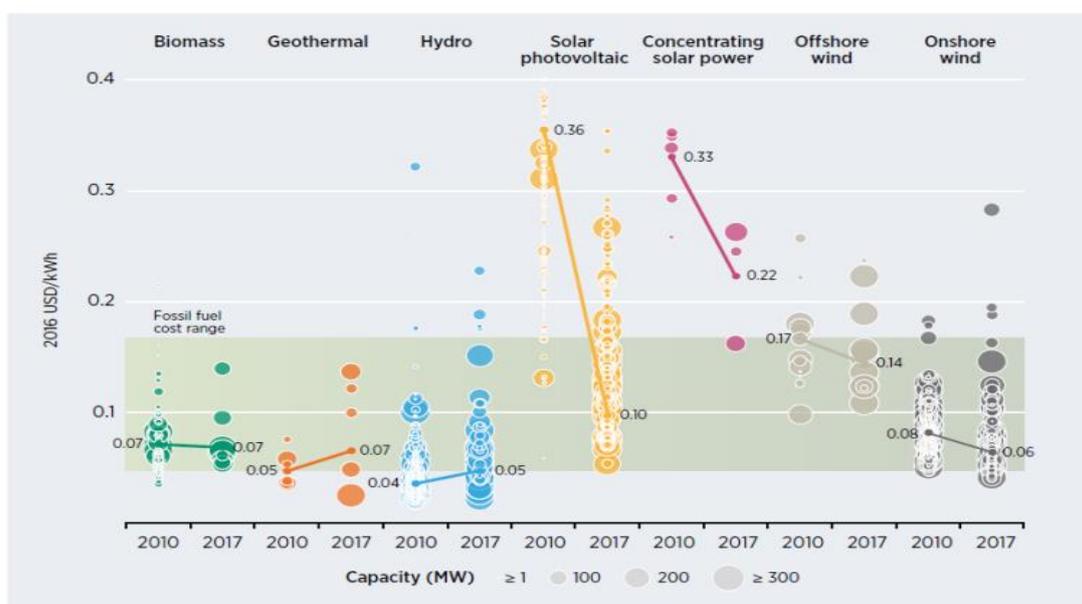


Figura 12: Evolución de los costes de generación con energías renovables en 2010-2017

Fuente: [1]

En cuanto a potencia instalada, la tecnología CSP ha experimentado en los últimos 10 años un aumento muy significativo. A nivel global, se ha pasado de 500MW instalados en 2007 a 4.9GW instalados a finales del año 2017 [18]. España es un referente a nivel mundial en esta tecnología, con 2,3GW instalados. No obstante, no se ha instalado más potencia desde el año 2014.

En cuanto a la cobertura de la demanda, en España durante el año 2017 se generaron 5348 GWh con esta tecnología, lo que representa una contribución del 2,2% en la producción total peninsular.

En relación con los precios de los nitratos de sodio y potasio, necesarios para el almacenamiento energético, el precio máximo tuvo lugar en el periodo 2008-2009 con un coste de 900-1500 €/tonelada. No obstante, desde ese máximo se han reducido significativamente los costes de estas materias primas hasta alcanzar en la actualidad un coste de 700€/tonelada [3].

6.3 Tecnología de torre central

Para este trabajo final de máster se ha elegido esta tecnología porque se obtienen mayores temperaturas de operación, y en el sistema de almacenamiento se pueden utilizar sales fundidas, pudiendo obtener vapor sobrecalentado de mejor calidad y mejor eficiencia de la planta. Por ese motivo que se va a describir este tipo de tecnología de forma más detallada antes de entrar en el objeto de estudio.

Este tipo de plantas, como se mencionó anteriormente, está formado por un campo de heliostatos que reflejan el flujo de radiación solar directa hacia un receptor. Los heliostatos disponen de un mecanismo de orientación para seguir el movimiento del Sol, de forma que se aprovecha mejor la energía solar. El receptor, situado en la torre para reducir el efecto de sombra de los heliostatos, transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo (que puede ser agua, sales fundidas, etc.). Este fluido se encarga de transmitir el calor al ciclo de potencia de la central que, como se ha mencionado anteriormente, puede ser un ciclo Rankine con vapor de agua o un ciclo Brayton utilizando CO₂ [13].

A continuación, en la Tabla 4 se incluyen los parámetros más típicos de las plantas solares de torre central en la actualidad.

Potencia instalada	10-200 MWe
Temperatura operacional	550-590 °C
Factor de capacidad anual	20-77 %
Eficiencia máxima	14-23 %
Eficiencia neta anual	12-20 %
Superficie campo heliostatos	100-320 hectáreas
Tamaño típico de los heliostatos	100-150 m ²
Altura torre	Hasta 200m (Crescent Dunes)
Costes de inversión	10.900 – 16.100 €/kW
Costes de producción	20-33 €/MWh

Tabla 4: Características de una central de torre central
Fuente: [17]

Los principales elementos que tiene una planta solar de torre central son:

- 1) El campo de heliostatos: formado por los reflectores solares y el sistema de seguimiento solar.
- 2) Sistema receptor: formado por el receptor y el fluido de transferencia.
- 3) Sistema de almacenamiento (opcional).
- 4) Sistema de generación: Bloque de potencia, generador, sistema de conversión a la red, servicios de la planta, etc.

Actualmente el más utilizado es el ciclo Rankine subcrítico, con o sin almacenamiento energético. En la Figura 13 se puede ver de forma esquemática una planta solar de torre central con generación directa de vapor, y en la Figura 14 una planta de torre con almacenamiento.

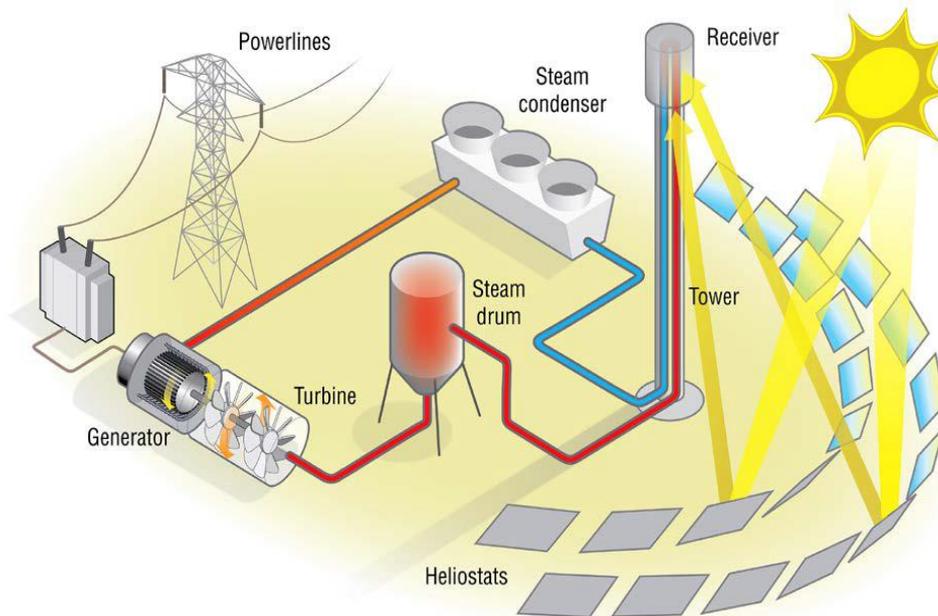


Figura 13: Torre central con generación directa de vapor
Fuente: [15]

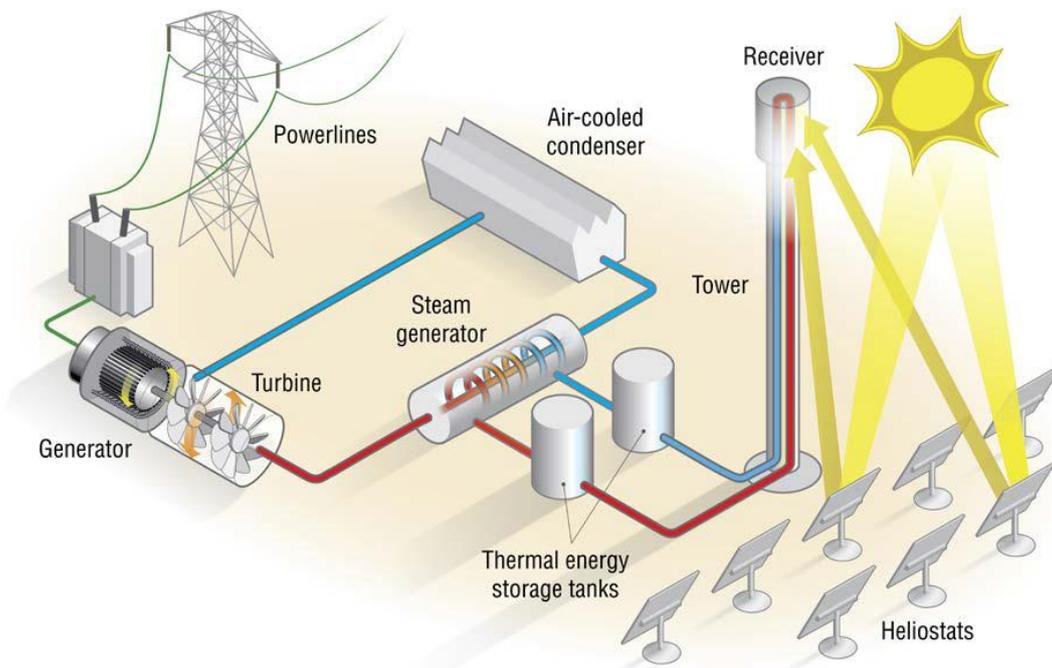


Figura 14: Torre central con almacenamiento térmico
Fuente: [15]

6.3.1 Campo de heliostatos

Los sistemas de torre central requieren unos coeficientes de concentración altos para utilizar flujos altos de radiación, por lo que se necesita instalar una gran cantidad de heliostatos. Estos espejos son parte de los elementos más costosos, pues suponen entre el 30-50% del coste total de construcción.

Es importante que los heliostatos tengan un buen diseño geométrico y estructural, pero su factor crítico es su distribución en el campo solar. Para diseñar la distribución del campo de heliostatos se debe considerar, entre otros: la ubicación de la central, los problemas de sombras y apantallamientos, la radiación solar directa, el tamaño de los heliostatos, la altura de la torre, la geometría del receptor, etc. Normalmente existen campos de geometría circular o geometría “norte”, como se puede observar en la Figura 15. En el apartado 6.4.1 se estudia en detalle la eficiencia del campo de heliostatos y consideraciones a tener en cuenta para su diseño y distribución.

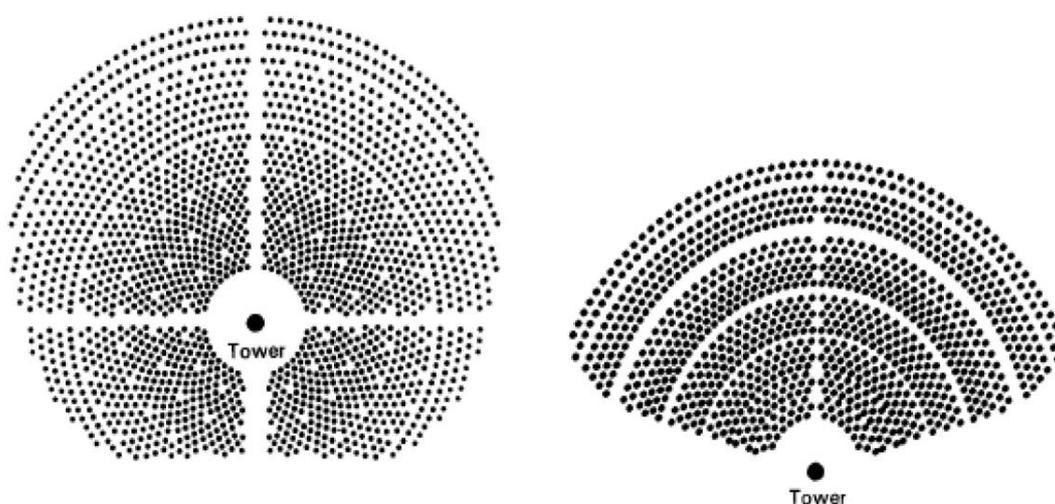


Figura 15: Esquemas de campo de heliostatos circular y norte
Fuente: [11]

En cuanto al diseño de los heliostatos, normalmente consisten en una plancha de acero como medio de soporte, una capa adhesiva, una capa de plata reflectora, y por último una gruesa capa protectora de vidrio. Por lo general se utilizan espejos de 3-4 mm de espesor de vidrio. Los heliostatos han aumentado de tamaño progresivamente, desde los primeros diseños de 60 m² hasta los modelos actuales de más de 120 m². Sin embargo, en lugar de ser un único elemento, está formado por módulos. Además, cada espejo individual no es perfectamente plano, sino que está ligeramente curvado para concentrar más densidad de flujo en el receptor. Debido a su tamaño, la estructura metálica de los heliostatos debe soportar cargas muy desfavorables debido al peso, a sus dimensiones y al viento.

Por otro lado, la estructura posee un mecanismo actuador que permite la orientación del espejo con giros en acimutal y en elevación. El rango de elevación es de 200° aproximadamente, mientras que el rango de azimut permite girar hasta los 350°. Este mecanismo tiene una precisión de 0,05°. Este sistema es fundamental para optimizar el flujo solar incidente en el receptor.

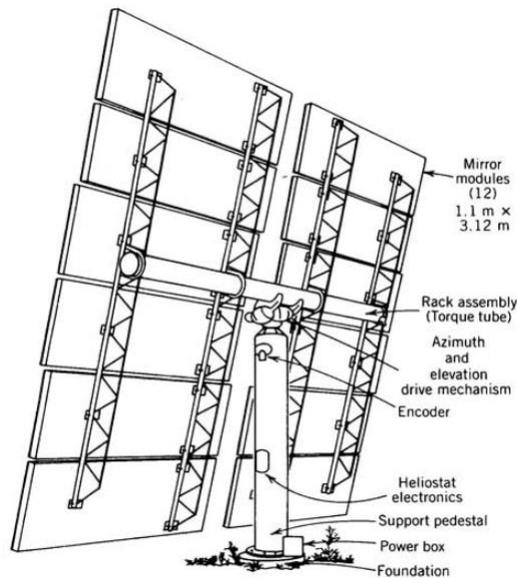


Figura 16: Esquema de un heliostato
Fuente: [11]

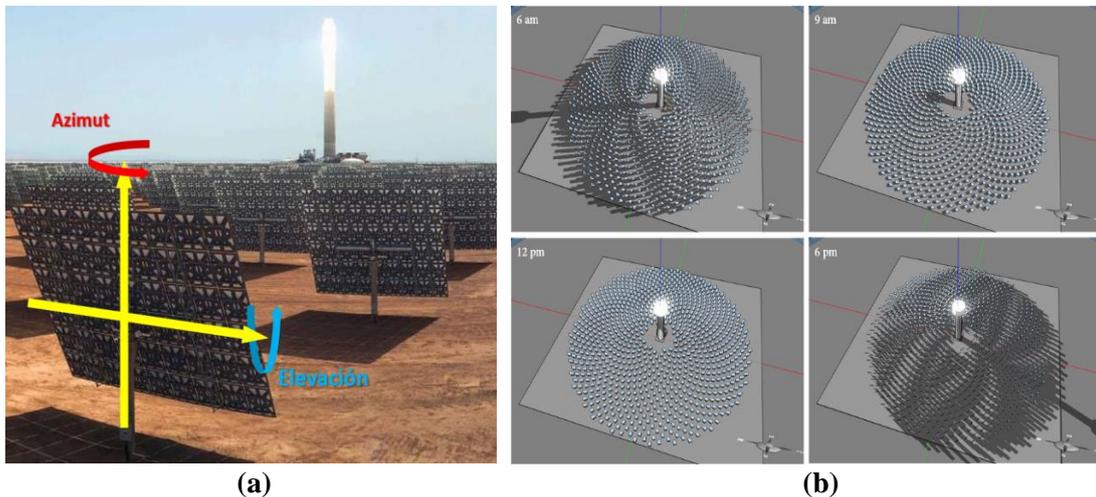


Figura 17: Esquema de seguimiento solar de dos ejes (a) y Posición de los heliostatos (b)
Fuente: Elaboración propia (a) y [19] (b)

6.3.2 Receptor

El receptor es la unidad donde se concentra el flujo solar reflejado por los heliostatos y se transforma en energía térmica. Para conseguir que la energía que llega al receptor sea la máxima posible, éste debe situarse en altura, reduciendo en lo posible los efectos de sombras y bloqueos que pueden darse en el campo de heliostatos.

El receptor solar está formado por paneles de tuberías metálicas. El material de estos tubos recibe un tratamiento de recubrimiento selectivo, que aumenta la absorptividad y reduce la reflectividad. La estructura de soporte, tubos de interconexión, etc. que están en contacto con el exterior, se aíslan aplicando un recubrimiento de acero inoxidable con pintura blanca.

El diseño del receptor debe soportar un alto nivel de radiación, y la distribución del flujo solar en su superficie debe lo suficientemente homogéneo, para que no se produzcan picos de temperatura superiores a los que pueden soportar los componentes metálicos.

Según el mecanismo de producción y el fluido térmico que utilice la planta, el receptor puede ser de agua (centrales con generación directa de vapor), de sales fundidas, de gases, etc.

Desde el punto de vista de la geometría del receptor, hay dos diseños operativos actualmente:

- **Receptor de cavidad:** contiene la superficie receptora dentro de una caja, y la radiación solar entra por una abertura. Como principal ventaja, los tubos no están en contacto con el ambiente, por lo que las pérdidas por radiación y convección son menores, mejorando su eficiencia térmica. Además, ante transitorios de flujo solar, tienen un comportamiento más adiabático porque no cambian en exceso las condiciones de contorno. Sin embargo, el coste de estos receptores es mayor y tienen mayores pérdidas por desbordamiento o “*spillage*”. Este tipo de receptor irá asociado con un campo de heliostatos tipo “norte”.
- **Receptores cilíndricos:** son módulos de tuberías que se sitúan directamente en el exterior, y la radiación reflejada incide directamente en la superficie absorbente. Estos sistemas tienen mayores pérdidas con el ambiente, pero son menos costosos y tienen menos pérdidas por desbordamiento, ya que la radiación reflejada no debe pasar por ninguna abertura. Este tipo de receptor va asociado con un campo de heliostatos circular.

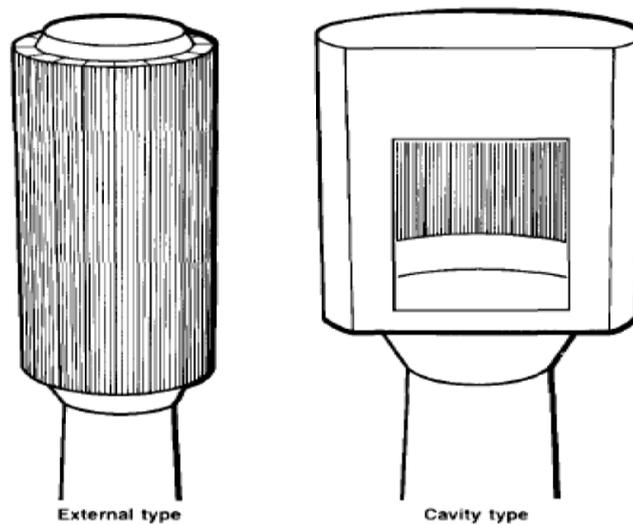


Figura 18: Tipos de geometrías de receptor
Fuente: [11]

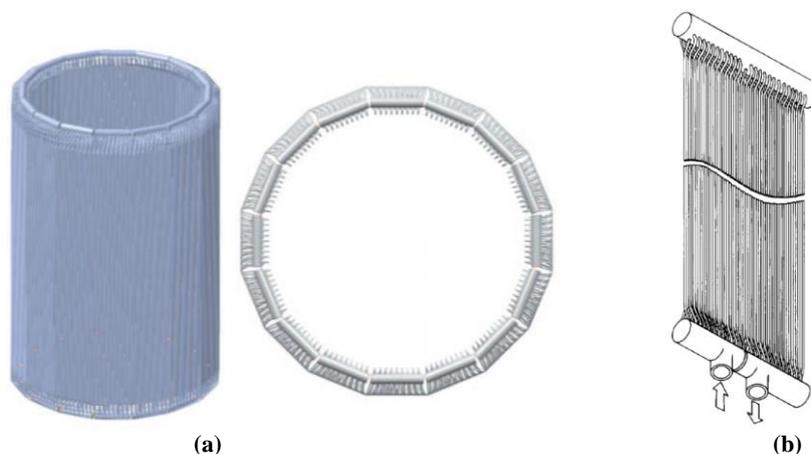


Figura 19: Detalle de un receptor cilíndrico (a) y los paneles de tubos (b)
Fuente: [11]

6.3.3 Torre

La torre es el elemento estructural que permite elevar al receptor. Se construyen en celosía de acero (similar a una torre de alta tensión) o de hormigón armado, según las necesidades y según el coste. Normalmente, por debajo de los 120 metros se usa acero, y por encima de los 120 metros de altura se usa hormigón armado. Junto con el campo de heliostatos, es uno de los elementos más costosos, sobre todo si se fabrica en hormigón.

La altura de la torre y su forma influyen en la eficiencia de la planta y los costes. Para diseñar y construir la torre se debe considerar la sombra y bloqueo que genera en el campo de heliostatos; su estabilidad frente al viento; posibilidad de mantenimiento del receptor, etc.

6.3.4 Fluido térmico

El fluido térmico que circula por el interior del receptor sirve para absorber la energía solar y transformarla en energía térmica. La elección del fluido de transferencia de calor a bombear a través del receptor está determinada por la aplicación. El criterio de elección principal es la temperatura máxima de funcionamiento del sistema, seguido por los costes del sistema y la seguridad. Los fluidos térmicos más utilizados en la actualidad son:

- **Aceite térmico:** Se trata de hidrocarburos y aceites con base sintética, cuya temperatura máxima de funcionamiento son 425°C. Este factor es muy limitante, ya que estos compuestos orgánicos se degradan por encima de esta temperatura. Sin embargo, su presión de vapor es baja a estas temperaturas, por lo que permite un buen uso para almacenamiento térmico. Los aceites tienen el mayor inconveniente de ser inflamables, por lo que requieren sistemas de seguridad especiales cuando se usan a altas temperaturas. Su coste está en torno a 0,8 €/kg. Algunos ejemplos de aceites comerciales pueden ser “*Dowtherm Q*” y “*Dowterm RP*”.
- **Agua/vapor.** En la generación directa de vapor (DSG) el receptor actúa como una caldera de vapor, es decir, recibe agua a presión y produce vapor, que se conduce hasta un separador de humedad y posteriormente a la turbina de vapor. Para aplicaciones solares, la temperatura máxima de operación se sitúa en torno a 550°C, con presiones de operación de 90-100 bar aproximadamente, en ciclos de Rankine subcríticos. El agua utilizada en el receptor debe estar altamente desionizada, para evitar la acumulación de incrustaciones en las paredes internas de la superficie del receptor. Sin embargo, su coste es más bajo que el de otros fluidos de transferencia de calor. El uso del agua como medio de almacenamiento a alta temperatura es difícil debido a las altas presiones involucradas.
- **Sales fundidas:** Consiste en utilizar una mezcla eutéctica a base de nitratos o nitritos de sodio y potasio. La sal “solar” más utilizada actualmente se compone de una mezcla del 60% de NaNO₃ y 40% de KNO₃, aunque también se pueden utilizar mezclas con nitrato de litio o nitrato de calcio para reducir el punto de fusión del material (LiNO₃- NaNO₃-KNO₃ o Ca(NO₃)₂- NaNO₃-KNO₃).

El punto de fusión de estas sales está por debajo de 220°C [20], apropiado para la generación solar, ya que en el receptor se eleva la temperatura de las sales desde 290-300°C hasta 560-590°C. Las sales están en fase líquida a todas las temperaturas de trabajo, pero no debe bajar la temperatura por debajo de su punto de fusión para evitar que solidifiquen. Si el sistema solar se apaga debe utilizarse un sistema auxiliar para mantenerlas calientes. El circuito primario está presurizado con nitrógeno, para que el fluido no reaccione ni se deteriore. El coste de la sal solar es de 0,7€/kg. Actualmente se está investigando con el uso de otro tipo de sales con base de carbono, como Li₂CO₃ y K₂CO₃ mezcladas con nanopartículas, para mejorar la capacidad calorífica del material y conseguir mayor tiempo de almacenamiento térmico [21].

La ventaja de la mezcla de sales frente al agua y aceite térmico es que permiten almacenar más calor, a mayor temperatura y en un espacio más reducido, ya que las sales tienen un calor específico más elevado (se puede transportar gran cantidad de calor por kilogramo del fluido). Además, las sales tienen más conductividad térmica que el agua, y como no hay cambio de fase, no hay ningún cambio significativo en la presión o el volumen del fluido. El uso de sales supone uno de los mayores avances en el campo solar, ya que se alcanzan periodos de almacenamiento de 15 horas aproximadamente.

Fluido térmico	Punto de fusión (°C)	Calor específico C_p @ 330°C (kJ/kg K)	Densidad ρ @330°C (kg/m ³)	T max (°C)
40% KNO ₃ + 60% NaNO ₃ ("sal solar")	222	1,5	1899	600
53% KNO ₃ + 29% LiNO ₃ + 18% NaNO ₃	120	1,64	1789	540
KNO ₃ + LiNO ₃ + NaNO ₃ + NaNO ₂	79	1,5	1720	-
45% KNO ₃ + 48% Ca(NO ₃) ₂ + 7% NaNO ₃ ("Hitec XL")	120	1,47	1992	500

Tabla 5: Propiedades de fluidos térmicos para aplicaciones solares
Fuente: [22]

6.3.5 Bloque de potencia

Como se ha mencionado anteriormente, el ciclo de potencia más utilizado en el mercado para las centrales de torre central es un ciclo de Rankine subcrítico. Los principales equipos que lo componen son bien conocidos: el generador de vapor, la turbina y el condensador. Además, se pueden añadir extracciones de turbina con precalentadores intermedios, para que el ciclo sea regenerativo y el agua entre precalentada al generador de vapor.

Es necesario también un desgasificador para eliminar gases no condensables y/o nocivos como el oxígeno, que resulta muy corrosivo. Este equipo es fundamental para las centrales térmicas ya que además de eliminar gases o compuestos nocivos del agua, permite que el agua de alimentación entre en el generador de vapor con título de vapor 0 y a la temperatura de saturación. Por último, el otro gran equipo necesario es un calderín o separador de vapor. Esta cámara de mezcla contiene un separador de humedad que permite eliminar el escaso porcentaje de agua a la salida del evaporador, de forma que al sobrecalentador y a la turbina solo entre vapor seco, es decir, con título de vapor 1.

6.4 Eficiencia y pérdidas de los sistemas de torre central

En general, la gran ventaja de la tecnología CSP es que permite obtener altas temperaturas de operación, de forma que se puede generar más trabajo mecánico y obtener mayor eficiencia térmica como consecuencia del teorema de Carnot:

$$\eta = 1 - \frac{T_{Foco Frío}}{T_{Foco Caliente}} \quad (3)$$

El teorema de Carnot expresa la máxima eficiencia posible de conversión en un ciclo térmico ideal, pero la eficiencia real será menor porque influirán otros factores.

La eficiencia global en sistemas solares de concentración es la eficiencia de la conversión energía solar a electricidad, y depende de la eficiencia óptica del reflector, el receptor, la eficiencia del ciclo y un coeficiente adicional de pérdidas:

$$\eta_{global} = \eta_{optico} \cdot \eta_{receptor} \cdot \eta_{ciclo} \cdot C_{perdidas} \quad (4)$$

Por lo tanto, no podremos extraer en ningún caso toda la energía disponible del recurso solar. De hecho, el rendimiento total de estas plantas (kWh_{Eléctrico}/kWh_{Solar}) suele ser bastante bajo, del orden de un 15-23% en los sistemas de torre (ver Tabla 1). No obstante, el recurso solar es gratuito

y renovable, por lo que esta cifra no supone un problema para la operación de estas plantas, que solo deben amortizar los costes de construcción, operación y mantenimiento.

Como la tecnología seleccionada para este trabajo es la torre central, solo se va a analizar las pérdidas que se producen en este tipo de plantas, con el fin de conocer el balance energético completo.

6.4.1 Pérdidas y eficiencia óptica del campo de heliostatos

El rendimiento óptico global de los heliostatos es la relación entre el flujo solar incidente en la superficie del receptor, con un área de apertura A_{ABS} , y el flujo solar incidente en la superficie del heliostato, con un área A_C . Se puede calcular como:

$$\eta_{optico} = \frac{Q_{rec}}{\phi A_C} \quad (5)$$

donde Q_{rec} es la potencia de radiación máxima recolectada por el heliostato que incide en el receptor [W], A_C es la superficie del heliostato [m²] y ϕ es la radiación normal directa [W/m²].

Por lo tanto, la eficiencia óptica es una medida del rendimiento de la superficie del reflector en la transferencia de radiación al receptor, en comparación con un límite superior basado en la radiación normal directa y el área total del heliostato. Los efectos que hacen que esta transferencia no sea ideal son: **pérdidas por reflexión; pérdidas por efecto coseno; pérdidas por sombras y bloqueos; pérdidas por desbordamiento (“spillage”) y pérdidas por atenuación atmosférica.**

$$\eta_{optico} = \eta_{reflexion} \eta_{coseno} \eta_{sombra} \eta_{bloqueado} \eta_{spillage} \eta_{atm} \quad (6)$$

En primer lugar, las pérdidas por reflexión se deben a que los heliostatos no reflejan de forma especular la totalidad de la radiación solar incidente. Esto se debe a que parte de dicha radiación es absorbida por el vidrio, otra parte emitirá radiación al ambiente y otra fracción de la radiación incidente será reflejada de forma difusa. El valor medio de las pérdidas por reflexión es aproximadamente un 6%, por lo que la eficiencia de reflexión es del 94%. Estas pérdidas dependerán de la longitud de onda de la radiación incidente, el material usado como superficie reflectante, la limpieza de la superficie, etc. Es importante destacar que la limpieza y mantenimiento de los heliostatos es un factor crítico porque contribuyen en gran medida a que los valores de reflectividad sean altos.

En cuanto al efecto coseno, hace referencia a las pérdidas causadas por la inclinación de la superficie del heliostato con respecto a la trayectoria de la radiación solar, ya que en función del ángulo de inclinación varía el área útil del reflector y por lo tanto la capacidad de reflejar radiación (ver Figura 21). Entonces, se puede establecer que la potencia solar interceptada por el receptor es proporcional al coseno del ángulo entre la normal de la superficie del heliostato y la dirección de los rayos solares incidentes θ_i . Según [11] y considerando el sistema de referencia que se muestra en la Figura 20, la expresión para estimar las pérdidas por efecto coseno es:

$$\cos 2\theta_i = \frac{(Z_0 - Z_1)\text{sen}(\alpha) - e_1 \cos(\alpha)\text{sen}(\gamma_s) - n_1 \cos(\alpha)\cos(\gamma_s)}{((Z_0 - Z_1)^2 + e_1^2 + n_1^2)^{\frac{1}{2}}} \quad (7)$$

siendo α el ángulo de altura solar, γ_s el ángulo azimutal, (z_1, e_1, n_1) son las coordenadas (z,x,y) del heliostato, y Z_0 es la altura del receptor.

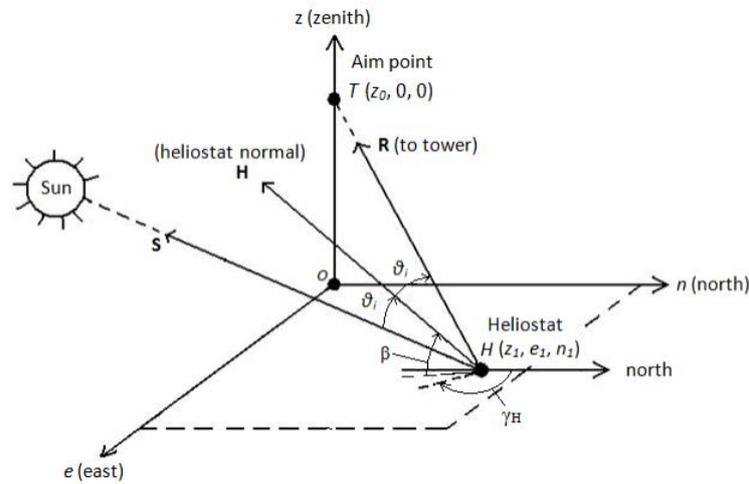


Figura 20: Sistema de referencia para torre central
Fuente: [11]

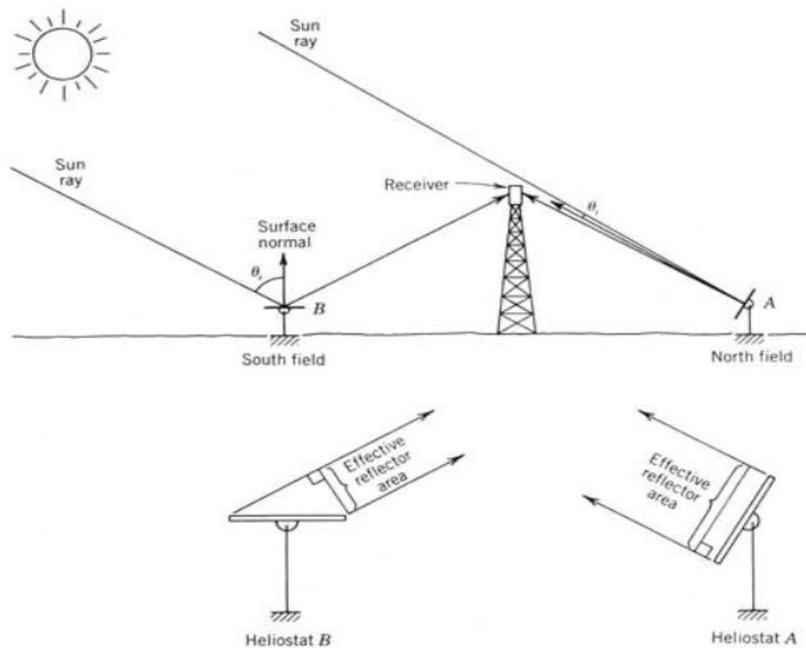


Figura 21: Pérdidas por efecto coseno
Fuente: [11]

Observando la ecuación y la Figura 21, cuanto menor sea el ángulo entre la normal y la radiación solar, las pérdidas por efecto coseno serán menores. Además, conociendo la posición del sol, se puede calcular con esta expresión cual será el ángulo óptimo para orientar el heliostato y reducir estas pérdidas.

En cuanto a las sombras y bloqueos, son dos procesos de interacción entre heliostatos que reducen la cantidad de energía que pueden reflejar al receptor. Las sombras ocurren cuando un heliostato proyecta su sombra sobre otro heliostato situado en las proximidades, de forma que no todo el flujo solar incidente es capaz de alcanzar el reflector. El bloqueo aparece cuando un heliostato situado en frente bloquea el flujo reflejado en su camino hacia el receptor. Ambos procesos se muestran indicados en la Figura 22, así como el cálculo de las pérdidas por sombras y bloqueo en el campo de heliostatos. Se puede observar que, los heliostatos más cercanos a la torre presentan mayores pérdidas por este efecto.

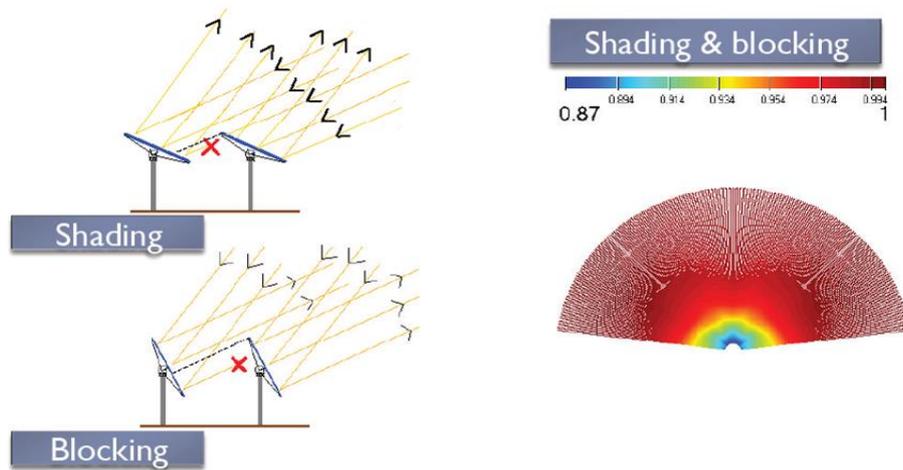


Figura 22: Sombras y bloqueos en el campo de heliostatos
Fuente: [23]

Las sombras y bloqueos son dos efectos que dependen del tamaño de los heliostatos, la distancia entre ellos, el ángulo solar y la distancia a la torre. Actualmente se utiliza un extenso análisis para determinar la posición de los heliostatos, que queda fuera del alcance de este trabajo, pero se pueden definir algunas pautas generales para entender su distribución. En general, los heliostatos se suelen colocar siguiendo un patrón de escalonamiento radial en torno a la torre, ya que se minimiza la superficie de terreno sin utilizar y las pérdidas por sombras y bloqueos. Según [11], para los diseños de los campos de heliostatos se suele optimizar su distancia radial ΔR y distancia azimutal ΔA :

$$\Delta R = HM(1,44 \cot \theta_T - 1,094 + 3,068\theta_T - 1,125\theta_T^2) \quad (m) \quad (8)$$

$$\Delta A = WM(1,749 + 0,6396\theta_T) + \frac{0,2873}{\theta_T - 0,049} \quad (m) \quad (9)$$

$$\theta_T = \tan^{-1}\left(\frac{HT}{r}\right) \quad (10)$$

siendo HM la altura del heliostato (m), WM el ancho del heliostato (m), y θ_T el ángulo del receptor desde la localización del heliostato, HT la altura de la torre (m) y r la distancia horizontal del heliostato a la torre (m).

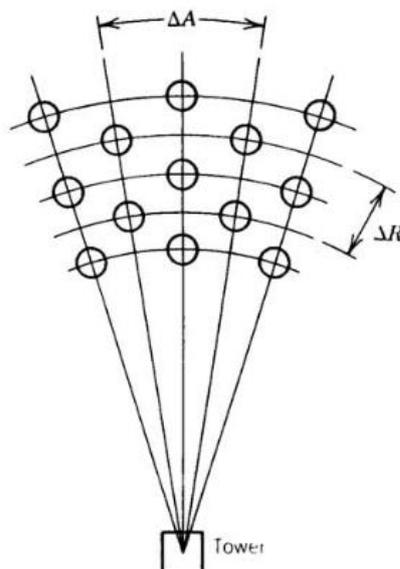


Figura 23: Patrón de escalonamiento radial para campos de heliostatos
Fuente: [11]

En la Figura 23 se aprecia la distancia azimutal y radial de los heliostatos. Aplicando las ecuaciones anteriores, obtendremos una distribución de heliostatos de tal forma que, cerca de la torre los heliostatos estarán más juntos, y su separación aumentará según su distancia a la torre.

Por otro lado, las pérdidas por desbordamiento se deben a la radiación dirigida hacia el receptor que no incide sobre su área de absorción. Es un parámetro de diseño tanto del campo de heliostatos como del receptor. Las pérdidas de energía por desbordamiento se pueden evitar aumentando el tamaño físico del receptor, aunque estará limitado por las pérdidas de calor (directamente proporcionales al área del receptor). Generalmente, es lo suficientemente grande como para conseguir interceptar la mayor parte de la radiación reflejada hacia él por el campo de heliostatos, y para mantener los valores de flujo solar incidente lo suficientemente bajos para el fluido de transferencia de calor. Determinar un tamaño óptimo para el receptor, requiere de números estudios y procesos de optimización mediante la modelización por ordenador del campo de heliostatos.

Por último, se encuentran las pérdidas por atenuación atmosférica, que son unos de los principales inconvenientes en la generación con torre central. Estas pérdidas se deben a la atenuación de la radiación solar reflejada en su viaje desde el heliostato hasta el receptor debido a la interacción de la radiación con las partículas presentes en la atmósfera. Para calcular la atenuación atmosférica se suele utilizar un modelo que emplea una aproximación polinómica, donde los coeficientes dependerán del modelo utilizado o de las condiciones atmosféricas:

$$\eta_{atm} = C_0 + C_1R + C_2R^2 + C_3R^3 \quad (11)$$

donde C_n son los coeficientes polinómicos y R es la distancia real e inclinada entre el heliostato y el receptor (m).

Las pérdidas ópticas totales del campo de heliostatos suelen ser el 45% de la energía solar disponible, siendo las pérdidas por efecto coseno las más significativas, como se aprecia en la siguiente tabla:

Componente	Pérdidas (%)
Reflexión	10
Desbordamiento	2
Efecto coseno	23,4
Sombras y bloqueos	5,6
Atenuación atmosférica	6
TOTALES	45,2

Tabla 6: Pérdidas ópticas típicas para sistema de torre central
Fuente: [24]

Esto indica que, de toda la energía solar disponible, solo se podrá aprovechar la mitad aproximadamente para producir energía térmica. Por lo tanto, la optimización de la geometría del campo de heliostatos y de los propios elementos reflectores es un criterio de diseño de vital importancia para un sistema de receptor central. En la Figura 24 se muestran varias distribuciones de un campo de heliostatos y su eficiencia.

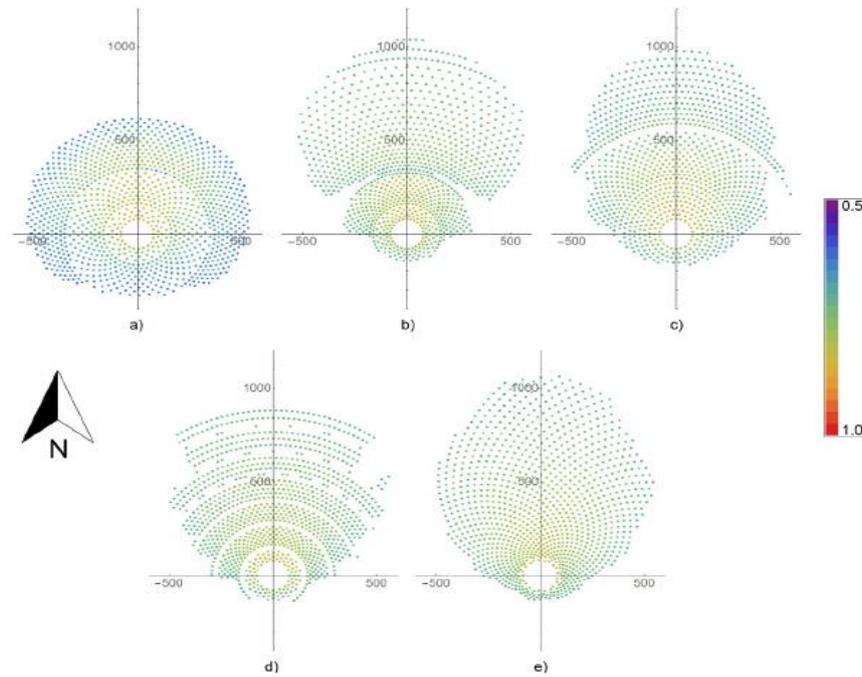


Figura 24: Distribución y eficiencia de heliostatos desarrollados con diferentes métodos de cálculo
Fuente: [25]

6.4.2 Pérdidas y eficiencia térmica del receptor

Como se ha mencionado, el receptor es el dispositivo que recibe y absorbe el flujo solar para producir energía térmica. Sin embargo, no se podrá aprovechar toda la radiación solar, ya que existirán pérdidas por convección y radiación con el ambiente. Es decir, en el instante en el receptor recibe la energía solar, las pérdidas por radiación de la superficie receptora al ambiente aumentan, así como las pérdidas por convección cuando se calienta el fluido que circula por el interior del receptor. De esta forma, en el equilibrio, la potencia calorífica útil del receptor será:

$$\frac{Q_{util}}{A_{ABS}} = \alpha C \phi - \sigma \varepsilon (T_{abs}^4 - T_{amb}^4) \quad (12)$$

donde Q_{util} es la potencia calorífica útil del receptor solar [W], A_{ABS} es la superficie del receptor [m²], α es la absorptividad del receptor, ϕ es la radiación normal directa [W/m²], σ es la constante de Stefan-Boltzmann [5.67x10⁻⁸ W/m²K⁴], ε es la emisividad, T_{abs} es la temperatura de la superficie del receptor solar [K], T_{amb} es la temperatura ambiente [K], y C es el coeficiente de concentración. Entonces, la eficiencia del receptor será el cociente entre la potencia útil del receptor y la potencia solar incidente:

$$\eta_{receptor} = \frac{Q_{util}}{C \phi A_{abs}} \quad (13)$$

y sustituyendo en la ecuación anterior queda:

$$\eta_{receptor} = \alpha - \sigma \varepsilon \frac{(T_{abs}^4 - T_{amb}^4)}{C \phi}. \quad (14)$$

Por lo tanto, observando esta última ecuación, podemos obtener las siguientes conclusiones:

- Cuanto mayor sea el flujo de energía solar incidente ($C\phi$), mayor será la eficiencia del receptor.
- Cuanto mayor sea la temperatura del receptor, hay más pérdidas por radiación y la eficiencia del receptor será menor.
- La eficiencia máxima del receptor será su absorptividad efectiva α .

Entonces, como se ha visto anteriormente, a mayor temperatura del receptor se obtiene mayor potencia mecánica y eficiencia, según el teorema de Carnot. Pero según la ecuación de eficiencia y pérdidas en el receptor, a medida que sigue aumentando la temperatura habrá mayores pérdidas por radiación. Esto implica que existirá **para cada nivel de concentración solar una temperatura óptima de operación que maximiza la eficiencia global**.

Suponiendo que el ciclo de vapor y los colectores son ideales, y que no existen más pérdidas:

$$\eta_{global} = \eta_{receptor} \eta_{Carnot} \rightarrow \eta_{global} = \left(\alpha - \sigma \varepsilon \frac{(T_{abs}^4 - T_{amb}^4)}{C\phi} \right) \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{abs}} \right) \quad (15)$$

En la Figura 25 se ha representado la eficiencia de una instalación solar para distintos niveles de concentración, considerando una temperatura ambiente de 20°C, una radiación solar de 770 W/m², y considerando $\alpha = 1$ y $\varepsilon = 1$.

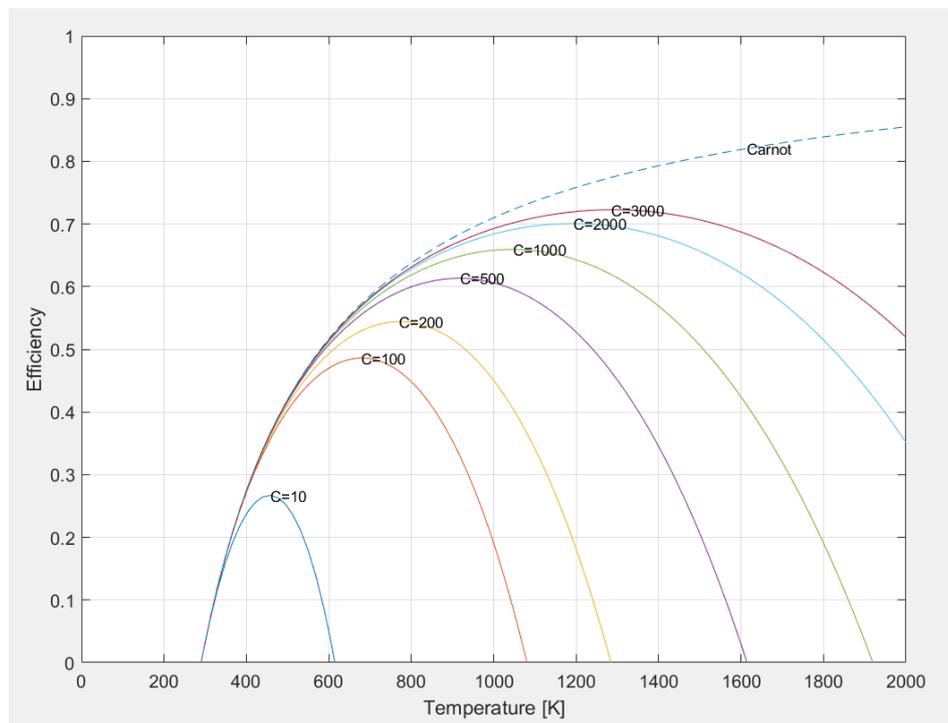


Figura 25: Eficiencia del receptor para diferentes factores de concentración solar y temperaturas
Fuente: [26] y elaboración propia.

En cuanto a la distribución del flujo solar sobre el receptor, se puede suponer que adopta una distribución Gaussiana tanto longitudinal como transversalmente. Esta hipótesis es la que más se acerca a la realidad, puesto que en el receptor incide mayor cantidad de radiación en el centro que en las zonas perimetrales.

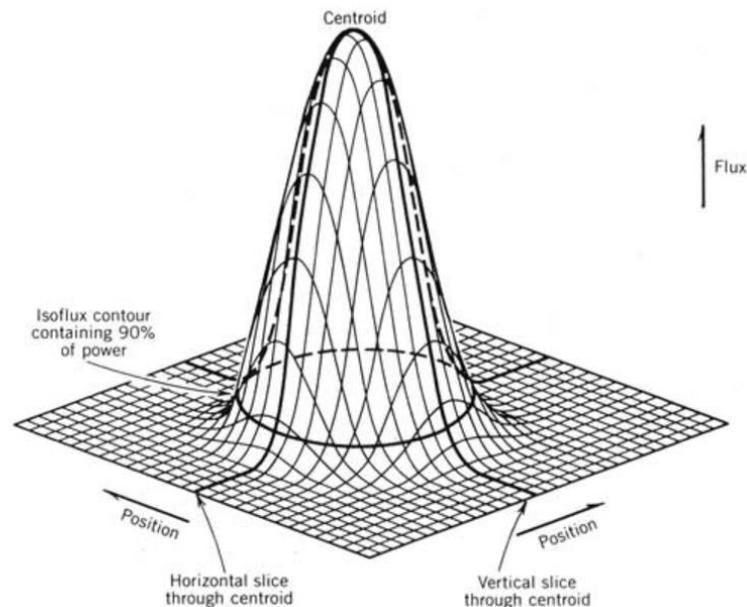


Figura 26: Distribución de flujo solar en el receptor
Fuente: [11]

6.5 Ciclos de potencia para generación solar

Actualmente existen varias metodologías para generar electricidad con este mecanismo, pero destacan las siguientes:

- Ciclo Rankine con generación directa de vapor.
- Ciclo Rankine con almacenamiento térmico.
- Ciclo Brayton con almacenamiento térmico.

La metodología más implantada es el ciclo Rankine con generación directa de vapor o almacenamiento térmico. Sin embargo, se están desarrollando sistemas que utilizan sodio fundido como medio de almacenamiento térmico y utilizando un ciclo Brayton con CO_2 . A continuación, se describen estas tecnologías de generación directa de vapor y almacenamiento con sales fundidas en detalle. El ciclo Brayton con CO_2 queda fuera del alcance de este trabajo, por lo que no se entrará en detalle.

6.5.1 Ciclo Rankine con generación directa de vapor

En la generación directa de vapor (*DSG, Direct Steam Generator*), el receptor funciona como la caldera de una central térmica convencional. Es decir, por el receptor circula agua a presión y, debido a la radiación solar, el agua se evapora y se produce vapor sobrecalentado.

Normalmente se utiliza un ciclo Rankine subcrítico con recirculación en fase líquida. En este modo de operación, el agua es precalentada y evaporada en el receptor solar, obteniéndose un título de vapor típico a la salida del 80%. Este sistema permite trabajar a mayores presiones y temperaturas a la entrada de la turbina de vapor. Por otro lado, la fase líquida es separada en los equipos de separación de fases, y el vapor vivo es recalentado con una extracción. Sin embargo, debido a la ebullición del agua en el interior del receptor, hace que este elemento sea más costoso porque los procesos de cambio de fase son más complejos y pueden generar puntos calientes en la pared interna del tubo absorbedor, por altos gradientes térmicos entre la fase líquida y vapor.

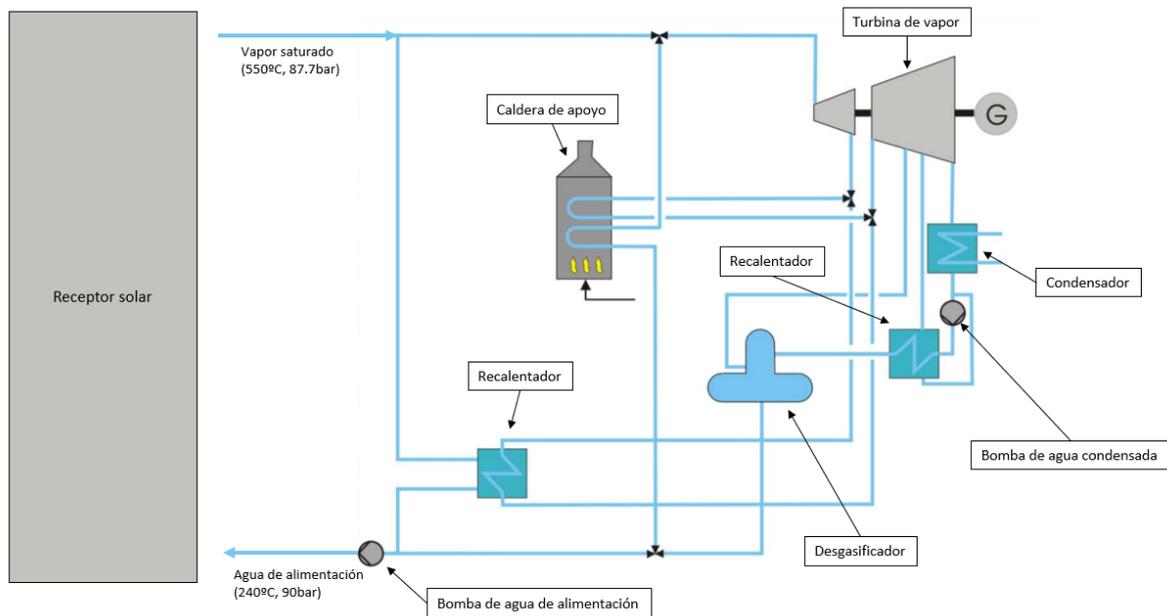


Figura 27: Esquema de generación directa de vapor con ciclo Rankine subcrítico
Fuente: [27], [13] y elaboración propia

Las principales ventajas de este sistema son:

- El fluido caloportador es agua, más barato que el aceite térmico o sales fundidas.
- Bajo coste de operación y mantenimiento.
- Menor corrosión y degradación en las tuberías.
- Menor impacto ambiental.
- Presiones y temperaturas de vapor vivo elevadas (550°C y 90-100 bar) a la entrada de la turbina de vapor.
- No es necesario la utilización de sistema de calentamiento auxiliar para evitar solidificación del fluido caloportador.
- No hay riesgo de degradación del fluido caloportador por alta temperatura o por el número de ciclos de operación.
- No es necesaria la instalación de intercambiador de calor intermedio entre el ciclo de potencia y el campo solar.

El principal inconveniente es el que se ha mencionado anteriormente, la evaporación del agua en el interior del receptor.

No obstante, es importante destacar que, en las centrales térmicas convencionales (de carbón principalmente) se ha desarrollado la tecnología de vapor en estado supercrítico en ciclos Rankine. Este tipo de ciclos tienen unas condiciones de diseño del vapor vivo a la entrada de turbina principal de 550°C y de 260bar. Este desarrollo está motivado porque el agua en condiciones supercríticas (punto crítico del agua: 221bar y 375°C) tiene mejores propiedades físicas que en sus otros estados: mayor densidad, baja viscosidad, baja tensión superficial, alta difusividad, etc. Esta mejora de las características y el gran incremento de presión del vapor permite incrementar el número de extracciones para precalentamiento del agua en fase líquida del ciclo Rankine. De esta forma se consigue una mayor temperatura del agua de alimentación a la entrada del generador de vapor, y disminuye el combustible necesario para su calentamiento. Por lo tanto, si se consigue un diseño apropiado de las extracciones de vapor y de las turbinas supercríticas, se puede optimizar su eficiencia del ciclo.

Esta tecnología también podría ser adoptada por las centrales termosolares. Sin embargo, se debe tener en cuenta que, por un lado, el teorema de Carnot indica que a medida que se aumente la temperatura y presión del vapor vivo aumentará la eficiencia del ciclo. Pero, según se ha visto en apartados anteriores, a medida que aumenta la temperatura en el receptor aumentan las pérdidas

por radiación con el ambiente, y disminuye la eficiencia de captación de energía solar. Por ese motivo, en centrales termosolares actuales, la temperatura máxima de diseño suele ser en torno a los 550-560°C. Por último, las turbinas de vapor más pequeñas que se han diseñado para centrales supercríticas proporcionan una potencia de 140-200MWe, por lo que habría que construir un campo de heliostatos de mayores dimensiones para generar esa potencia, incurriendo en un coste mayor de la planta. En definitiva, la tecnología supercrítica con vapor de agua está descartada actualmente para centrales solares térmicas de torre central operando con ciclo Rankine.

Ciclo Rankine	Subcrítico	Supercrítico
Temp. entrada turbina (°C)	550	550
Presión entrada turbina (bar)	100	260
Temp. vapor recalentado (°C)	550	550
Número calentadores	5	7
Presión desgasificador (bar)	10	12
Presión condensador (bar)	0.02	0.02

Tabla 7: Valores de referencia para ciclo Rankine subcrítico y supercrítico
Fuente: [28]

6.5.2 Tecnologías de almacenamiento térmico

La generación directa de vapor es el mecanismo más básico para la generación de una planta termosolar. Aunque tiene muchas ventajas y es un sistema menos costoso, es completamente dependiente de la radiación solar y su producción puede fluctuar en función de las condiciones climáticas.

Al incluir sistemas de almacenamiento energético, se puede aprovechar el excedente de energía en las horas de máxima radiación. Con este sistema la central puede funcionar de forma más flexible y ajustar su producción al perfil de la demanda a lo largo del día, no sólo bajo condiciones de irradiación óptimas. Por ese motivo se mejora la gestión, la eficiencia, la estabilidad de la red, la seguridad de suministro y la vida útil de la planta.

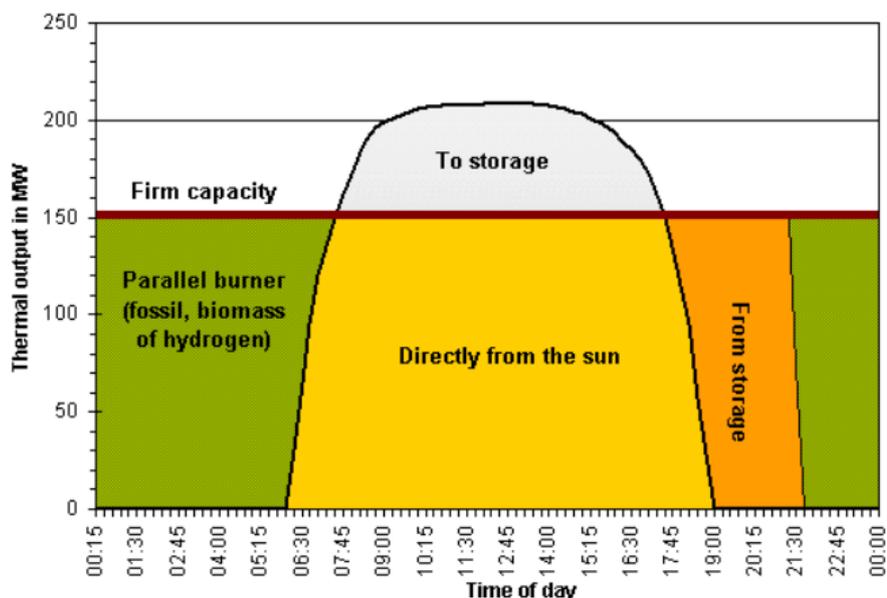


Figura 28: Curva típica de radiación-producción en una central solar con 2h de almacenamiento
Fuente: [29]

El mecanismo más utilizado para almacenar energía en centrales termosolares es el **almacenamiento térmico**. Dentro del almacenamiento, tenemos dos mecanismos:

- Almacenamiento por calor sensible: consiste en almacenar la energía solar calentando un material o fluido. Interesa tener materiales con alta densidad y alto calor específico.
- Almacenamiento por calor latente: consiste en almacenar energía térmica como el cambio de fase de un material, ya sea por la fusión de un sólido o evaporación de un líquido.

Si el sistema de almacenamiento utiliza el mismo fluido para almacenar energía y producir electricidad en el bloque de potencia, se trata de un sistema de almacenamiento directo. Sin embargo, si se utiliza un fluido de transferencia distinto al fluido de trabajo del bloque de potencia, se trata de almacenamiento indirecto.

La principal ventaja del almacenamiento directo es que reduce el número de elementos necesarios para el funcionamiento de la planta, ya que no necesita intercambiadores y bombas intermedios. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento indirecto suelen tener más capacidad y más horas de almacenamiento, por lo que mejoran la eficiencia y factor de uso de la planta.

Las diferentes configuraciones de plantas termosolares requieren soluciones de almacenamiento de energía térmica adecuadas para cada tecnología y cada caso en particular. Por ejemplo, el fluido de trabajo primario, la temperatura y la presión de funcionamiento, la capacidad y el nivel de potencia, etc. Los sistemas más utilizados en la actualidad son:

a) Almacenamiento indirecto con sales fundidas.

Los sistemas de sal fundida utilizan normalmente una mezcla 60% de NaNO_3 y 40% de KNO_3 como fluido HTF (como se detalla en el apartado 6.3.4) en un circuito primario cerrado. Este circuito primario se compone de dos tanques de almacenamiento y un intercambiador de calor, que cederá la energía térmica al ciclo de potencia acoplado en el circuito secundario. El intercambiador de calor es un elemento fundamental para el funcionamiento de este sistema, pero a su vez incrementa mucho los costes.

En cuanto a los tanques de almacenamiento, se encuentran a diferentes niveles de llenado y temperatura: un tanque de sal caliente (alrededor de 550°C) y otro de sal fría (alrededor de 300°C). El fluido térmico caliente, que sale del receptor, se dirige al depósito caliente, donde se mantiene al nivel térmico requerido por el ciclo de potencia. Este depósito es el que puede acumular el calor cuando la producción supera la demanda. En el depósito frío se acumula el fluido térmico enfriado, que ya ha agotado su capacidad de ceder calor al ciclo.

b) Almacenamiento indirecto con aceite térmico.

El funcionamiento de estos sistemas es similar al de sales fundidas, pero utilizan aceites térmicos con base orgánica o sintética. También se utilizan dos tanques, uno caliente y otro frío.

Sin embargo, hay que tener en consideración que los aceites se degradan por encima de una temperatura límite de 425°C , y pueden llegar a ser inflamables. Por lo que requieren más elementos de control y seguridad. Además, su capacidad calorífica es menor que las sales, por lo que almacenan menos energía por unidad de volumen que las sales fundidas.

c) Almacenamiento directo de vapor.

El almacenamiento directo de vapor es utilizado en centrales con generación directa de vapor. En estos sistemas, el vapor sobrecalentado que se produce en el receptor es almacenado en un tanque caliente intermedio. Sin embargo, su capacidad de almacenamiento es limitada debido a los costes elevados de los recipientes a presión para grandes capacidades de almacenamiento y volúmenes de vapor. El uso más idóneo de esta tecnología es como almacenamiento intermedio para potencia punta. Esta técnica se utiliza comercialmente en la planta PS10, ofreciendo entre 30 minutos y una hora de operación extra.

6.5.3 Ciclo Rankine con almacenamiento térmico

El sistema de almacenamiento más utilizado en la actualidad, y que mayor eficiencia y horas de almacenamiento aporta, es almacenamiento térmico indirecto con sales fundidas. Como se ha mencionado en el apartado anterior, este sistema emplea dos circuitos. El circuito primario contiene las sales fundidas, y se compone del receptor, los tanques de sales calientes y frías, una caldera de apoyo y el intercambiador de calor o generador de vapor. Por otro lado, el circuito secundario es un ciclo Rankine convencional.

El ciclo utilizado normalmente es el ciclo Rankine subcrítico, con agua de alimentación en fase líquida. Sin embargo, el vapor se genera en el intercambiador de calor, y en el receptor siempre circulan sales fundidas que se calientan de 300°C a 550-560°C, aproximadamente. Este sistema es más caro porque utiliza las sales fundidas, necesita instalar los dos tanques y el generador de vapor, que suele ser un elemento bastante más caro. No obstante, permite almacenar energía en periodos más largos, en algunos casos de hasta 15 horas (como por ejemplo Gemasolar).

Además, si se utiliza un ciclo supercrítico (260bar, 550°C), es más seguro en esta configuración porque en el receptor siempre están circulando sales fundidas, y no se produce la evaporación del agua a alta presión en el interior del receptor, reduciendo la posibilidad de fallos por picos de calor en el interior de los tubos del receptor.

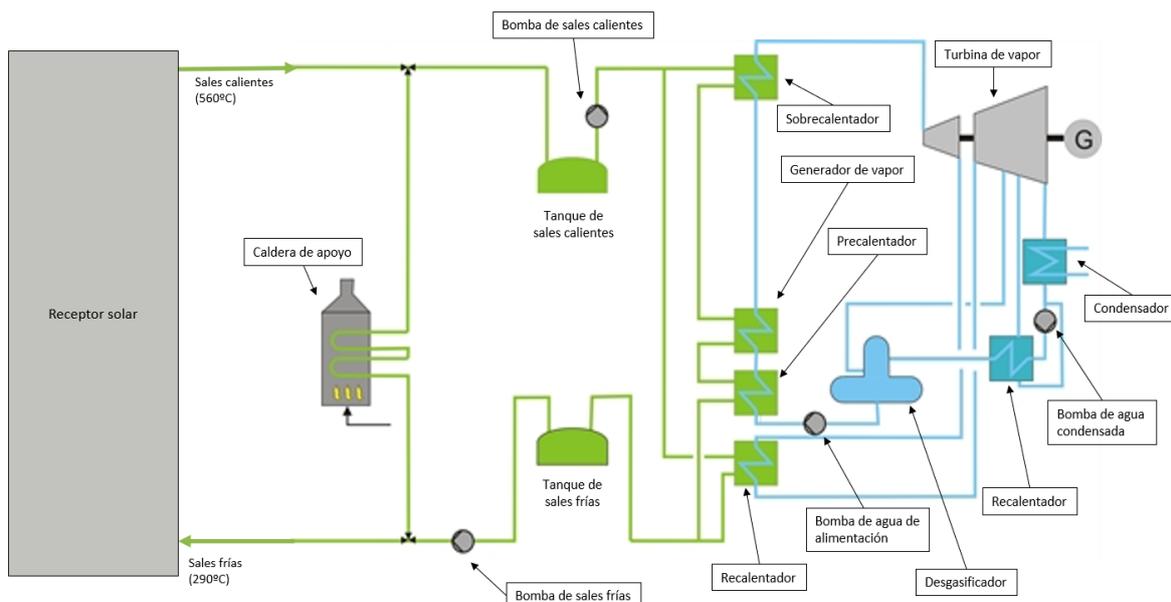


Figura 29: Ciclo Rankine con almacenamiento térmico mediante sales fundidas
Fuente: [27], [13] y elaboración propia

7. Energía solar fotovoltaica

En este apartado se va a describir de forma breve la energía fotovoltaica, sin entrar en el mismo nivel de detalle que en la solar térmica de torre central, ya que con la fotovoltaica solo se va a comparar la parte de almacenamiento con baterías, sus costes y viabilidad.

7.1 Breve descripción de la tecnología

La energía fotovoltaica es el otro proceso de aprovechamiento de la energía solar, que convierte la luz solar en electricidad mediante células de material semiconductor. Se trata de una tecnología bien conocida e implantada en el sistema eléctrico y a nivel de autoconsumo, donde los objetivos de cara al futuro pasan por el almacenamiento energético.

En cuanto a su mecanismo de funcionamiento, se basan en convertir la luz solar en electricidad utilizando células de un material semiconductor en las que se produce efecto fotoeléctrico. La energía de los fotones de la radiación solar es capaz de romper la energía de enlace de los electrones con los átomos del material de la célula, y en presencia de un campo eléctrico se produce la corriente eléctrica. Los semiconductores de estas células son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo p y tipo n) para formar este campo eléctrico.

Para que las células fotovoltaicas adquieran un carácter práctico es necesario añadir contactos eléctricos para extraer la corriente generada. También es necesario añadir en la parte superior una capa de vidrio u otro material encapsulado transparente, que sella la célula y la protege de condiciones ambientales adversas. Puede incluir una capa antirreflectante que garantice la correcta absorción de los fotones de la luz solar. Los módulos fotovoltaicos están formados por células fotovoltaicas conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte. Los módulos fotovoltaicos equivalen a fuentes de corriente continua, y están diseñados para suministrar electricidad a una tensión determinada, normalmente 12, 24 o 48V. Agrupando varios módulos en serie-paralelo se pueden obtener los requerimientos de corriente-tensión necesarios para el suministro. Posteriormente, mediante un inversor, se puede convertir esta corriente eléctrica continua en corriente alterna y transferir esta energía a la red o a un consumidor.

La corriente de los módulos dependerá del nivel de radiación solar. El parámetro estandarizado para clasificar la potencia de los diferentes módulos fotovoltaicos es la potencia pico o potencia nominal de la instalación. Sin embargo, a parte de la potencia pico, otro factor importante a la hora de diseñar instalaciones fotovoltaicas es el *Performance Ratio* o factor de operación:

$$PR = \frac{E_{FVt}}{P_{N,G} \frac{H_t}{G}} \quad (16)$$

Donde:

- $E_{FV}(kWh_t)$ es la energía generada en la instalación fotovoltaica en un intervalo de tiempo t
- $H_t \left(\frac{kWh_t}{m^2} \right)$ es la estimación de la radiación solar incidente sobre el plano de los paneles en un período de tiempo t
- $G \left(\frac{kW}{m^2} \right)$ es radiación global real un instante dado.
- $P_{N,G}(kW)$ es la potencia nominal de la instalación

Se sabe que el PR debe estar entre 0.7 y 0.8. Por lo tanto, se debe fijar este valor y fijar la energía que se pretende generar. Con esto, se obtiene la potencia nominal necesaria para la instalación.

7.2 Almacenamiento mediante baterías

De igual forma que con el resto de las energías renovables, el almacenamiento mediante baterías supone una pieza clave de la instalación fotovoltaica, debido a que se busca la “gestionabilidad” de la planta y no sólo su capacidad de producción. Las baterías son uno de los caminos futuros de la energía fotovoltaica para introducirse en el sistema eléctrico, ya que aporta mayor estabilidad y fiabilidad a la red.

Las baterías para grandes centrales de generación son dispositivos que deben ser capaces tanto de almacenar como de manejar grandes flujos de energía. Deben tener un comportamiento dinámico de carga y descarga, con un régimen de descarga variable.

Actualmente, las baterías más utilizadas son baterías de iones de litio: Li-Ion, diseñadas para almacenar la energía eléctrica empleando una sal de litio como electrolito. Las baterías Li-Ion poseen elevada capacidad energética y elevada resistencia a la descarga, tienen poco efecto memoria y son capaces de funcionar con un elevado número de ciclos de regeneración. Cabe destacar su sensibilidad a altas temperaturas y su rápida degradación, por lo que se suelen ubicar en el interior de contenedores con un buen sistema de refrigeración.

De igual forma que con los módulos, se pueden agrupar en serie-paralelo para almacenar energía a la tensión y corriente necesaria. Existen varios módulos comerciales de baterías de Ion Litio que permiten almacenar hasta 1MWh con una corriente máxima de 600A. Por ejemplo, el modelo IM+20E de Saft Batteries ([30]) está basado en 17 filas en paralelo, cada fila formada por 28 módulos en serie de baterías de 24V. Cada fila incorpora un módulo electrónico de control de la batería (Battery Management Module, BMM) que controla los ciclos de carga y descarga, y mantiene monitorizado el estado de carga y de salud de cada batería. Adicionalmente, cada contenedor incorpora un módulo para el control general (Master Battery Management Module, MBMM) que mantiene controlado el estado de carga de todas las filas paralelas, así como la conexión con los sistemas de conversión de potencia. Estas baterías suelen tener un precio de 210-250€/kWh, por lo que se puede estimar que el coste de cada módulo será de 250.000€.

Sin embargo, para grandes niveles de almacenamiento, la alternativa es utilizar baterías de flujo Redox. Estas baterías funcionan con una mezcla de electrolito, que contiene una o más especies activas, y se hace fluir a través de la celda electroquímica en la que se convierte la energía química en electricidad. Normalmente se almacenan los electrolitos en tanques externos y se bombea el fluido dentro de los racks de las celdas. Estas baterías se recargan rápidamente sustituyendo el electrolito o revertiendo la reacción Redox. Por lo tanto, la capacidad energética del sistema está determinada por el tamaño de los tanques y la potencia del rack, siendo independientes ambos parámetros y escalables.

Actualmente hay dos tipos de baterías de flujo Redox comerciales: las de Vanadio (VRB) y las de Zinc-Bromo (Zn-Br). Estas baterías tienen muchas ventajas debido a la composición del electrolito, la configuración y la operación de sistema. Tienen una gran rapidez de respuesta de carga/descarga, pudiendo proporcionar la potencia nominal en cortos periodos de tiempo (varios minutos). Además, pueden utilizarse para proporcionar potencia activa y reactiva. Por ello, además de su uso para sistemas UPS o huecos de tensión, son una gran alternativa para grandes almacenamientos y en aplicaciones para generación renovable con perfiles muy variables, como la energía eólica o solar.

Las principales desventajas de estas baterías son la relativa baja densidad de energía por volumen, y la complejidad del sistema en comparación con las baterías convencionales. Esto hace que sean los sistemas más caros actualmente, con un coste aproximado de 1.000-1.500€/kWh [3]. La baja densidad implica la necesidad de más celdas (tensión de celda de 1,2 V) para obtener la misma potencia que otras baterías.

La tercera opción que se podría considerar son las clásicas baterías de plomo-ácido. Estas baterías son estacionarias con amplia experiencia en instalaciones de autoconsumo, aunque se han dado casos de almacenamiento de grandes dimensiones como el caso de la compañía BEWAG en Berlín, que tiene un almacenamiento de 17MW durante 11 horas. Estas baterías son baratas y disponibles universalmente. Pueden aplicarse a casos de elevada potencia, aunque como desventajas tienen una baja densidad energética y mayor degradación con descargas profundas que el resto de las baterías, por lo que tienen menos ciclos de operación. Estas baterías, igual que las de flujo redox, requiere un mantenimiento constante y estar revisando los niveles de tensión y nivel de electrolito para su correcto funcionamiento.

Las baterías representan uno de los campos de investigación en permanente cambio por lo que las mejoras en las características de las baterías son continuas. Actualmente uno de los grandes problemas que presenta su uso en plantas fotovoltaicas es su elevado coste.

En cualquier caso, una vez conocidos el tipo de batería, el conexionado, la tensión y capacidad nominal de la batería, se pueden calcular los siguientes parámetros para caracterizar el sistema de almacenamiento:

- Energía nominal: $E_N = VxC_N [Wh]$ (17)

- Energía específica: $E_i = VxC_i [Wh]$ (18)

- Densidad energética: $\rho_m = \frac{E_N}{Masa\ electrolito} [Wh/kg]$ (19)

- Potencia Específica: $P_i = \frac{E_i}{t_i} [W]$ (20)

- Densidad de potencia: $\rho_m = \frac{P_i}{Masa\ electrolito} [W/kg]$ (21)

- Rendimiento farádico: $RF = \frac{C_0}{C_i} = \frac{Capacidad\ descarga\ completa}{Capacidad\ requerida}$ (22)

- Rendimiento energ.: $RE = \frac{E_0}{E_i} = \frac{Energía\ liberada\ en\ una\ descarga\ completa}{Energía\ requerida}$ (23)

Por último, es importante destacar la influencia de la temperatura en las baterías, ya que la tensión de carga depende de la temperatura. Para temperaturas de servicio de 10°C hasta 30°C, no es necesario efectuar una corrección de la tensión de carga dependiente de la temperatura. Sin embargo, cuando el rango de temperatura es inferior a 10° C y/o superior a 30°C, debe adaptarse la tensión de carga a la temperatura con un factor de corrección de -0,004 V/celda por °C. Si la temperatura es permanentemente superior a 40°C, el factor es -0,003 V/ celda por °C.

Por lo tanto, si la temperatura es demasiado fría o hace demasiado calor, la tensión de la batería se reduce. Por ese motivo, como se ha mencionado anteriormente, una opción para grandes niveles de almacenamiento es ubicar las baterías en contenedores industriales climatizados.

7.3 Antecedentes y situación actual

Los resultados de diferentes estudios ([1], [18], [9]) coinciden en señalar que el coste de la energía solar fotovoltaica resulta similar, y en algunos casos inferior, al de otras tecnologías de producción de electricidad renovables y convencionales.

El coste medio de la energía producida (LCOE, *Levelized Cost of Electricity*) para grandes plantas fotovoltaicas se estima en el rango 0,04-0,07€/kWh. Este precio hace que la energía solar fotovoltaica sea competitiva con el resto de las tecnologías de generación, tanto convencionales como renovables, como se indica en la Figura 12.

En cuanto a la potencia instalada, a finales de 2017 había 402GW instalados de fotovoltaica en el mundo [1]. De ellos, 131GW en China, 51GW en EE.UU., 49GW en Japón, 42GW en Alemania, 20GW en Italia y 5,6GW en España. España es el 10º país del mundo por potencia fotovoltaica instalada. Sin embargo, ocupa el puesto 18 en relación a la nueva potencia instalada en 2017 (147MW).

En el año 2017, la fotovoltaica aportó el 3,1% de la demanda eléctrica de España. En el momento en que se produjo el pico de demanda del año 2016 (13-14h del 6 de septiembre) la fotovoltaica representó el 7,2% de la generación.

La reducción de los costes del kWh va unido a la reducción de los costes de fabricación de los paneles que se ha dado en los últimos años. Esto ha hecho que la energía fotovoltaica ya sea competitiva en el mercado. Sin embargo, su bajo índice de participación en la cobertura de la demanda se debe a que no existen grandes plantas con almacenamiento energético, y solo pueden producir energía eléctrica cuando está disponible la energía solar.

8. Diseño y dimensionado de los casos de estudio

El principal objetivo de este trabajo es calcular el balance del ciclo de varios tipos de centrales termosolares, de forma que se pueda obtener de forma numérica qué configuraciones pueden ser mejores mediante el cálculo del rendimiento y su producción eléctrica. En cuanto al balance del ciclo, se trata de un estudio propio de ingeniería básica que consiste en caracterizar termodinámicamente todos los puntos y corrientes de un sistema térmico, abierto o cerrado. Este cálculo nos muestra el estado ideal y estacionario de la planta, además de poder dimensionar los equipos para la ingeniería de detalle.

Por lo tanto, para poder realizar este cálculo, primero se va a definir en este apartado el ciclo térmico que se va a calcular, el recurso energético disponible y las condiciones de diseño.

8.1 Requerimientos generales

Para el estudio que se va a realizar en este trabajo, se van a calcular los parámetros más significativos del proceso de una central solar térmica de torre central de 100MWe con 10 horas de almacenamiento. Se va a realizar un primer modelo de una central térmica con ciclo Rankine subcrítico, produciendo vapor saturado a 100bar y 540°C mediante generación directa de vapor. Posteriormente se va a incluir el almacenamiento y dos etapas regenerativas más.

Para este trabajo se va a utilizar el software SAM (System Advisor Model). SAM es un modelo informático que fue desarrollado en 2006 por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) en colaboración con el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) y el programa de Tecnología en Energía Solar (SETP). Este programa es capaz de calcular la producción anual, rendimientos, dimensionar y optimizar elementos de una instalación renovable, además de calcular los costes del proyecto para varios tipos de energía renovable. Para el caso de la energía solar térmica, este programa es capaz de obtener una distribución estimada del campo de heliostatos, su eficiencia, la altura de la torre, el receptor, etc. También puede calcular la cantidad de fluido caloportador necesario y horas de almacenamiento.

Por lo tanto, definiendo los parámetros básicos de la planta, se podrá optimizar la disposición del campo de heliostatos, la torre central y tamaño del receptor con el fin de obtener el mayor aprovechamiento de energía solar, minimizando los costes.

Para este trabajo se han considerado los siguientes parámetros de diseño:

Tipo de instalación	Torre central
Emplazamiento	37°33'N 5°19'W
Potencia neta de la planta	100 MW _e
Almacenamiento térmico	Sales fundidas
Fluido térmico utilizado	Sal solar: 60% NaNO ₃ + 40% KNO ₃
Campo de heliostatos	Campo circular
Tamaño de los heliostatos	12,2m x 12,2m
Superficie de los heliostatos	148,48 m ²
Ratio del área reflectiva	0,97
Ratio de disponibilidad	0,9
Factor de ensuciamiento	0,9
Receptor	Circular, de sales fundidas.
Radiación de diseño	850 kW/m ²
Temperatura HTF caliente	565 °C
Temperatura HTF frío	300 °C
Temperatura vapor Sobrecalentado	540°C
Presión vapor SC	100 bar
Presión vapor RC	40 bar
Horas de almacenamiento	10h

Tabla 8: Requerimientos de diseño de la configuración solar térmica con almacenamiento
Fuente: elaboración propia

8.2 Recurso solar y radiación de diseño

En cuanto a la ubicación de la planta, se van a seleccionar las coordenadas 37°33'N 5°19'W para obtener el recurso solar disponible y realizar los cálculos. El emplazamiento seleccionado para el estudio ha sido elegido por su gran recurso solar, además de su proximidad a la red de alta tensión y una buena comunicación terrestre.

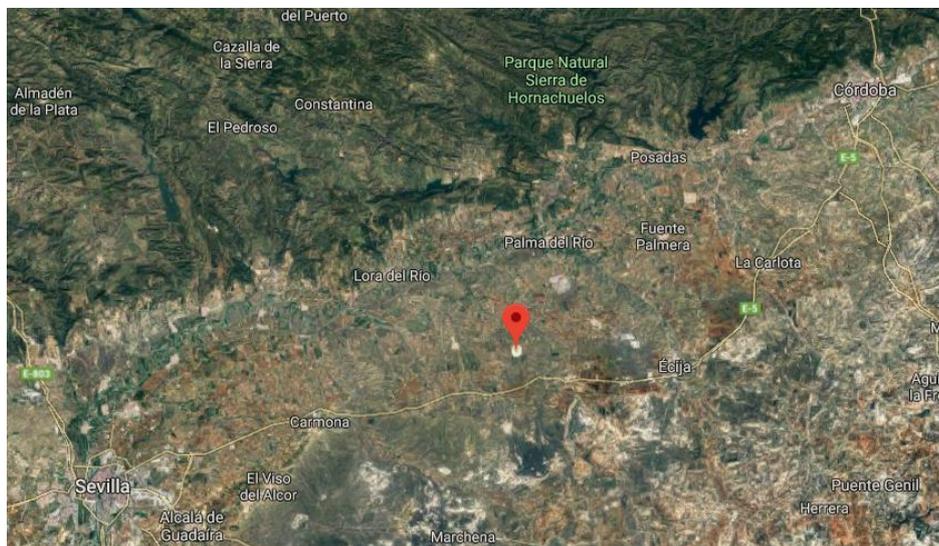


Ilustración 1: Emplazamiento del caso de estudio
Fuente: [31]

A la hora de seleccionar el emplazamiento se debe estudiar el recurso solar, ya que es un factor crítico para la producción de la planta. Los datos sobre radiación solar necesarios para desarrollar para este trabajo se han obtenido de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [32], una plataforma desarrollada por la Comisión Europea que está dedicada a la investigación solar. Esta plataforma contiene datos sobre radiación solar desde el año 2007. Para este trabajo se ha considerado la radiación del año 2015 y 2016 como referencia, como se puede ver en la Figura 30.

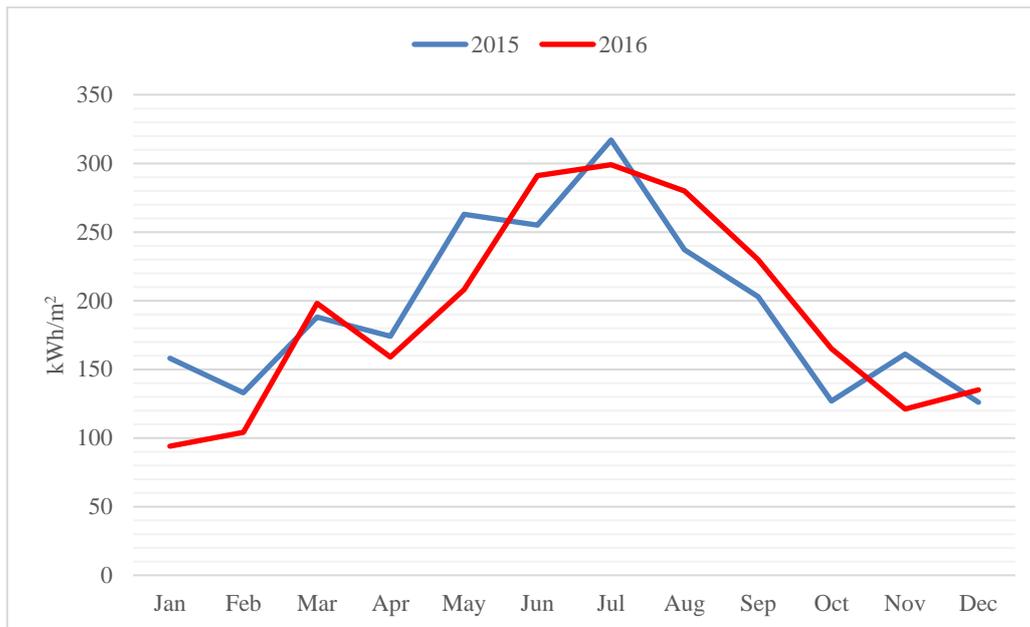


Figura 30: Radiación normal directa mensual por unidad de superficie en 2015-2016

Fuente: [32] y elaboración propia

Mes	Radiación en plano horizontal (kWh/m ²)	DNI: Radiación normal directa (kWh/m ²)
Enero	71,2	94
Febrero	89,9	104
Marzo	160	198
Abril	163	159
Mayo	202	208
Junio	250	291
Julio	248	299
Agosto	225	280
Sept.	177	230
Octubre	123	165
Nov.	80,5	121
Dic.	75,9	135
TOTAL	1865,5	2284

Tabla 9: Radiación solar en el emplazamiento en el año 2016

Fuente: [32]

Como se puede observar, la máxima radiación es en el mes de julio. En total, en el año 2016 la radiación recibida en el emplazamiento fue 2284 kWh/m², una media de 6,25 kWh/m² al día. En cuanto a la potencia instantánea solar recibida, en la Figura 31 y Figura 32 se muestra la radiación recibida un día de verano y de invierno respectivamente. Para dimensionar la planta se ha utilizado la radiación de diseño máxima durante un día de verano, que como se puede observar en la Figura 31 se corresponde con 850 W/m² aproximadamente.

A parte de los valores medios anuales, también se pueden extraer los perfiles típicos de cada mes, y con estos perfiles se podrá calcular la energía media generada cada mes, y con esto, la energía anual. A continuación, se incluye la Figura 33 con los perfiles de radiación típicos para cada mes y época del año en el emplazamiento seleccionado.

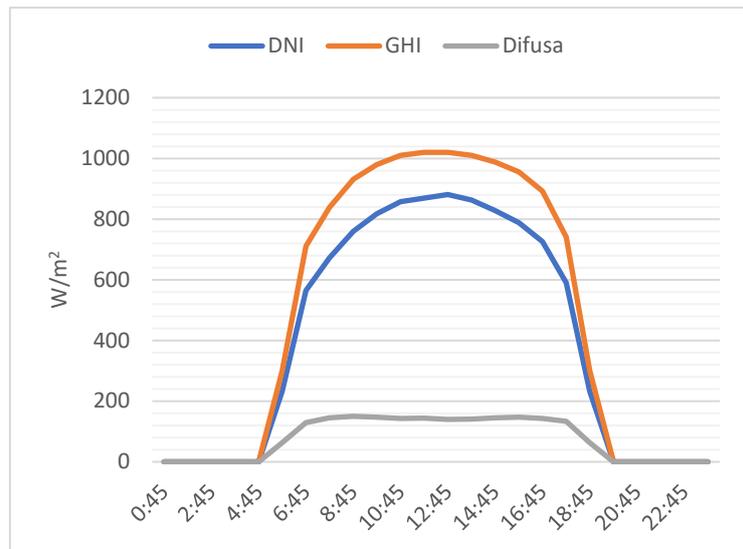


Figura 31: Radiación solar por unidad de superficie en verano
Fuente: [32] y elaboración propia

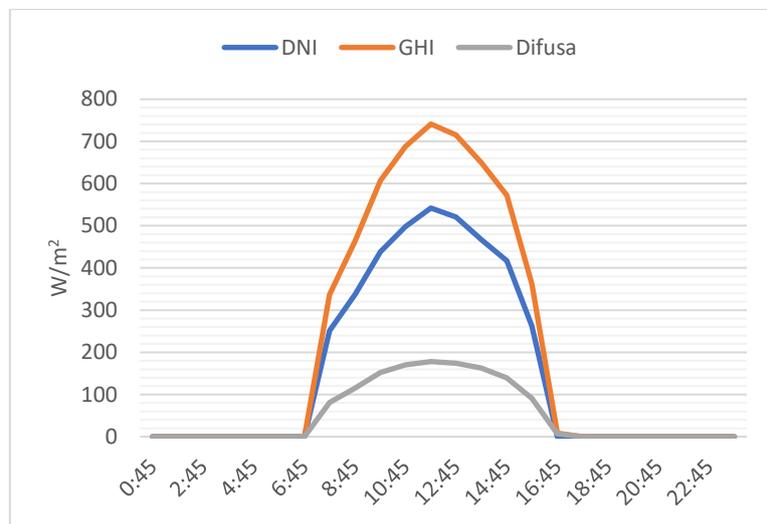


Figura 32: Radiación solar por unidad de superficie en invierno
Fuente: [32] y elaboración propia

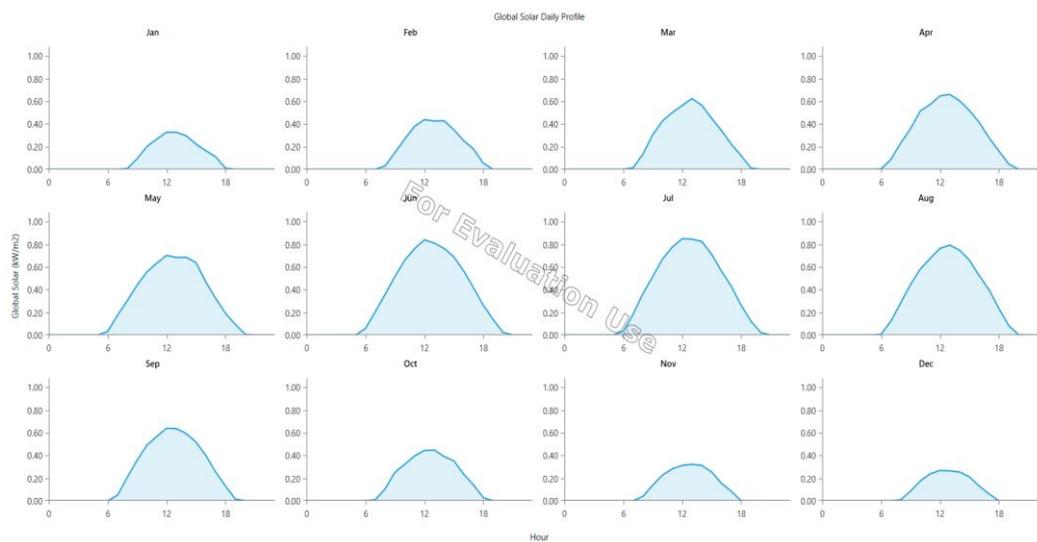


Figura 33: Perfil de día típico solar para cada mes
Fuente: elaboración propia con HOMER

8.3 Campo de heliostatos

Una vez establecidos los parámetros de diseño y la radiación de diseño, se deben introducir los datos en el software SAM para obtener el campo de heliostatos. De PVGIS obtenemos una hoja de datos con la radiación solar, que se debe incluir en la librería de SAM. Entonces, el programa calcula la distribución óptima del campo de heliostatos y genera un archivo con las coordenadas de los heliostatos, situando la torre en el centro de coordenadas. Exportando estas coordenadas a AutoCAD se representa mejor el campo de heliostatos, como se muestra en la Figura 34 y el Plano 1:

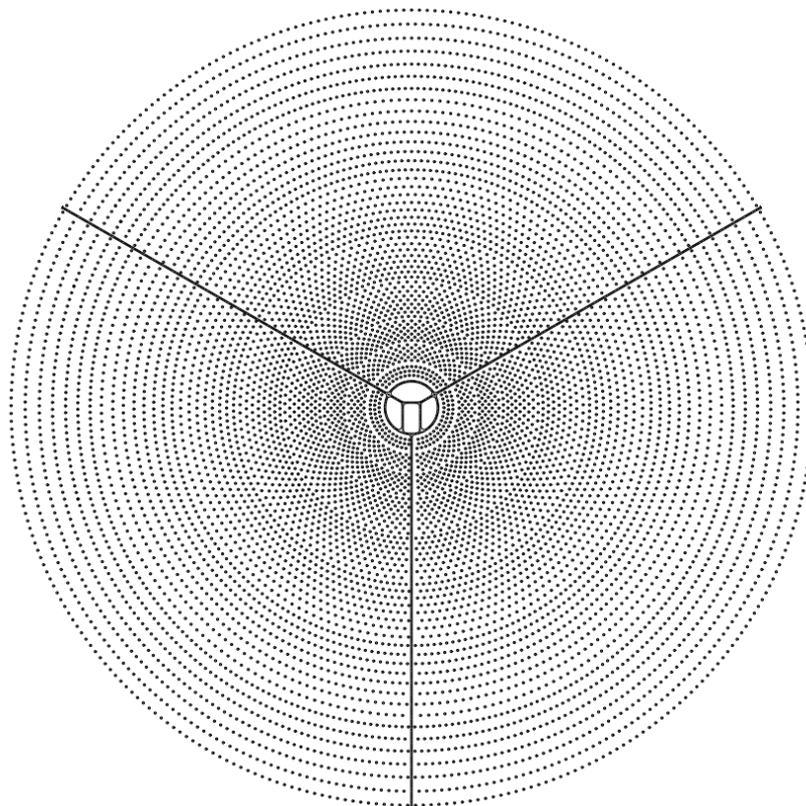


Figura 34: Campo de heliostatos
Fuente: elaboración propia con SAM y AutoCAD

Como resultado, el software ha calculado que serían necesarios 8272 heliostatos de 148m² distribuidos de forma circular. El radio de los heliostatos más alejados de la torre es de 1552m, y el anillo de heliostatos más cercano está a 126m. Por lo tanto, se requiere una superficie total de ocupación de 755 hectáreas, pero debido a la separación que tiene que existir entre los heliostatos, el área reflectiva total es de 120 hectáreas.

Se puede observar que, según se ha descrito en el apartado 6.4.1, los heliostatos situados más cerca de la torre pueden estar cerca unos de otros. Sin embargo, a medida que aumenta la distancia a la base de la torre, se deben ir separando radial y azimutal formando anillos periféricos bien definidos en torno a la torre.

Superficie de los heliostatos	148,48 m ²
Ratio del área reflectiva	0,97
Ratio de disponibilidad	0,9
Factor de ensuciamiento	0,9

Tabla 10: Inputs del campo de heliostatos
Fuente: elaboración propia con SAM

Número de heliostatos	8272
Distribución	Circular
Superficie total	755 ha
Superficie útil de heliostatos	120 ha
Pérdidas por efecto coseno	22,4%
Pérdidas ópticas	9,1%
Pérdidas por desbordamiento	2,1%
Sombras y bloqueos	5,3%
Atenuación atmosférica	8,9%

Tabla 11: Resultados del campo de heliostatos
Fuente: elaboración propia con SAM

8.4 Torre y receptor

En cuanto a la torre solar y el receptor, el programa SAM optimiza la altura y tamaño, obteniendo los siguientes resultados:

Altura de la torre	168m
Diámetro	18 m
Material	Hormigón

Tabla 12: Resultados de la torre solar
Fuente: elaboración propia con SAM

Altura del receptor	18m
Diámetro	17m
Material	Acero AISI316
Número de paneles	20
Diámetro exterior de los tubos	40mm
Espesor de los tubos	1.25mm
Flujo térmico máximo del receptor	1000 kWt/m ²
Pérdidas térmicas estimadas	30 kWt/m ²
Flujo de fluido máximo	1590 kg/s

Tabla 13: Resultados del receptor de sales fundidas
Fuente: elaboración propia con SAM

8.5 Sistema de almacenamiento y fluido térmico

En cuanto al sistema de almacenamiento, se va a utilizar la sal solar, formada por un 60% de nitrato de sodio NaNO_3 y 40% de nitrato de potasio KNO_3 . Se van a disponer dos tanques de 48 metros de diámetro y 12 metros de altura, con una capacidad de 19900 m³. Un tanque será para almacenar sales fundidas a 570°C y el otro para las sales frías a 300°C. Además de las bombas de impulsión de las sales hacia la torre solar y el generador de vapor, estas plantas suelen incluir calentadores en los tanques, un circuito para atemperación de sales fundidas, un circuito de drenaje y un circuito de bypass entre los tanques. Esto no se ha tenido en cuenta en el diagrama, ya que no era objeto de estudio. En cuanto a las propiedades térmicas del fluido caloportador, se ha obtenido una tabla de propiedades en función de la temperatura y presión constante [22].

T	Calor específico	Densidad	Viscosidad	Viscosidad cinemática	Conductividad térmica	Entalpía
[°C]	[J/kg-K]	[kg/m ³]	[Pa-s]	[m ² s]	[W/m-K]	[J/kg]
260	1488	1925	0,004343	2,26E-06	0,4924	380994
277,9	1491	1913	0,003818	2E-06	0,4958	407643
295,8	1494	1902	0,003361	1,77E-06	0,4992	434348
313,7	1497	1890	0,002967	1,57E-06	0,5026	461109
331,6	1500	1879	0,002629	1,4E-06	0,506	487924
349,5	1503	1868	0,002344	1,26E-06	0,5094	514794
367,4	1506	1856	0,002106	1,13E-06	0,5128	541719
385,3	1509	1845	0,00191	1,04E-06	0,5162	568700
403,2	1512	1834	0,001751	9,55E-07	0,5196	595735
421,1	1515	1822	0,001624	8,91E-07	0,523	622825
438,9	1518	1811	0,001523	8,41E-07	0,5264	649971
456,8	1522	1799	0,001445	8,03E-07	0,5298	677172
474,7	1525	1788	0,001383	7,73E-07	0,5332	704428
492,6	1528	1777	0,001332	7,50E-07	0,5366	731738
510,5	1531	1765	0,001289	7,30E-07	0,54	759104
528,4	1534	1754	0,001247	7,11E-07	0,5434	786525
546,3	1537	1743	0,001201	6,89E-07	0,5468	814001
564,2	1540	1731	0,001147	6,62E-07	0,5502	841532
582,1	1543	1720	0,001078	6,27E-07	0,5536	869119
600	1546	1708	0,000992	5,80E-07	0,557	896760

Tabla 14: Propiedades térmicas de la sal solar en función de la temperatura
Fuente: [22]

Para poder realizar los cálculos del ciclo será necesario conocer el valor del calor específico y densidad a la temperatura de operación. Por ese motivo, con estos datos, se considera para el trabajo el calor específico a presión constante y densidad como:

$$C_p = 1433 + 0.172T \quad (24)$$

$$\rho = 2090 - 0.64T \quad (25)$$

Estas curvas han sido obtenidas aplicando una recta de regresión a los datos de la Tabla 14, como se puede observar en la Figura 35 y Figura 36. Esto es importante porque, para calcular la entalpía e intercambio de calor en el ciclo, se deberá aplicar la fórmula:

$$\Delta h = \int_{T_o}^{T_1} C_p dT \quad (26)$$

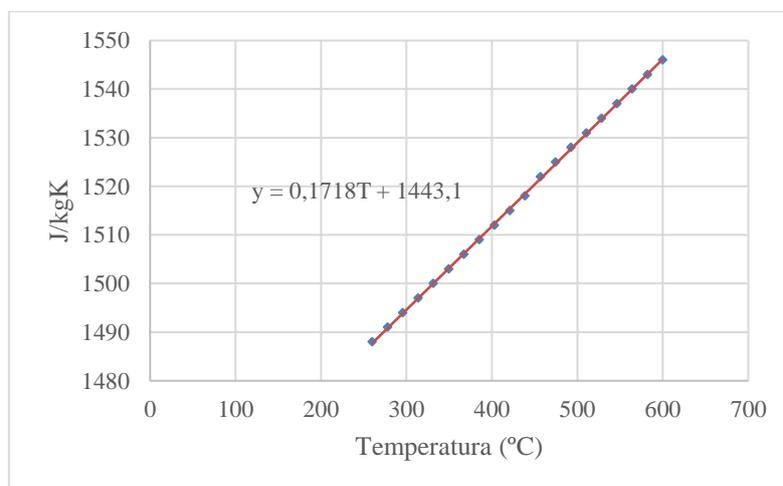


Figura 35: Curva de calor específico de la sal solar
Fuente: [22] y elaboración propia

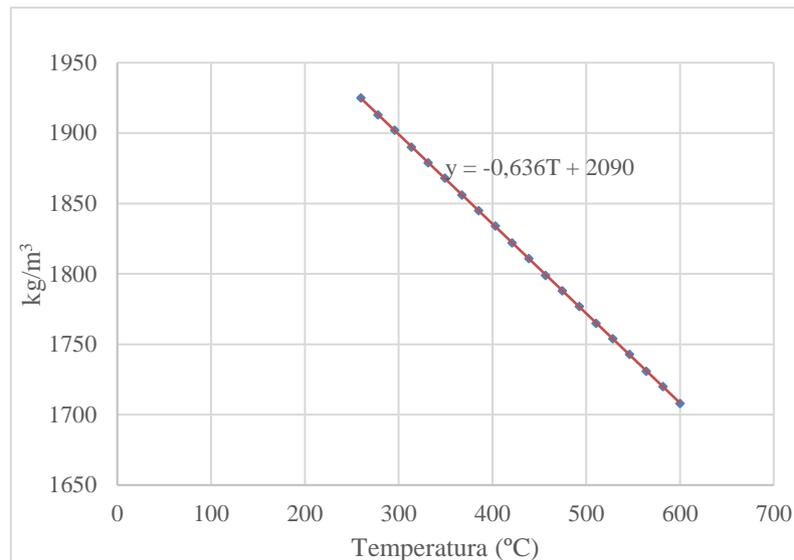


Figura 36: Curva de densidad de la sal solar
Fuente: [22] y elaboración propia

8.6 Diagramas de proceso de la planta térmica

8.6.1 Ciclo Rankine con almacenamiento térmico

En cuanto al ciclo de potencia con almacenamiento térmico, se va a recurrir a un ciclo Rankine con 6 extracciones de vapor. Existirán 5 intercambiadores regenerativos y un desgasificador. El sistema generador de vapor va a disponer de: un economizador, un separador de humedad, un evaporador, sobrecalentador y recalentador. La turbina de vapor tendrá un cuerpo de alta presión y otro de baja presión. Este ciclo queda definido en el Plano 4: Diagrama de proceso de la planta con almacenamiento mediante sales fundidas.

El balance térmico no es sino un balance de masa y energía aplicado a cada uno de los equipos o componentes que integran la instalación. Para ello será imprescindible conocer los parámetros característicos y ecuaciones fundamentales que definen el comportamiento de un equipo. Las condiciones de operación para este ciclo son:

Temperatura de vapor SC	540°C
Temperatura de vapor RC	540°C
Presión vapor SC	100bar
Presión de vapor RC	40bar
Presión extracción 1	40bar
Presión de extracción 2	25bar
Presión de desgasificador	10bar
Presión extracción 3	5bar
Presión extracción 4	2,5bar
Presión extracción 5	1bar
Presión condensador	0,02bar
Rendimiento isentrópico turbina AP	0,9
Rendimiento isentrópico turbina BP	0,85
Approach Point – AP	20°C
Pinch Point - PP	20°C
TDC	5°C
Temperatura Sales calientes	565-575°C
Temperatura Sales frías	290-300°C

Tabla 15: Parámetros de diseño del ciclo Rankine con almacenamiento mediante sales fundidas
Fuente: elaboración propia

Para poder realizar el cálculo del ciclo, la estrategia que se ha seguido es definir estas condiciones de presión y temperatura a la entrada y salida de los equipos. Entonces, se establece una hipótesis para los caudales, y se va resolviendo el ciclo con las condiciones de cada punto y las ecuaciones de cada uno de los equipos. Cuando se han calculado los valores termodinámicos de todas las corrientes y las potencias y rendimientos, se fija la potencia requerida de la planta (100MW en este caso) y se obtienen los caudales necesarios.

8.6.2 Ciclo Rankine con generación directa de vapor

Para este caso, se va a calcular el balance del ciclo Rankine con generación directa de vapor. Puesto que, en este caso, la evaporación del fluido se va a producir en el receptor, el ciclo no va a disponer de sobrecalentador ni economizador. Si va a existir un recalentador que funcionará con el vapor a la salida del receptor. La turbina también va a tener un cuerpo de alta presión y otro de baja presión. De la turbina de baja presión se van a realizar dos extracciones, una para el desgasificador y otra para precalentamiento en baja presión. También, con el vapor a la salida del recalentador, se va a utilizar para precalentar el agua a la salida de la bomba de alimentación. Este ciclo se define en el Plano 3: Diagrama de proceso de la planta con generación directa de vapor (DSG).

De igual manera que en el caso anterior, se definen los parámetros de funcionamiento de cada equipo y sus ecuaciones para poder calcular el balance. Los parámetros de temperatura y presión serán igual o similares al caso anterior para poder compararlos correctamente.

Temperatura de vapor SC	540°C
Temperatura de vapor RC	535°C
Presión vapor SC	100bar
Presión de vapor RC	40bar
Presión de desgasificador	10bar
Presión extracción 2	1bar
Presión condensador	0,02bar
Rendimiento isentrópico turbina AP	0,9
Rendimiento isentrópico turbina BP	0,85
Approach Point – AP	20°C
Pinch Point - PP	20°C
TDC	5°C

Tabla 16: Parámetros de diseño para el ciclo con generación directa de vapor
Fuente: elaboración propia

8.7 Planta fotovoltaica con almacenamiento

Para el caso de la planta fotovoltaica con almacenamiento, se va a crear el modelo con el software HOMER Energy Pro. Este programa permite optimizar los costes de producción para cada diseño realizado. En este caso, se van a añadir los paneles fotovoltaicos y las baterías a un bus de generación en corriente continua, y estará conectado a la red mediante un inversor. Se va a añadir una carga cuyo consumo debe tener el mismo valor generada por el sistema térmico con almacenamiento, ya que de esta forma se podrán obtener los costes para la misma potencia y capacidad de almacenamiento. La potencia pico de esta instalación serán 125MW, ya que se ha considerado un índice de rendimiento PR de 0,8.

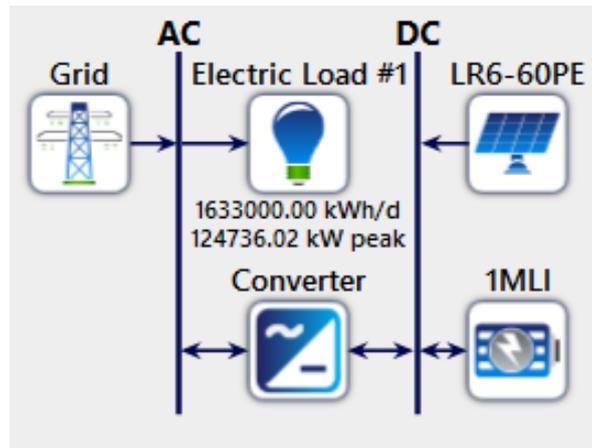


Figura 37: Componentes del sistema fotovoltaico con almacenamiento
Fuente: elaboración propia con HOMER

En cuanto a los paneles fotovoltaicos, se van a utilizar paneles genéricos de 330W con un coste de 120€ por panel aproximadamente.

PV Name: LONGi Solar LR6-60PE Abbreviation: LR6-60E

Properties
Name: LONGi Solar LR6-60PE
Abbreviation: LR6-60PE
Panel Type: Flat plate
Rated Capacity (kW): 5.4
Temperature Coefficient: -0.380
Operating Temperature (°C): 47
Efficiency (%): 19
Manufacturer: LONGi Solar Technology Co., Ltd.
<http://www.lerri.com/>
Notes:
PERC. 18.2 kg. Footprint - 1.63515 m².

PV	Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
0.330	120.00	120.00	10.00	

Lifetime
time (years): 25.00

More...

Figura 38: Paneles fotovoltaicos considerados en HOMER
Fuente: elaboración propia con HOMER

En cuanto a las baterías, como se ha mencionado anteriormente, existen modelos industriales que vienen en contenedores capaces de almacenar 1MWh con una potencia pico de 1MW. El coste de estas unidades comerciales sería de 250.000€, y para cumplir con los requerimientos de 10h de almacenamiento serían necesarias 1000 unidades.

STORAGE Name: Generic 1MWh Li-Ion Abbreviation: 1MLI

Properties
Idealized Battery Model
Nominal Voltage (V): 600
Nominal Capacity (kWh): 1E+03
Nominal Capacity (Ah): 1.67E+03
Roundtrip efficiency (%): 90
Maximum Charge Current (A): 1.67E+03
Maximum Discharge Current (A): 5E+03
www.homerenergy.com

Batteries	Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
	1000	250,000.00	100,000.00	10,000.00

Lifetime
time (years): 15.00
throughput (kWh): 3,000,000.0

More...

Figura 39: Baterías de 1 MWh de Li-Ion considerada para el modelo de HOMER
Fuente: elaboración propia con HOMER

Por lo tanto, con estos criterios de diseño, se han introducido los datos en los componentes del modelo de HOMER para poder calcular los costes de generación de la fotovoltaica con almacenamiento. No se entrará con el mismo nivel de detalle que en el caso térmico, ya que en ese caso solo se pretende comparar los precios del sistema de almacenamiento.

9. Modelo y simulación de los casos de estudio

En este apartado se describe la metodología y ecuaciones que se han establecido para resolver el balance de los ciclos anteriormente descritos, así como el cálculo de la potencia, caudales, rendimientos, etc.

9.1 Conceptos teóricos para calcular el balance energético

9.1.1 Consideraciones generales

Hay algunos aspectos de carácter general que merece la pena resaltar antes de proceder a la realización del cálculo:

- Se supone que los equipos y tuberías van provistos del adecuado aislamiento térmico, por tanto, podrían suponerse despreciables las pérdidas de calor.
- Con carácter general, se va a suponer despreciable el caudal de fugas de agua-vapor en el receptor, generador de vapor, desgasificador, en cierres de turbina, de bombas, de válvulas, etc. Aunque es un tema importante, supondría entrar demasiado en detalle y quedaría fuera del alcance del trabajo.
- Todas las transformaciones que tienen lugar en el interior de tuberías o válvulas se considerarán procesos isoentálpicos. Esta es una simplificación generalmente aceptada en el sector profesional.
- Se consideran invariantes las condiciones de presión y temperatura entre la salida de calentadores y entrada a la turbina u otros equipos en el ciclo térmico, excepto en el caso de las sales, donde sí se considera un descenso de temperatura entre la salida del receptor y la entrada al ciclo.
- La caracterización de las extracciones se realiza estimando la presión y con el rendimiento isentrópico de la turbina.
- Las pérdidas de carga se van a estimar en un valor porcentual de la presión de la corriente, en lugar de calcularlos ya que no se dispone de la información necesaria y también este cálculo detallado estaría fuera del alcance del proyecto.

9.1.2 Cálculo de la potencia solar en el receptor

Como se ha explicado anteriormente, el aprovechamiento de la energía solar consiste en el proceso de transmisión de calor de la radiación solar a un fluido caloportador: sales fundidas o agua. El esquema simplificado para el cálculo será:

$$Q_{solar} \eta_{optico} \eta_{receptor} = m_{HTF} (h_s - h_e) \quad (27)$$

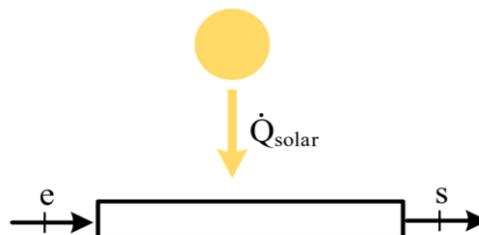


Figura 40: Esquema simplificado de un tubo del receptor solar
Fuente: elaboración propia

Sin embargo, como se ha podido observar en la Figura 26, la distribución del flujo solar en el receptor no es constante, sino que la mayoría se concentra en la parte central. Por ese motivo, se va a suponer que la distribución del calor solar en el receptor es parabólica, con el máximo en el centro del tubo:

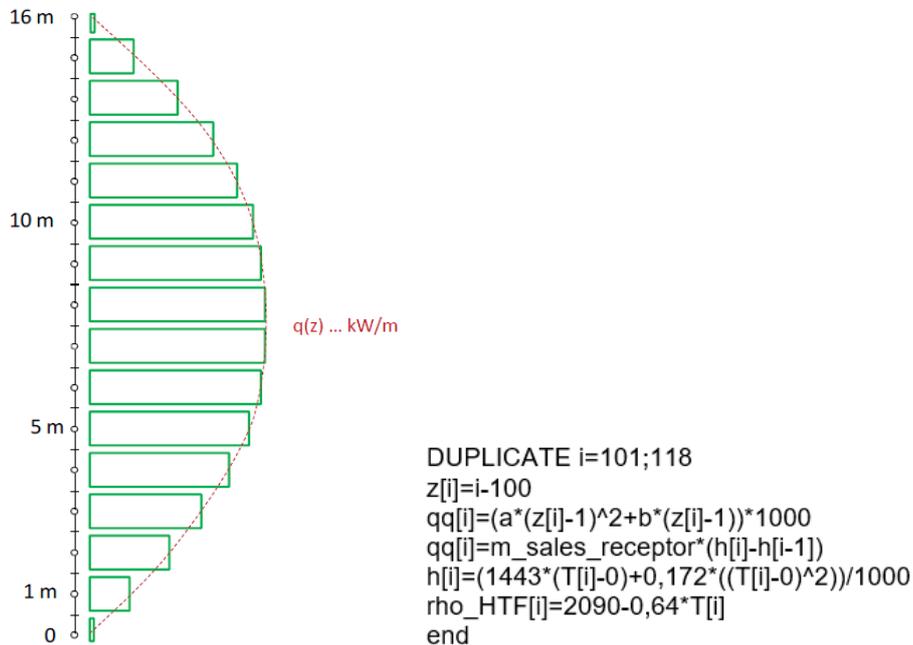


Figura 41: Perfil de absorción de calor en el tubo receptor y bucle utilizado en el programa
Fuente: elaboración propia

Por lo tanto, fijando los valores de temperatura y entalpía a la entrada y salida del receptor (la temperatura del tanque de sales frías y calientes, respectivamente) se puede calcular el caudal necesario de sales para refrigerar el receptor y absorber el máximo de radiación posible. De esta forma se generará un volumen de fluido térmico que almacenará la energía para su posterior uso. En cuanto al perfil de temperatura y densidad del fluido a lo largo del tubo receptor, no será lineal, ya que el perfil de potencia solar se ha considerado parabólico.

9.1.3 Procesos de expansión

La expansión es un proceso termodinámico en el que se busca disminuir la presión de un fluido. El sistema abierto estacionario donde se realiza este proceso es la turbina, que produce trabajo axial. La ecuación de funcionamiento de una turbina se basa en el rendimiento isentrópico:

$$\eta_s = \frac{h_e - h_s}{h_e - h'_s} \quad (28)$$

donde h'_s es la entalpía de la corriente de salida de la turbina si esta fuera isentrópica (adiabática y reversible), y h_e y h_s es la entalpía de entrada y salida de la turbina respectivamente. Fijando el rendimiento de la turbina, que tiene valores típicos de 0,85-0,9, se calcula la entalpía del fluido a la salida de la turbina y la entalpía a la salida de cada extracción. Junto con los valores de presión, se podrán calcular su temperatura y el resto de las variables.

9.1.4 Cámaras de mezcla

La cámara de mezcla es un equipo en el que confluyen varias corrientes de un fluido (gases, vapor, etc.) que se mezclan de forma homogénea y se produce la salida de una corriente de mezcla en la que todas las sustancias tienen las mismas condiciones. La presión del fluido a la entrada y salida será la misma, y los balances de masa y energía que aplican a estas cámaras son:

$$m_{salida} = \sum_{i=0}^{i=n} m_{entrada,i} \quad (29)$$

$$h_{salida} m_{salida} = \sum_{i=0}^{i=n} h_{entrada,i} m_{entrada,i} \quad (30)$$

$$P_{entrada} = P_{salida} \quad (31)$$

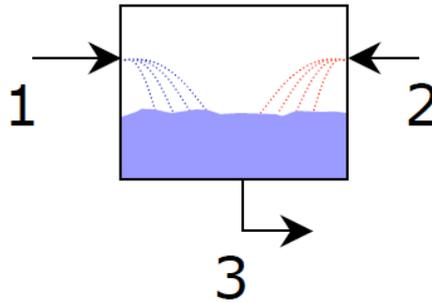


Figura 42: Esquema de un mezclador
Fuente: [28]

Un caso de un mezclador fundamental para la operación de centrales térmicas es el desgasificador o desaireador. Este equipo es un tanque de agua condensada en el que confluyen varias corrientes de la planta, y su objetivo es el almacenamiento de agua de alimentación y la eliminación de gases corrosivos para los conductos y equipos de la planta como el O_2 . Las ecuaciones que permiten modelar este equipo son las mismas que las de un mezclador:

$$m_1 + m_2 + m_5 = m_3 + m_4 \quad (32)$$

$$h_1 m_1 + h_2 m_2 + h_5 m_5 = h_3 m_3 + h_4 m_4 \quad (33)$$

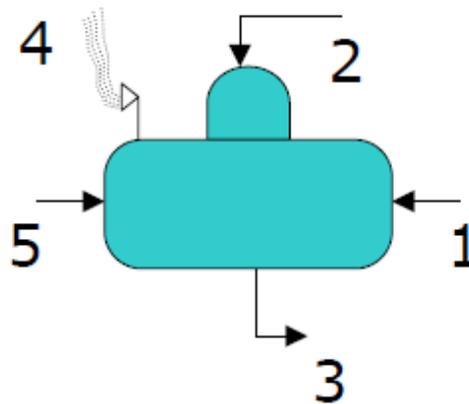


Figura 43: Esquema de desgasificador
Fuente: [28]

Sin embargo, hay que tener en cuenta varias consideraciones generales para el cálculo:

- La temperatura de salida del agua de alimentación suele ser la temperatura de saturación del agua a la presión del desgasificador.
- La entalpía de salida de la corriente de venteo (4) es la entalpía de vaporización del fluido a esa presión. Hay que recordar que, para este trabajo (como se ha mencionado anteriormente en consideraciones generales) no se ha considerado esta corriente de venteo.

Por último, el tercer equipo de mezcla que se ha utilizado en el ciclo es un separador de humedad o calderín. Este equipo industrial es una cámara que recoge el fluido a la salida de la etapa de evaporación, y permite separar la humedad aún presente en esa corriente y producir vapor seco para posteriormente sobrecalentarlo y expandirlo en la turbina. Es un equipo de vital importancia, ya que la entrada de humedad en la turbina puede producir fallos severos. Para este trabajo se ha modelado con las siguientes ecuaciones:

$$m_{\text{húmedo}} = m_4(1 - x_4) \quad (34)$$

$$m_2 = m_4 x_4 \quad (35)$$

$$m_1 + m_4(1 - x_4) = m_3 \quad (36)$$

$$Q = m_3 \Delta h_{\text{vaporización}} x_4 \quad (37)$$

$$Q = m_1(h_2 - h_1) = m_3(h_4 - h_3) \quad (38)$$

$$m_2 = m_1 \quad (39)$$

donde $\Delta h_{\text{vaporización}}$ es la entalpía de vaporización del agua. De igual forma que en el desgasificador, existirá agua de reserva para calentar en el evaporador. La corriente 1 es la corriente de agua a la salida del economizador, la corriente 3 es la bajante hacia el evaporador, y la corriente 4 es la salida del evaporador. La corriente 2 es la corriente de vapor seco que sale del calderín. Este equipo funciona a la presión del sobrecalentador y a la temperatura de saturación a esa presión constante.

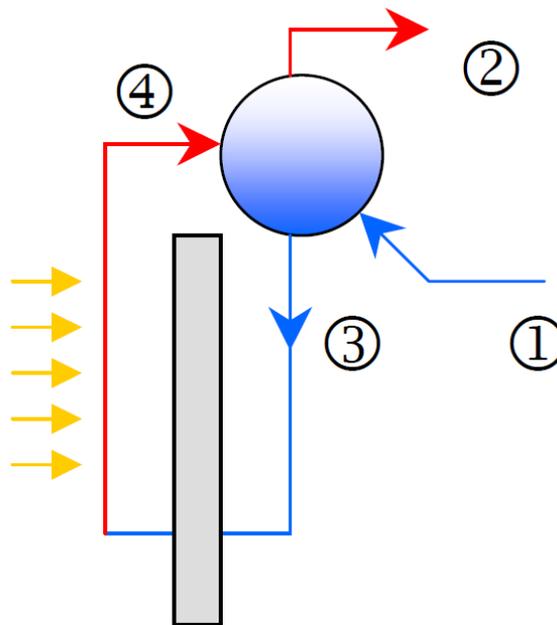


Figura 44: Esquema del calderín o separador de humedad
Fuente: [28]

9.1.5 Procesos de intercambio de calor

El proceso de intercambio de calor se realiza en intercambiadores de calor que pueden tener diseños muy diferentes (condensadores, evaporadores, economizadores, sobrecalentadores, etc.). En estos equipos, el intercambio de calor se produce entre dos corrientes: una corriente de fluido “caliente” y otra de fluido “frío”. En fluido caliente disminuirá su temperatura y el fluido frío se calentará, pero en ningún caso la corriente fría va a poder calentarse a una temperatura igual o mayor que la entrada de la corriente caliente, debido a un rendimiento del intercambiador:

$$\eta_{IC} = \frac{m_{\text{frío}}(h_{\text{frío, salida}} - h_{\text{frío, entrada}})}{m_{\text{caliente}}(h_{\text{caliente, entrada}} - h_{\text{caliente, salida}})} \quad (40)$$

No obstante, para este trabajo, en lugar de definir un rendimiento de los intercambiadores, se han definido como parámetros de diseño el *Pinch Point*, *Approach Point* y *Drain Cooling approach* (TDC) [28]:

- **Drain cooling approach:** El TDC o DCA es la diferencia entre la temperatura de salida del condensado (o drenaje) y la temperatura de entrada del agua.

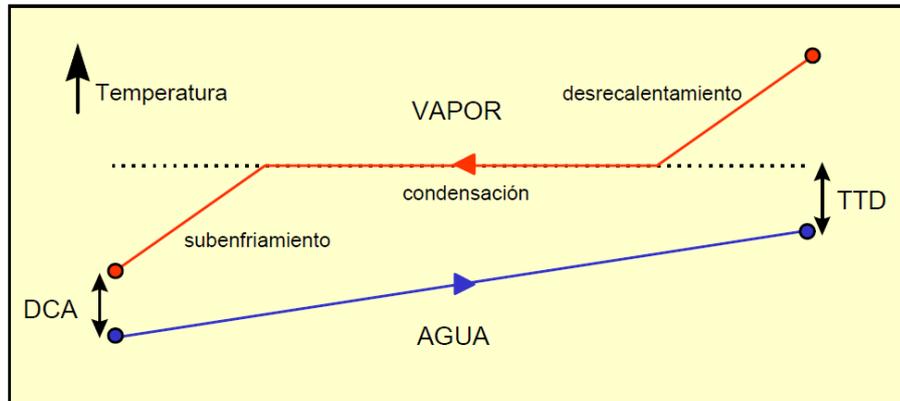


Figura 45: Perfil de temperaturas en intercambiador de calor
Fuente: [28]

- **Pinch Point:** EL PP es la diferencia de temperatura entre la temperatura de saturación del fluido frío (agua, en estos casos) y la temperatura de salida del fluido caliente (sales fundidas).
- **Approach Point:** el AP es la diferencia de temperatura entre la temperatura de saturación del fluido frío y la temperatura de salida del fluido frío del intercambiador (agua, en estos casos): $AP = T_{saturacion} - T_{salida, frio}$. Normalmente el AP tiene unos valores de 10 a 30 °C de diferencia, y se utiliza como medida de seguridad para evitar la evaporación del fluido en el interior de los intercambiadores o economizador, de forma que el fluido solo pueda evaporarse en el evaporador.

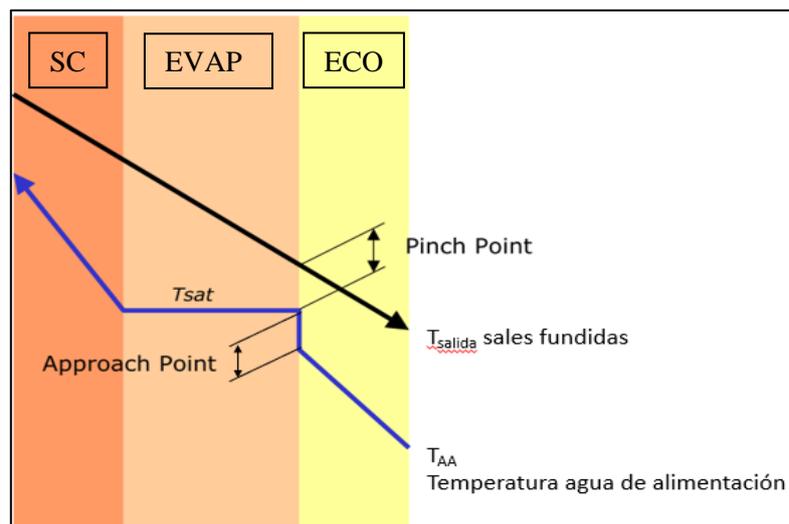


Figura 46: Approach Point y Pinch Point
Fuente: [28]

9.2 Estrategia de cálculo

El cálculo del balance térmico constituye un proceso iterativo que parte de unos datos iniciales y de ciertas hipótesis sobre los caudales. Posteriormente, estas hipótesis han de ser contrastadas en el cálculo del balance. Entonces, el esquema lógico del proceso de cálculo que se va a seguir queda resumido en el siguiente diagrama:

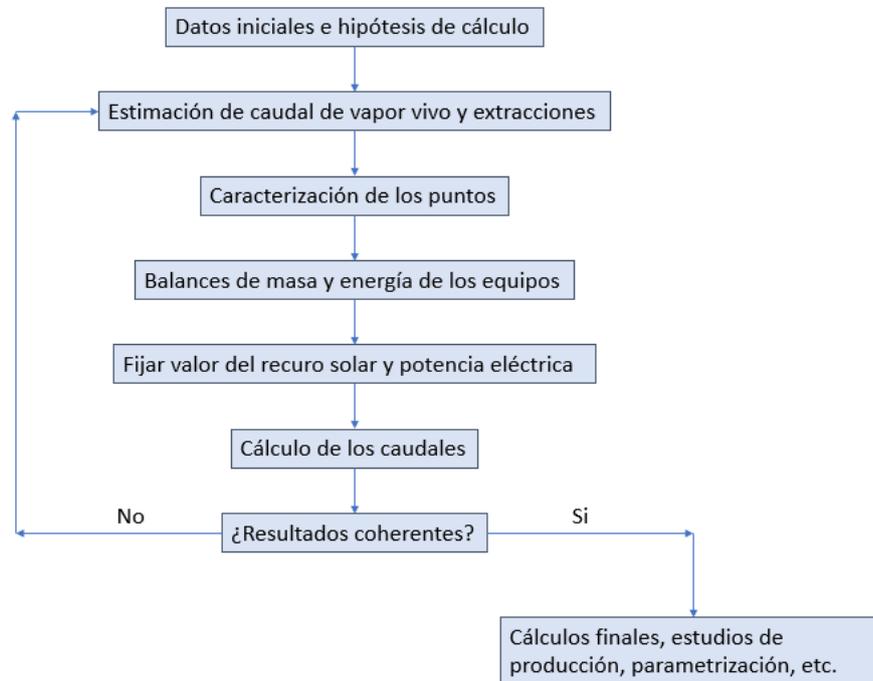


Figura 47: Estrategia de cálculo del balance energético
Fuente: elaboración propia

Los datos e hipótesis permiten la caracterización completa de todos y cada uno de los puntos del sistema, incluso sin recurrir a efectuar balances de masa y energía en los cambiadores de calor. De esta manera, con la suposición de los caudales existen más ecuaciones que incógnitas, lo que permite comprobar los resultados obtenidos en las ecuaciones sobrantes.

Se efectúan los balances de masa y energía, y se obtienen los cálculos finales de potencia y rendimiento. Entonces, se recalculan los caudales de las extracciones y se comparan con las hipótesis de partida. Si el resultado es admisible se da validez a la suposición. En caso contrario se repiten los cálculos, tomando como dato de partida en esta iteración los caudales recalculados. Al cabo de varias iteraciones el problema converge en una solución válida.

Otra consideración importante es comenzar los balances de calentadores por el de mayor presión, y continuar hacia los de más baja, utilizando los caudales recalculados en el primer calentador en el balance del siguiente.

9.3 Análisis del ciclo Rankine con almacenamiento térmico

9.3.1 Absorción de calor en el receptor

En cuanto al perfil de absorción de calor en el receptor solar, como se ha mencionado anteriormente, se ha supuesto un perfil parabólico a lo largo del tubo receptor, ya que en los receptores de torre central el perfil no es lineal y el objetivo es aproximarlos a la realidad. Entonces, fijando las condiciones a la entrada y a la salida de las sales fundidas, y estableciendo una radiación solar de 600 W/m^2 , se ha obtenido el siguiente perfil de absorción de calor:

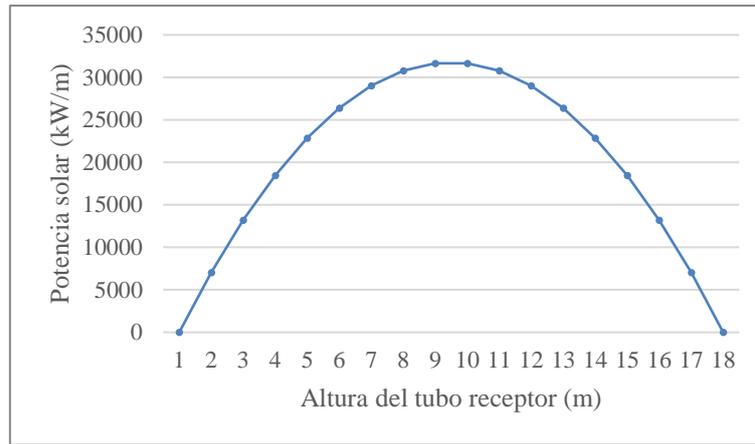


Figura 48: Perfil de absorción de calor en el receptor del caso de estudio
Fuente: elaboración propia

Debido a esta distribución, el perfil de temperaturas a lo largo del receptor no será exactamente lineal, así como su densidad, tal y como se indica en las siguientes figuras.

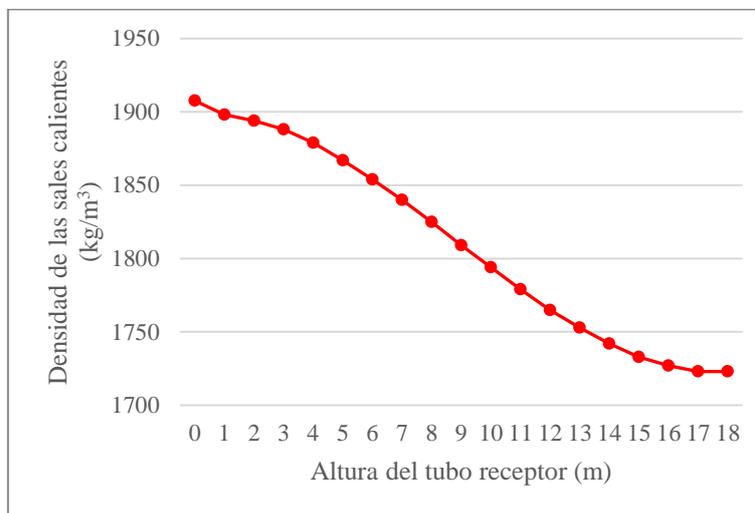


Figura 49: Perfil de densidad de las sales fundidas en el receptor solar
Fuente: elaboración propia

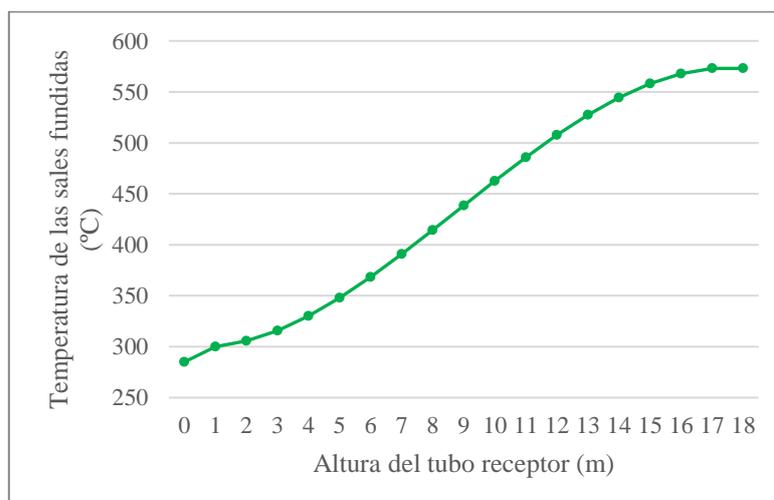


Figura 50: Perfil de temperatura de las sales fundidas en el receptor solar
Fuente: elaboración propia

9.3.2 Solución del balance energético

Siguiendo el procedimiento, se ha resuelto el balance del ciclo con las hipótesis y consideraciones mencionadas anteriormente. A continuación, se van a mostrar los resultados considerando una radiación solar directa de 600 W/m^2 y una potencia eléctrica de 100 MW . El motivo de seleccionar los 600 W/m^2 en lugar de los 850 W/m^2 considerados como radiación de diseño es porque, para estudiar la producción eléctrica y rendimientos, es preferible utilizar un valor medio de radiación solar en lugar de un valor pico y así tener resultados más ajustados a la realidad.

Los caudales se han obtenido con las sucesivas iteraciones del código, hasta llegar un resultado de 100 kg/s de vapor sobrecalentado para expandir en la turbina de alta presión y 597 kg/s de sales fundidas calientes para el generar vapor. Las ecuaciones que se han utilizado para los cálculos finales son:

- Trabajo mecánico de la turbina de vapor:

$$W_{TV} = m_{20}(h_{21} - h_{22}) + m_{22}(h_{23} - h_{24}) - m_{31}(h_{23} - h_{31}) - m_{32}(h_{23} - h_{32}) - m_{33}(h_{23} - h_{33}) - m_{34}(h_{23} - h_{34}) - m_{35}(h_{23} - h_{35}) \quad (41)$$

- Potencia de bombeo:

$$W_{bombeo,agua} = m_{50}(h_{50} - h_{25}) + m_{55}(h_{56} - h_{55}) + m_{62}(h_{63} - h_{62}) \quad (42)$$

- Potencia de la turbina:

$$W_{bruto} = W_{TV} - W_{bombeo} \quad (43)$$

$$W_{neto} = W_{bruto} \eta_{electrico} \eta_{mecanico} \quad (44)$$

- Calor intercambiado en el generador de vapor:

$$Q_{ECO} = m_{60}(h_{61} - h_{60}) = m_3(h_{11} - h_{12}) \quad (45)$$

$$Q_{EVAP} = m_{64} x_{64} \Delta h_{vaporización} = m_3(h_{10} - h_{11}) \quad (46)$$

$$Q_{SC} = m_{20}(h_{21} - h_{20}) = m_5(h_5 - h_7) \quad (47)$$

$$Q_{RC} = m_{22}(h_{23} - h_{22}) = m_6(h_6 - h_8) \quad (48)$$

$$Q_{TOTAL} = Q_{ECO} + Q_{EVAP} + Q_{SC} + Q_{RC} \quad (49)$$

- Potencia térmica en el receptor:

$$Q_{solar,bruto} = Q_{solar} A_{helioestatos} \quad (50)$$

$$Q_{solar,neto} = Q_{solar} A_{helioestatos} \eta_{optico} \eta_{receptor} \quad (51)$$

- Rendimientos:

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_{neto}}{Q_{TOTAL}} \quad (52)$$

$$\eta_{planta} = \eta_{optico} \eta_{receptor} \eta_{ciclo} \quad (53)$$

En la siguiente tabla se exponen los resultados de los cálculos finales:

Variable	Nomenclatura	Resultado
Caudal de vapor vivo	m_{vapor}	100 kg/s
Caudal de vapor sobrecalentado	m_{21}	100 kg/s
Caudal de vapor recalentado	m_{22}	94,01 kg/s
Caudal extracción 1	m_{ex1}	5,987 kg/s
Caudal extracción 2	m_{ex2}	4,55 kg/s
Caudal extracción de desgasificador	m_{desg}	5,23 kg/s
Caudal extracción 3	m_{ex3}	4,98 kg/s
Caudal extracción 4	m_{ex4}	4,47 kg/s
Caudal extracción 5	m_{ex5}	6,54 kg/s
Caudal de condensado	m_{50}	71,08 kg/s
Caudal evaporador	m_{63}	109,4 kg/s
Caudal de sales en el receptor	$m_{sales,receptor}$	825 kg/s
Caudal de sales fundidas en el ciclo	$m_{sales,ciclo}$	597 kg/s
Caudal de sales en el SC	m_5	193,4 kg/s
Caudal de sales en el RC	m_6	403,6 kg/s
Trabajo de la turbina de vapor	W_{TV}	122,77 MW
Potencia de bombeo de las sales	$W_{bombeo,sales}$	7,1 MW
Potencia de bombeo de vapor	$W_{bombeo,agua}$	1,25 MW
Potencia bruta de la turbina	W_{bruto}	114,4 MW
Potencia neta	W_{neta}	100,7 MWe
Calor intercambiado en el economizador	Q_{ECO}	27,44 MWt
Calor intercambiado en el evaporador	Q_{EVAP}	128,686 MWt
Calor intercambiado en el sobrecalentador	Q_{SC}	75,68 MWt
Calor intercambiado en el recalentador	Q_{RC}	30,5 MWt
Calor total del generador de vapor	Q_{TOTAL}	262,2 MWt
Potencia solar neta en el receptor	$Q_{solar,neta}$	360 MWt
Rendimiento del ciclo	η_{ciclo}	38,4%
Rendimiento de la planta	η_{planta}	23%

Tabla 17: Cálculos finales del ciclo con almacenamiento térmico
Fuente: elaboración propia

Se puede observar que, para los caudales obtenidos la planta es capaz de generar en régimen permanente 100MWe con un rendimiento del ciclo del 38,4%. El rendimiento de la planta, que es el cálculo de conversión de la energía térmica del receptor en energía eléctrica, es del 23%. La potencia térmica del generador de vapor es de aproximadamente 262,2 MWt. Aunque se han considerado una serie de hipótesis simplificadoras del cálculo, el resultado del rendimiento está entre los rangos aceptables.

En cuanto al sistema de almacenamiento, se ha calculado también el volumen de sales necesarios para garantizar 10 horas de almacenamiento. La masa total de las sales será de 30.168 toneladas, y considerando un valor medio de densidad de las sales de 1890 kg/m³ a 330°C, el volumen de sales necesarios son 15880 m³. Esto implica que son necesarios dos tanques de 15m de alto y 40m de diámetro.

A continuación, se incluyen las tablas con el estado termodinámico de cada punto contemplado en el Plano 4: Diagrama de proceso de la planta con almacenamiento mediante sales fundidas. y el diagrama T-s del ciclo que se ha obtenido con el programa EES.

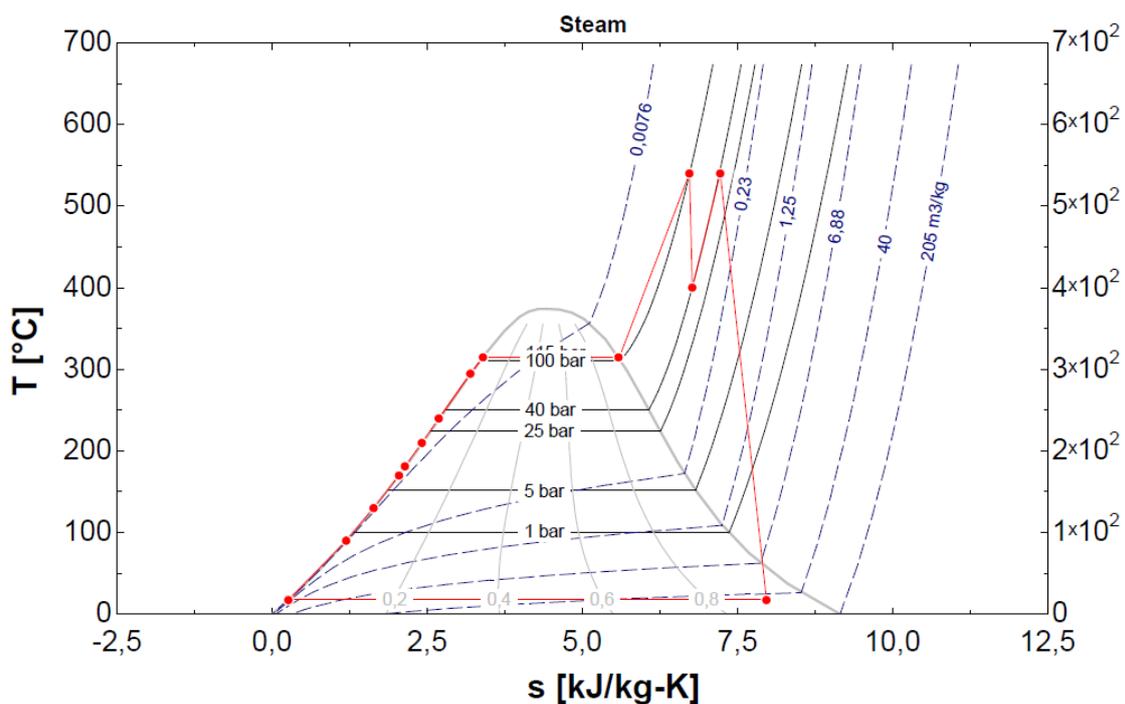


Figura 51: Diagrama T-s del ciclo con almacenamiento térmico
Fuente: elaboración propia con EES

[i]	h[i] Entalpía (kJ/kg)	m[i] Caudal (kg/s)	T[i] Temperatura (°C)	$\rho_{HTF}[i]$ Densidad (kg/m ³)	Comentarios
1	415,4	824,9	285	1907,6	Sales frías a la entrada de la torre solar
2	883,3	824,9	573	1723,28	Sales calientes a la salida de la torre
3	870,2	597	565	1728,4	Sales calientes a la entrada del ciclo
5	870,2	193,4	565	1728,4	Sales calientes a la entrada del sobrecalentador
6	870,2	403,6	565	1728,4	Sales calientes a la entrada del recalentador
7	478,9	193,4	319,7	1885,392	Sales calientes a la salida del sobrecalentador
8	794,6	403,6	518,6	1758,096	Sales calientes a la salida del recalentador
9	692,3	597	455,1	1798,736	Mezcla de sales a la salida del SC y RC
10	692,3	597	455,1	1798,736	Sales a la entrada del evaporador
11	476,9	597	318,4	1886,224	Sales a la salida EVAP/ entrada al economizador
12	431	597	288,7	1905,232	Sales a la salida del economizador/entrada tanque sales frías

Nota: Las corrientes 1 y 2 están calculadas para una potencia solar de 600W/m²

Tabla 18: Resultados del almacenamiento térmico y generación de vapor con sales fundidas
Fuente: elaboración propia

[i]	h[i] Entalpía (kJ/kg)	m[i] Caudal (kg/s)	P[i] Presión (bar)	s[i] Entropía (kJ/kg-K)	T[i] Temperatura (°C)	x[i] Título de vapor (-)	Comentarios
20	2719	100,000	103	5,595	314,7	1	Entrada sobrecalentador
21	3476	100,000	100	6,725	540	Vapor sobrecalentado	Salida sobrecalentador / Entrada Turbina Alta Presión
22	3214	94,010	40	6,769	400,1	Vapor sobrecalentado	Salida TAP / Entrada recalentador y extracción 1
23	3538	94,010	38,8	7,221	540	Vapor sobrecalentado	Salida recalentador/ Entrada Turbina Baja Presión
24	2313	68,160	0,02	7,965	17,5	0,9106	Salida TBP / Entrada a condensador
25	73,37	71,080	0,02	0,260	17,5	0	Salida condensador
30	3214	5,987	40	6,769	400,1	Vapor sobrecalentado	Extracción 1
31	3408	4,550	25	7,252	475,5	Vapor sobrecalentado	Extracción 2
32	3173	5,298	10	7,325	357,3	Vapor sobrecalentado	Extracción a desgasificador
33	3025	4,989	5	7,391	281,4	Vapor sobrecalentado	Extracción 3
34	2900	4,470	2,5	7,465	215,7	Vapor sobrecalentado	Extracción 4
35	2761	6,543	1	7,577	142,3	Vapor sobrecalentado	Extracción 5
39	921,1	5,987	39,2	2,468	215	0	Salida fluido caliente del precalentador 1
40	921,1	5,987	25	2,471	215,1	0	Mezcla con extracción 2
41	791,8	10,540	24,5	2,199	186,3	0	Salida fluido caliente del precalentador 2
42	791,8	10,540	10	2,203	179,9	0,01435	Entrada a desgasificador
43	567,9	4,989	4,9	1,687	135	0	Salida fluido caliente del precalentador 3
44	567,9	4,989	2,5	1,688	127,4	0,01487	Mezcla con extracción 4
45	398,1	9,459	2,45	1,250	95	0	Salida fluido caliente del precalentador 4
46	398,1	9,459	1	1,250	95,03	0	Mezcla con extracción 5
47	94,43	2,916	0,98	0,332	22,51	0	Salida fluido caliente del precalentador 5
48	94,43	2,916	0,02	0,333	17,5	0	Mezcla con líquido condensado
50	74,43	71,080	10,62	0,260	17,51	0	Impulsión en bomba de condensado
51	377,7	71,080	10,41	1,192	90	0	Líquido a la salida del precalentador 5
52	546,9	71,080	10,2	1,634	130	0	Líquido a la salida del precalentador 4
53	719,4	71,080	10	2,042	170	0	Líquido a la salida del PC 3 / Entrada desgasificador
55	762,9	100,000	10	2,139	179,9	0	Líquido a la salida del desgasificador
56	774,1	100,000	109,4	2,139	181,3	0	Impulsión en bomba de alimentación
57	900,8	100,000	107,2	2,410	210	0	Líquido a la salida de precalentador 2
58	1038	100,000	105,1	2,686	240	0	Líquido a la salida de precalentador 1
60	1038	100,000	105,1	2,686	240	0	Entrada al economizador
61	1313	100,000	103	3,194	294,7	0	Salida economizador / entrada separador de humedad
62	1429	109,400	103	3,395	314,7	0	Salida separador de humedad
63	1429	109,400	105,1	3,396	314,7	0,0002404	Impulsión recirculación / entrada evaporador
64	2715	109,400	103	5,583	314,7	0,9145	Salida evaporador / entrada separador de humedad

Tabla 19: Resultados del balance del ciclo con almacenamiento térmico mediante sales fundidas
Fuente: elaboración propia

9.3.3 Estudio de producción eléctrica con distintas condiciones

El estudio del balance energético se ha realizado con una hipótesis de radiación solar de 600W/m^2 , un valor típico para conocer como funcionaría la planta en régimen permanente.

Sin embargo, en este apartado se va a estudiar la producción a lo largo de diferentes días con distinta radiación solar. Para ello se va a utilizar una tabla paramétrica con EES, que en definitiva es una tabla con los valores de radiación solar, y el programa calcula la solución para todos esos valores mostrando los resultados de potencia y caudales para cada uno. Por lo tanto, se han seleccionado de los datos del recurso solar un día de verano, un día de invierno y dos días con radiación solar intermitente por las condiciones ambientales. Se ha creado una función que simula el llenado y vaciado de los tanques de sales calientes y frías, teniendo en cuenta el caudal necesario para el ciclo y el caudal que circula por el receptor. Con esto se han obtenido los siguientes resultados:

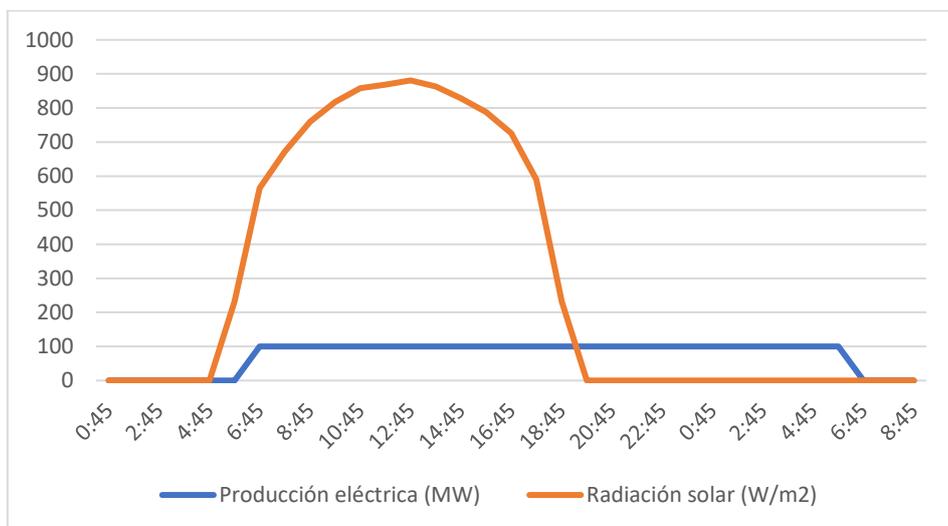


Figura 52: Producción de la central con almacenamiento un día de verano
Fuente: elaboración propia

Observando las gráficas, un día con condiciones óptimas hace que la central tenga hasta 10 horas de almacenamiento produciendo los 100MW de potencia nominal. Esto hace que, en semanas de verano con condiciones óptimas del recurso solar, la central pueda estar funcionando días consecutivos en régimen permanente, como se puede ver en la Figura 53. Por lo tanto, queda demostrado que el almacenamiento es una pieza clave para la energía solar, pues permite la operación de esta central de igual manera que una central convencional incluso sin presencia de radiación.

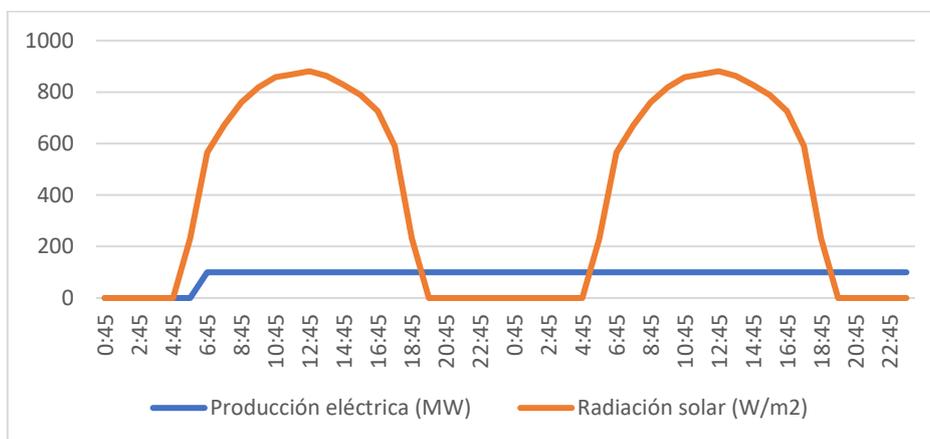


Figura 53: Producción dos días consecutivos con condiciones óptimas de la central con almacenamiento
Fuente: elaboración propia

A continuación, se incluye una tabla que incluye el resultado de la función propuesta para el índice de llenado y vaciado de cada tanque de sales fundidas.

Esta función extrae para cada hora del tanque de sales frías el caudal necesario para el receptor y lo introduce en el tanque de sales calientes. Si el volumen del tanque es superior al caudal requerido para el ciclo, entonces introduce los 597 kg/s en el ciclo y de nuevo al tanque de sales frías. Como el caudal por el receptor suele ser mayor que el requerido para el ciclo, el excedente que se mantiene en el tanque de sales calientes es la energía almacenada que puede bombearse posteriormente en ausencia de radiación solar. Cuando el volumen de sales en el tanque de sales calientes es inferior al requerido por el ciclo, entonces la planta debe detener su producción.

Hora	Potencia Solar (W/m ²)	Caudal HTF Receptor (m ³ /h)	Volumen Tanque sales frías (m ³)	Volumen Tanque sales calientes (m ³)	Caudal HTF Ciclo (m ³ /h)	Potencia Eléctrica (MW _e)
4:45	0	0	15878	0	0	0
5:45	0	0	15878	0	0	0
6:45	232	725	15153	725	0	0
7:45	565	1766	13387	2491	1131	100
8:45	672	2101	12417	3461	1131	100
9:45	760	2376	11172	4706	1131	100
10:45	818	2556	9747	6131	1131	100
11:45	858	2681	8197	7681	1131	100
12:45	869	2717	6611	9267	1131	100
13:45	881	2753	4989	10889	1131	100
14:45	863	2698	3422	12456	1131	100
15:45	828	2588	1965	13913	1131	100
16:45	788	2463	633	15245	1131	100
17:45	726	2270	1764	14114	1131	100
18:45	590	1844	1051	14827	1131	100
19:45	232	725	1457	14420	1131	100
20:45	0	0	2589	13289	1131	100
21:45	0	0	3720	12158	1131	100
22:45	0	0	4851	11027	1131	100
23:45	0	0	5982	9896	1131	100
0:45	0	0	7113	8765	1131	100
1:45	0	0	8244	7634	1131	100
2:45	0	0	9376	6502	1131	100
3:45	0	0	10507	5371	1131	100
4:45	0	0	11638	4240	1131	100

Tabla 20: Estado de llenado de los tanques de sales fundidas un día de verano
Fuente: elaboración propia

En cuanto a la producción en días con un recurso solar menos favorable, como un día de invierno o con recurso intermitente debido a las condiciones climáticas, se puede comprobar que las horas de almacenamiento y producción son menores. En estos casos no se puede lograr una producción continua entre varios días consecutivos, ya que el recurso energético ha sido menor y no se puede lograr calentar la cantidad necesaria de sales fundidas para lograr las 10 horas de almacenamiento.

No obstante, se pueden lograr unas dos horas de almacenamiento en ausencia de radiación para el peor día posible (solsticio de invierno, el 21 de diciembre) y la producción es constante, a potencia nominal, independientemente de variaciones en la radiación solar. Esto supone otra ventaja del almacenamiento energético, ya que “aisla” la producción eléctrica del recurso solar, y no produce variaciones en la potencia generada ni requiere la presencia de una caldera de combustión auxiliar. Esto también es un factor fundamental, porque si hay variaciones en la potencia del generador se podrían generar fluctuaciones en la frecuencia de la red e inestabilidad.

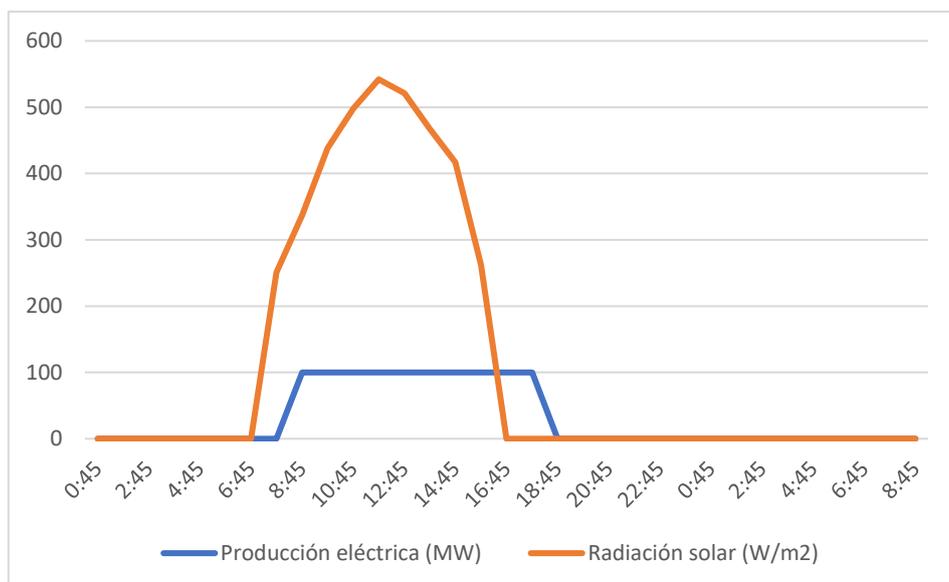


Figura 54: Producción de central con almacenamiento un día de invierno
Fuente: elaboración propia

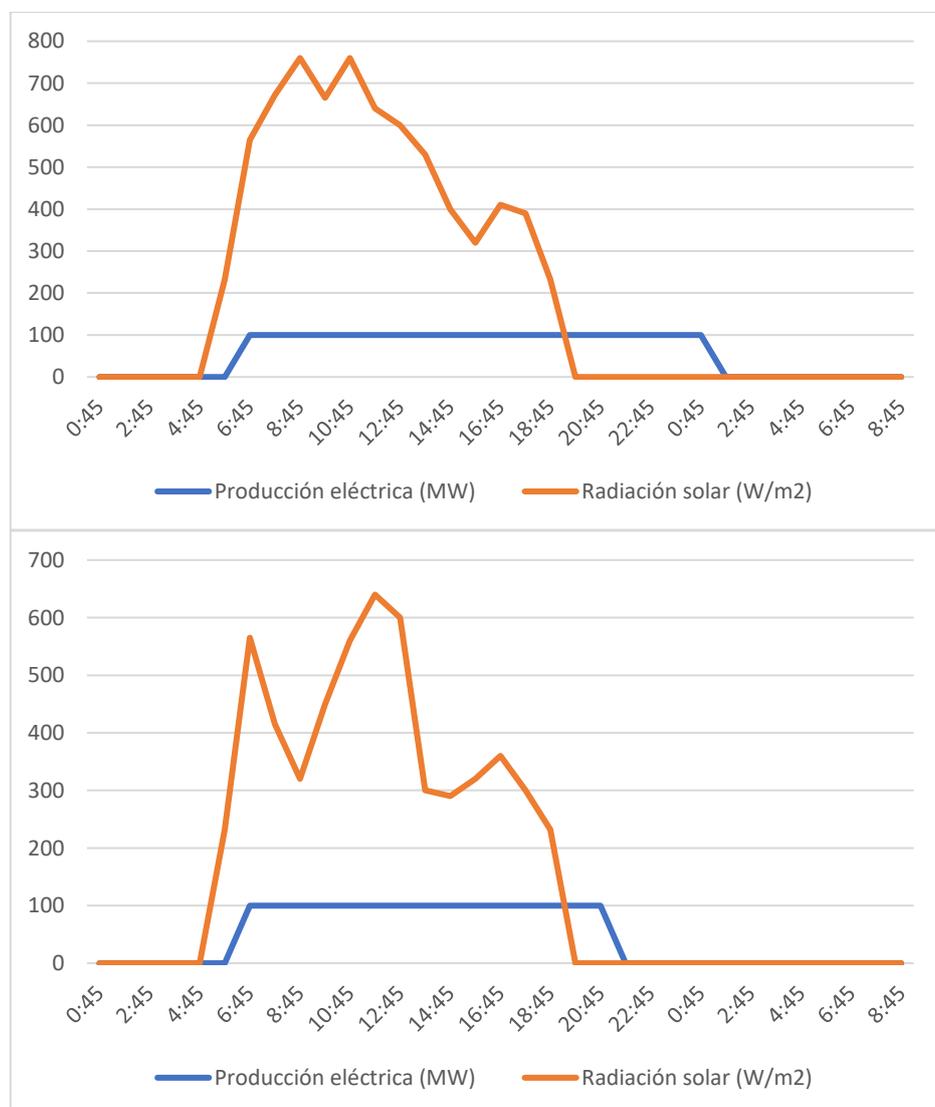


Figura 55: Producción en días con radiación solar intermitente
Fuente: elaboración propia

9.3.4 Estudio de producción anual

Para estimar la producción energética anual de la planta se han seleccionado los perfiles de un día promedio de cada mes en la plataforma PVGIS y se han introducido los datos de radiación el programa desarrollado con EES. Con esto, se obtiene la producción media por día (MWh/día), y se puede estimar la producción mensual y anual.

Los resultados obtenidos utilizando esta hipótesis se incluyen en la Tabla 21. Como se indica en la tabla, con esta tecnología se estima que la producción anual es de **597 GW**.

	MWh/día	MWh
Enero	1.000,00	31.000,00
Febrero	1.200,00	33.600,00
Marzo	1.500,00	46.500,00
Abril	1.600,00	48.000,00
Mayo	2.000,00	62.000,00
Junio	2.300,00	69.000,00
Julio	2.300,00	71.300,00
Agosto	2.300,00	71.300,00
Septiembre	1.700,00	51.000,00
Octubre	1.500,00	46.500,00
Noviembre	1.200,00	36.000,00
Diciembre	1.000,00	31.000,00
TOTAL	1.633,33	597.200

Tabla 21: Producción anual de la planta con almacenamiento
Fuente: elaboración propia

$$\text{Horas acoplamiento} = \frac{\text{Energía generada}}{\text{Potencia nominal}} \quad (54)$$

$$\text{Factor de disponibilidad} = \frac{\text{horas funcionamiento}}{\text{día}} \quad (55)$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Energía real generada}}{\text{Energía teórica a potencia nominal}} \quad (56)$$

Con esta producción, la planta tendrá 5972 horas equivalentes de acoplamiento, y si consideramos un factor de disponibilidad de 19-20 horas al día, el factor de capacidad o el factor de carga de la planta es del 81,8%:

$$FC = \frac{597200 \text{ MWh}}{100\text{MW} \times 356 \text{ dias} \times 20 \text{ h/dia}} = 81,8\%$$

En cuanto a la energía almacenada, el sistema es capaz de almacenar hasta 1000MWh pico al día, ya que dispone de hasta 10 h de almacenamiento. Según los cálculos realizados, la energía almacenada anual es de 195,5 GWh, con una media de 533,3 MWh/día. Es decir, un 32% de la energía producida es debida al almacenamiento de sales fundidas. Sin embargo, en épocas de invierno o con menor radiación, la capacidad de almacenamiento será menor, como se expone en la Figura 56 y la Figura 57.

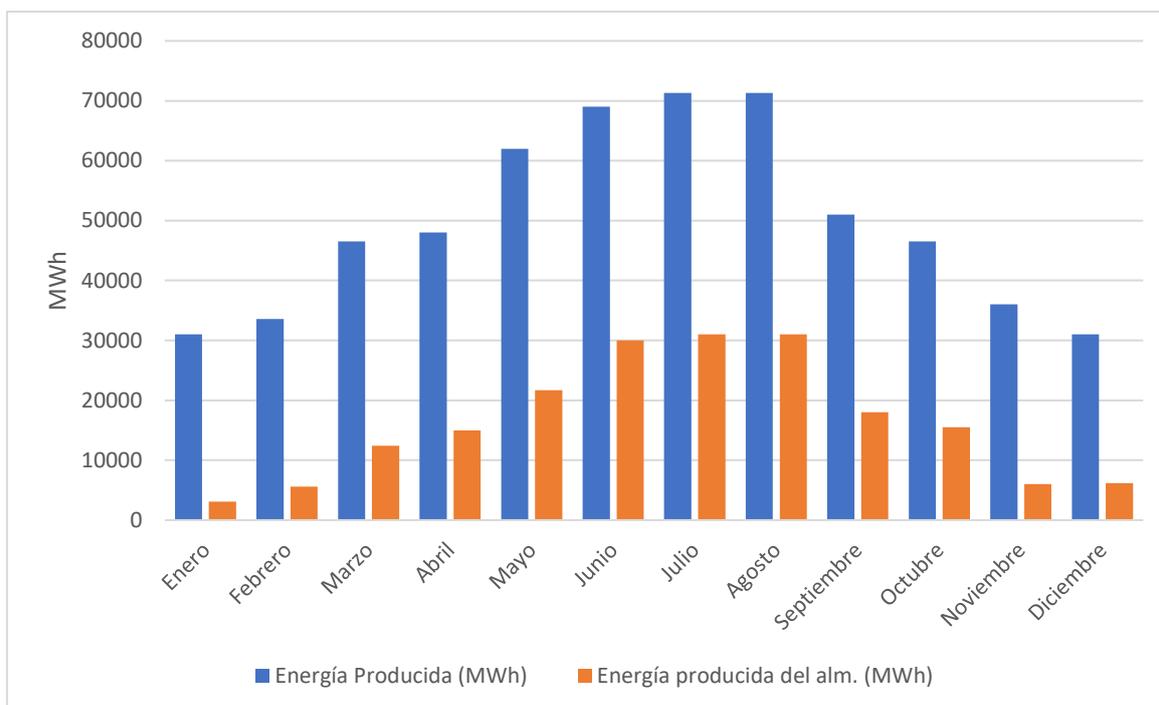


Figura 56: Estructura de producción eléctrica por mes
Fuente: elaboración propia

Observando la figura se puede comprobar que, en los meses con mejores condiciones de radiación, prácticamente la mitad de la energía generada es debida al almacenamiento térmico. Además, en estos meses el almacenamiento térmico disponible es el máximo disponible.

Por otro lado, el estado del almacenamiento térmico disponible característico para cada mes se expone en la Figura 57. Podemos observar que en los meses en los que hay mayor radiación disponible se almacena mayor cantidad de energía, mientras que en los meses de invierno se consigue menos capacidad de almacenamiento puesto que la radiación es menor.

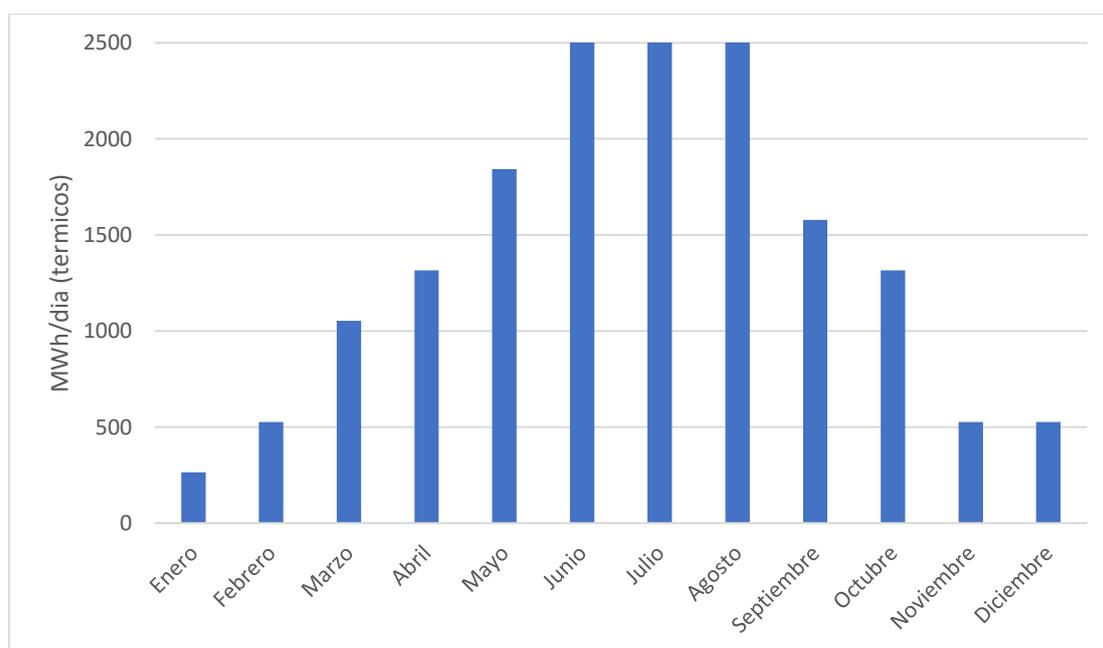


Figura 57: Nivel de almacenamiento por día y mes
Fuente: elaboración propia

9.3.5 Estimación de costes

Para calcular o hacer una estimación de los costes de producción de la planta, y comprobar si puede ser competitiva con otras tecnologías con almacenamiento, se va a utilizar el LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). Este factor es una medida promediada del precio de cualquier tipo de central eléctrica, y permite comparar entre sí distintas tecnologías tanto renovables como convencionales. Se basa en un análisis de flujo de caja, es decir, el LCOE relaciona los gastos necesarios para construir y operar la planta durante un periodo de tiempo con la energía producida en ese mismo periodo, teniendo en cuenta la tasa de descuento debido al carácter temporal del dinero.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (57)$$

siendo I_t la inversión en el año t , M_t los costes de operación y mantenimiento en el año t , E_t la energía generada el año t , r la tasa interna de retorno y n el número de años o vida útil de la planta.

A partir del programa SAM se puede tener una estimación de los costes de la tecnología, que se resume en la siguiente tabla:

	Coste (€)	%
Terreno	2.254.379	0,31 %
Heliostatos	191.742.872	26,34 %
Torre	22.083.645	3,03 %
Receptor	80.307.490	11,03 %
Sistema de almacenamiento	112.500.000	15,46 %
Ciclo de potencia	118.181.818	16,24 %
Construcción de la planta	32.954.545	4,53 %
Costes indirectos	127.217.981	17,48 %
Contingencias	40.577.866	5,58 %
TOTAL (€)	727.820.600	-

Tabla 22: Costes de la planta con almacenamiento
Fuente: elaboración propia con SAM

El coste total estimado es superior a 727.000.000 €, con un coste por kW de potencia instalada de 7278,26 €/kW. Según el informe “*Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Concentrating Solar Power (2012)*” [33], el coste de la tecnología solar de torre central con 6-10 horas de almacenamiento en el año 2010 era de 9000-10.000 €/kW. Por lo tanto, el coste del sistema calculado con SAM en la fecha actual está en un rango razonable. Cabe destacar que el campo de heliostatos, el sistema torre-receptor y el almacenamiento suponen la mayor parte de los costes de inversión de la planta.

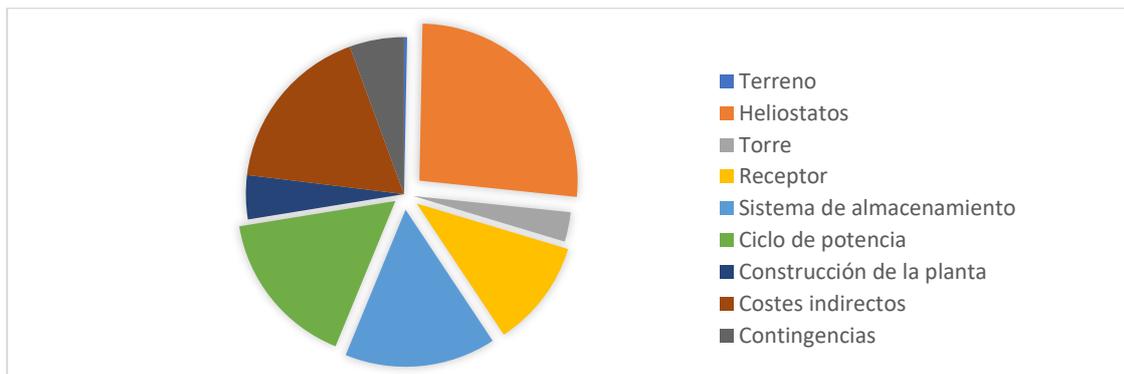


Figura 58: Estructura de costes de la tecnología de torre central con almacenamiento
Fuente: elaboración propia con SAM

Por lo tanto, aplicando estos costes de inversión del sistema y unos costes medios de operación y mantenimiento para este tipo de plantas de 35 €/MWh [33], se ha calculado el LCOE para una vida útil de 25 años con una tasa de descuento del 5%, obteniendo que el coste para esta tecnología es de 0,134 €/kWh.

Los resultados del cálculo están en la Tabla 23: Cálculo LCOE con r=5%. En este cálculo se ha considerado 730 M€ de inversión y una producción de 87% de su capacidad en lugar de los 597,2 GWh, ya que esto nos dará unos resultados más conservadores de los costes de la energía.

Año (t)	Inversión (€)	O&M (€)	Energía (MWh)	I+M/(1+r) ^t	E/(1+r) ^t
0	730.000.000,00	-	-	730.000.000,00	-
1	-	18.184.740,00	519.564,00	17.318.800,00	494.822,86
2	-	18.184.740,00	519.564,00	16.494.095,24	471.259,86
3	-	18.184.740,00	519.564,00	15.708.662,13	448.818,92
4	-	18.184.740,00	519.564,00	14.960.630,60	427.446,59
5	-	18.184.740,00	519.564,00	14.248.219,62	407.091,99
6	-	18.184.740,00	519.564,00	13.569.732,97	387.706,66
7	-	18.184.740,00	519.564,00	12.923.555,21	369.244,43
8	-	18.184.740,00	519.564,00	12.308.147,82	351.661,37
9	-	18.184.740,00	519.564,00	11.722.045,54	334.915,59
10	-	18.184.740,00	519.564,00	11.163.852,90	318.967,23
11	-	18.184.740,00	519.564,00	10.632.240,86	303.778,31
12	-	18.184.740,00	519.564,00	10.125.943,67	289.312,68
13	-	18.184.740,00	519.564,00	9.643.755,88	275.535,88
14	-	18.184.740,00	519.564,00	9.184.529,41	262.415,13
15	-	18.184.740,00	519.564,00	8.747.170,86	249.919,17
16	-	18.184.740,00	519.564,00	8.330.638,92	238.018,25
17	-	18.184.740,00	519.564,00	7.933.941,83	226.684,05
18	-	18.184.740,00	519.564,00	7.556.135,07	215.889,57
19	-	18.184.740,00	519.564,00	7.196.319,12	205.609,12
20	-	18.184.740,00	519.564,00	6.853.637,25	195.818,21
21	-	18.184.740,00	519.564,00	6.527.273,58	186.493,53
22	-	18.184.740,00	519.564,00	6.216.451,02	177.612,89
23	-	18.184.740,00	519.564,00	5.920.429,55	169.155,13
24	-	18.184.740,00	519.564,00	5.638.504,33	161.100,12
25	-	18.184.740,00	519.564,00	5.370.004,12	153.428,69
Total	730.000.000,00	454.618.500,00	12.989.100,00	986.294.717,51	7.322.706,21

Tabla 23: Cálculo LCOE con r=5%

Fuente: elaboración propia

$$LCOE = \frac{986.294.717,51 \text{ €}}{7.322.706,21 \times 10^3 \text{ kWh}} = 0,134 \text{ €/kWh} \quad (58)$$

Observando el LCOE de otras tecnologías, indicados en la Figura 12, sigue sin ser competitiva con otras renovables como eólica, hidráulica o fotovoltaica, ni en el mercado. Este precio es muy superior al precio medio del mercado diario en España durante el año 2018, de 0,054€/kWh [34].

Pero, la ventaja de esta tecnología con respecto al resto de renovables es que tiene almacenamiento energético y, aunque es más cara, está dentro de unos valores aceptables. El precio es inferior al que aparece de la solar térmica (0,17-0,20 €/kWh) porque esta central en particular tiene 10h de almacenamiento, lo que hace que la producción energética sea mayor, reduciendo así los costes promediados de la energía.

En cuanto a los costes de la energía almacenada, se van a calcular como la relación del coste del sistema de almacenamiento de la planta con la energía térmica almacenada en los días con máxima capacidad, es decir:

$$\text{Coste de almacenamiento} = \frac{112.500.000 \text{ €}}{2.630.000 \text{ kWh}_{t,pico}} = 42,75 \text{ €/kWh} \quad (59)$$

Este coste sí coincide con el precio del mercado para almacenamiento con sales fundidas, de aproximadamente 40€/kWh, por lo que para este caso sí es competitivo y mucho más barato que otras tecnologías, como el almacenamiento con baterías.

Entonces, se puede concluir que el almacenamiento energético supone una gran inversión para este tipo de plantas, incrementando como mínimo un 20% el coste del sistema, ya que hay que proveer el sistema de almacenamiento y los equipos del ciclo de potencia. Sin embargo, esta inversión permite, en primer lugar, una mejora de la eficiencia de la planta, y por lo tanto un incremento de la producción energética anual. Como consecuencia, se reducen los costes promediados de la energía (LCOE) para este tipo de instalaciones.

Por último, cabe destacar que, a la hora de calcular los costes, se ha optado por una filosofía más conservadora. Pero si se considera una tasa de retorno menor (por ejemplo 3%) y la producción nominal de la planta, el coste sería de 0,10€/kWh.

9.4 Análisis del ciclo con generación directa de vapor

En este apartado se van a exponer los resultados del cálculo para el ciclo con generación directa de vapor, haciendo énfasis en el rendimiento de la planta.

9.4.1 Absorción de calor en el receptor

En cuanto al perfil de absorción de calor en el tubo receptor, el criterio es el mismo que para el caso anterior. Se ha supuesto que el perfil de absorción es parabólico, con el máximo en el centro del tubo. Esto permite que en la parte central se concentre la mayor parte de la radiación y que a la salida del receptor el vapor esté sobresaturado, con título de vapor mayor que 1.

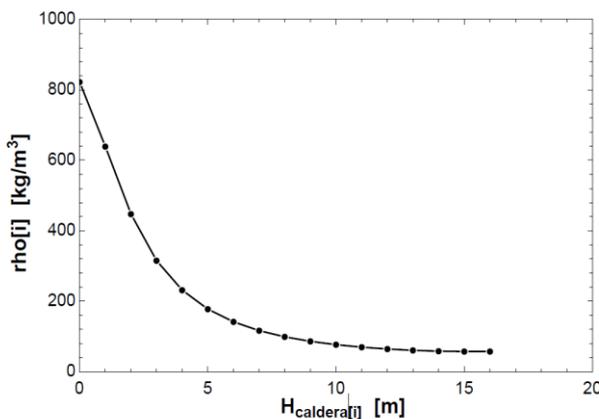


Figura 59: Densidad del agua de alimentación en el receptor (DSG)
Fuente: elaboración propia

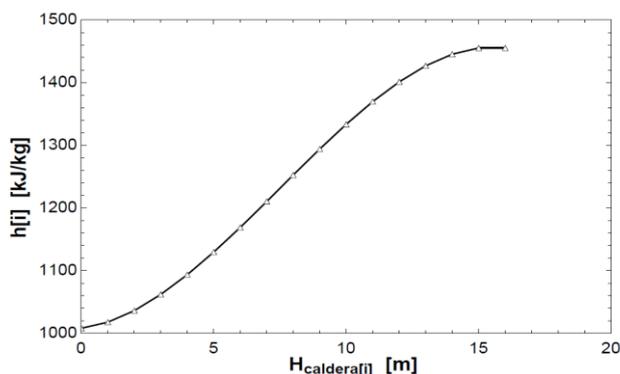


Figura 60: Entalpía del agua de alimentación en el receptor (DSG)
Fuente: elaboración propia

9.4.2 Solución del balance energético

Siguiendo los mismos criterios, hipótesis y consideraciones que en el caso del ciclo con sales fundidas, se ha realizado el balance del ciclo para este caso con generación directa de vapor. En este caso, hay que destacar que hay menos extracciones y que el recalentamiento funciona con vapor vivo a la salida del receptor. También se ha considerado para el cálculo una radiación directa media de 600W/m^2 . Los resultados obtenidos se exponen en la siguiente tabla:

Variable	Nomenclatura	Resultado
Caudal de vapor receptor	m_{vapor}	208,1 kg/s
Caudal de vapor sobrecalentado	m_{21}	162 kg/s
Caudal de vapor recalentado	m_{23}	162 kg/s
Caudal de vapor vivo para RC	m_{22}	78,79 kg/s
Caudal extracción 2	m_{ex2}	9,942 kg/s
Caudal de condensado	m_{50}	71,08 kg/s
Trabajo de la turbina de vapor	W_{TV}	115,994 MW
Potencia de bombeo de vapor	$W_{bombeo,agua}$	1,87 MW
Potencia bruta de la turbina	W_{bruto}	114,4 MW
Potencia neta	W_{neta}	100,4 MWe
Potencia solar neta en el receptor	$Q_{solar,neta}$	360 MWt
Calor en el recalentador	Q_{RC}	26 MWt
Rendimiento del ciclo	η_{ciclo}	28%
Rendimiento de la planta	η_{planta}	17%

Tabla 24: Resultados del cálculo para la planta con DSG
Fuente: elaboración propia

En este caso, el rendimiento del ciclo es bastante inferior al caso con almacenamiento energético y ciclo regenerativo. Debido a que no existe economizador y hay menos extracciones de turbina para precalentar el agua de alimentación, el ciclo tiene menor eficiencia, y por lo tanto la planta en general. Por otro lado, la planta requerirá menos costes de inversión puesto que no es necesario instalar el sistema de almacenamiento y no hay que comprar las sales fundidas. A continuación, se incluye la Tabla 25 con los valores de las variables termodinámicas para los puntos contemplados en el Plano 3: Diagrama de proceso de la planta con generación directa de vapor (DSG).

Tabla 25: Resultados del balance del ciclo con generación directa de vapor
Fuente: elaboración propia

[i]	h[i] Entalpía (kJ/kg)	m[i] Caudal (kg/s)	P[i] Presión (bar)	s[i] Entropía (kJ/kg-K)	T[i] Temperatura (°C)	x[i] Título de vapor (-)	Comentarios
21	3476	162	100	6,725	540	100	Vapor salida del receptor
22	3476	78,79	100	6,725	540	100	Vapor vivo para RC
23	3476	83,21	100	6,725	540	100	Entrada TAP
24	3214	83,21	40	6,769	400,1	100	Salida TAP / Entrada RC
25	3526	83,21	39,2	7,202	535	100	Entrada TBP
26	2306	73,71	0,02	7,942	17,5	0,9079	Entrada condensador
27	73,37	83,21	0,02	0,2603	17,5	0	Salida condensador
28	3146	78,79	98	6,292	415,1	100	Salida RC / Entrada precalentador 1
29	1787	-	96,04	4,013	308,1	0,2958	Salida precalentador 1
30	1787	78,79	10	4,399	179,9	0,5082	Entrada desgasificador
31	3161	-	10	7,307	351,9	100	Extracción a desgasificador
32	2753	9,492	1	7,558	138,4	100	Extracción 1
35	94,43	9,492	0,98	0,3319	22,51	0	Salida precalentador 2
36	94,43	9,492	0,02	0,3328	17,5	0,008564	Mezcla con condensado
40	74,39	83,21	10,2	0,2603	17,51	0	Impulsión bomba de condensado
41	377,7	83,21	10	1,192	90	0	Salida fluido caliente del precalentador 2
42	621,4	162	10	2,139	179,9	0	Salida desgasificador
43	631,7	162	102	2,816	228,5	0	Impulsión en bomba de agua de alimentación
44	1293	162	100	3,16	291	0	Salida precalentador 1
62	1407	208,1	100	3,359	311	0	Salida separador de humedad
63	1408	208,1	102	3,359	311,1	0	Entrada al receptor
64	3476	208,1	100	6,725	540,9	100	Salida del receptor

9.4.3 Estudio de producción eléctrica con distintas condiciones

De igual forma que se ha hecho en el apartado anterior, se han introducido los valores de radiación a lo largo de varios días con condiciones óptimas y con peores condiciones de radiación solar.

Si las condiciones son óptimas y la radiación solar es constante, la planta es capaz de producir a potencia nominal sin sufrir variaciones, pero solo durante las horas en las que hay luz solar. Entonces, además de menor rendimiento, la producción de energía es menor que en el caso con almacenamiento.

Por otro lado, si las condiciones climáticas son intermitentes, se observa que la planta reduce su producción eléctrica puesto que tiene menos vapor disponible para el ciclo. Este sería un problema severo pues estas variaciones de potencia podrían producir un aumento de la frecuencia de la red, y la planta tendría serias dificultades para integrarse en el sistema eléctrico. En las plantas con generación directa reales, hay una caldera auxiliar para producir vapor saturado cuando las condiciones climáticas impiden la generación solar, de forma que se soluciona el problema de estabilidad de la red, pero requiere un sistema fósil o de biomasa para poder operar la planta.

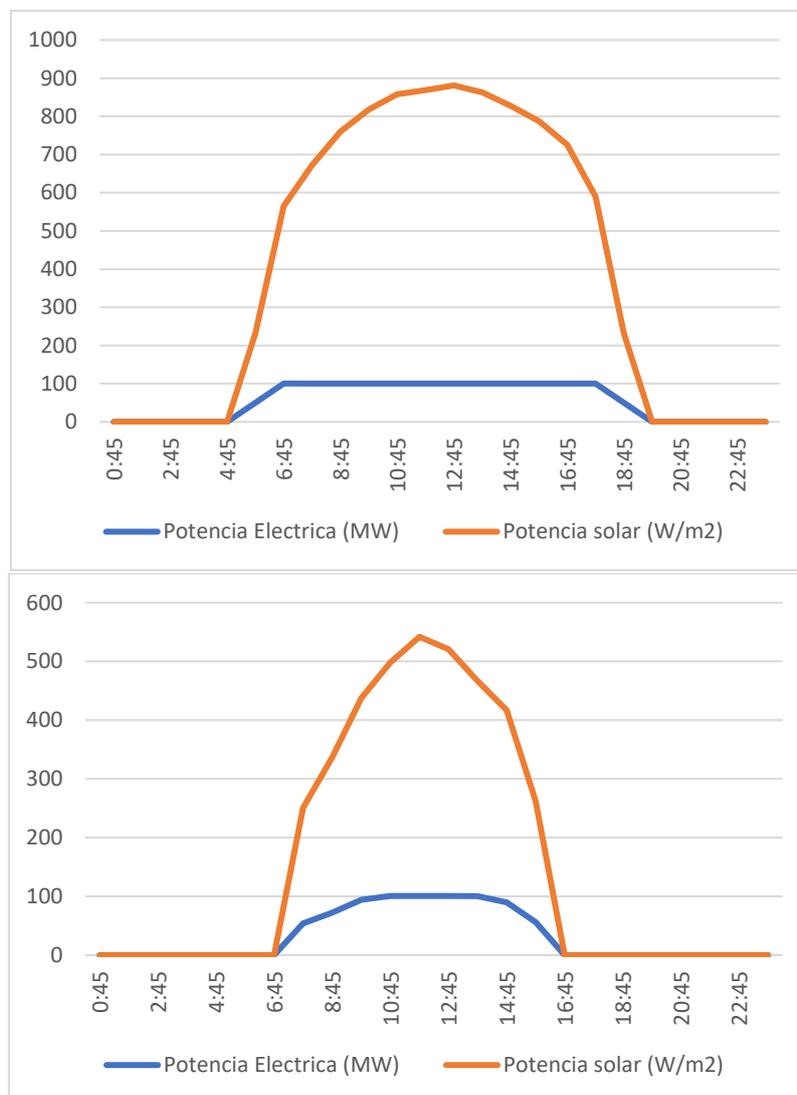


Figura 61: Producción de la planta DSG un día de verano e invierno
Fuente: elaboración propia

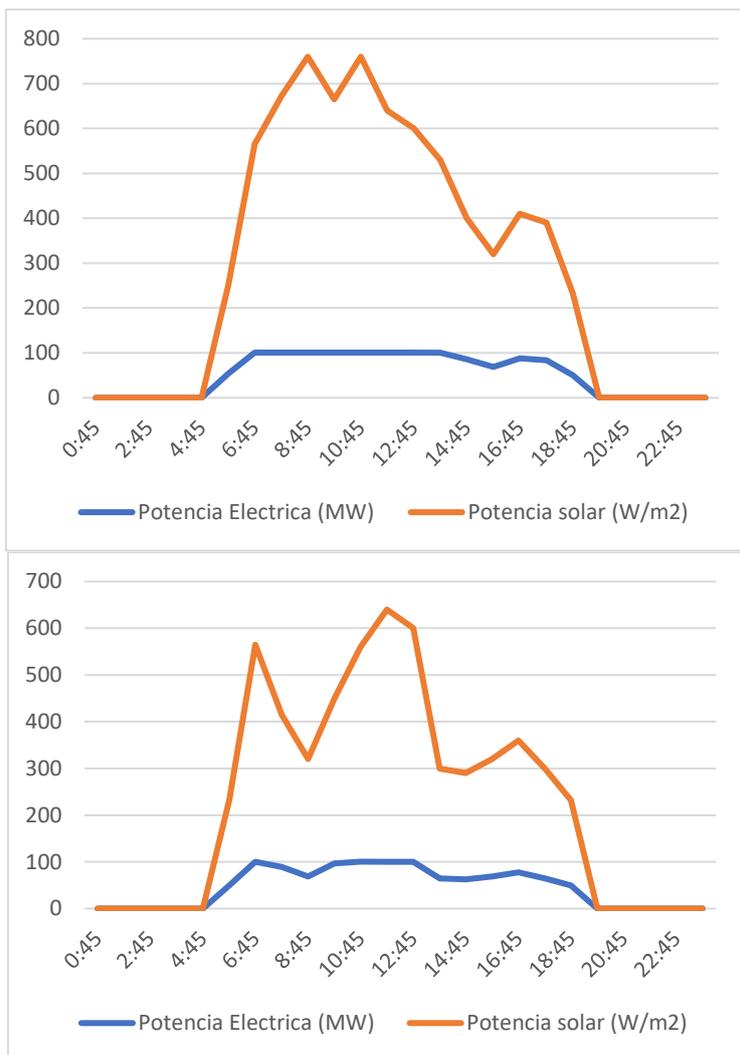


Figura 62: Producción de la planta DSG en días con radiación intermitente
Fuente: elaboración propia

9.4.4 Estudio de producción anual y costes de generación

En cuanto a la producción energética anual, se ha seguido la misma metodología que en el caso con almacenamiento, obteniendo los resultados de la Tabla 26.

	MWh/día	MWh
Enero	779,53	24.165,43
Febrero	932,06	26.097,76
Marzo	1.035,30	32.094,39
Abril	1.149,57	34.487,01
Mayo	1.258,76	39.021,68
Junio	1.298,27	38.947,98
Julio	1.305,26	40.463,12
Agosto	1.254,34	38.884,39
Septiembre	1.109,27	33.277,98
Octubre	980,63	30.399,47
Noviembre	865,13	25.953,90
Diciembre	768,77	23.831,84
TOTAL	1.061,41	387.624,96

Tabla 26: Producción anual de la planta con generación directa de vapor
Fuente: elaboración propia

En esta configuración, la producción sería de 387,6 GWh anuales, bastante inferior al caso con almacenamiento. En este caso se disponen de 3876 horas de acoplamiento y un factor de carga de 55,8%, también menores que en el caso con almacenamiento.

Aunque la eficiencia y producción es menor, esta tecnología tiene la ventaja de unos costes significativamente menores que en la opción con almacenamiento, entre un 15-20% menos que en el caso con almacenamiento si se consideran los datos obtenidos en la Tabla 22. Esto es debido a que no tiene sistema de almacenamiento ni el generador de vapor necesario (sobrecalentador, recalentador, evaporador y economizador). Por lo tanto, de la misma forma que en el apartado anterior se han calculado los costes de producción de energía para este caso, obteniendo un LCOE de 0,161 €/kWh.

Año (t)	Inversión (€)	O&M (€)	Energía generada (MWh)	I+M/(1+r) ^t	E/(1+r) ^t
0	582.400.000,00	-	-	582.400.000,00	-
1	-	13.572.000,00	339.300,00	12.925.714,29	323.142,86
2	-	13.572.000,00	339.300,00	12.310.204,08	307.755,10
3	-	13.572.000,00	339.300,00	11.724.003,89	293.100,10
4	-	13.572.000,00	339.300,00	11.165.717,99	279.142,95
5	-	13.572.000,00	339.300,00	10.634.017,13	265.850,43
6	-	13.572.000,00	339.300,00	10.127.635,36	253.190,88
7	-	13.572.000,00	339.300,00	9.645.367,01	241.134,18
8	-	13.572.000,00	339.300,00	9.186.063,82	229.651,60
9	-	13.572.000,00	339.300,00	8.748.632,21	218.715,81
10	-	13.572.000,00	339.300,00	8.332.030,68	208.300,77
11	-	13.572.000,00	339.300,00	7.935.267,31	198.381,68
12	-	13.572.000,00	339.300,00	7.557.397,44	188.934,94
13	-	13.572.000,00	339.300,00	7.197.521,37	179.938,03
14	-	13.572.000,00	339.300,00	6.854.782,26	171.369,56
15	-	13.572.000,00	339.300,00	6.528.364,06	163.209,10
16	-	13.572.000,00	339.300,00	6.217.489,58	155.437,24
17	-	13.572.000,00	339.300,00	5.921.418,64	148.035,47
18	-	13.572.000,00	339.300,00	5.639.446,33	140.986,16
19	-	13.572.000,00	339.300,00	5.370.901,26	134.272,53
20	-	13.572.000,00	339.300,00	5.115.144,06	127.878,60
21	-	13.572.000,00	339.300,00	4.871.565,77	121.789,14
22	-	13.572.000,00	339.300,00	4.639.586,45	115.989,66
23	-	13.572.000,00	339.300,00	4.418.653,76	110.466,34
24	-	13.572.000,00	339.300,00	4.208.241,68	105.206,04
25	-	13.572.000,00	339.300,00	4.007.849,22	100.196,23
Total	-			773.683.015,65	4.782.075,39

Tabla 27: Cálculo de costes de generación de la planta sin almacenamiento con r=5%
Fuente: elaboración propia

$$LCOE = \frac{773.683.015,65 \text{ €}}{4.782.075,39 \times 10^3 \text{ kWh}} = 0,161 \text{ €/kWh} \quad (60)$$

9.5 Análisis de la generación fotovoltaica con almacenamiento

Para este apartado se han seleccionado los datos obtenidos de la planta térmica con sales fundidas y se han tomado como base para el modelo de HOMER, ya que si para comparar las tecnologías deben suministrar la misma energía. Por lo tanto, la planta fotovoltaica debe diseñarse para suministrar 597 GWh/año, o 1.633kWh/día. La capacidad de almacenamiento debe ser también de 10h, para lo que se han seleccionado baterías de Litio industriales de 1MWh de capacidad. Estas baterías están disponibles para plantas de energía o grandes instalaciones industriales, y suelen venderse en contenedores industriales.

Potencia pico	125 MW
Energía anual	597 GWh
Energía media diaria (“carga”)	1633 GWh/día
Paneles solares	330 W
Coste unitario de los paneles	110€
Baterías	Li-ion, 1MWh
Coste unitario de las baterías	200.000 €

Tabla 28: Inputs para el programa modelado con HOMER
Fuente: elaboración propia con HOMER

Para el análisis con la herramienta HOMER ha sido necesario tener una serie de consideraciones que conviene comentar para obtener unos resultados coherentes y comprenderlos. En primer lugar, HOMER es una herramienta de optimización, es decir, en lugar de calcular y exponer al usuario el resultado, este software calcula todas las distintas opciones intentando minimizar los precios de generación. Por ese motivo es necesario que en el diseño del programa exista una carga en la que se introduce la media de 1633 kWh/día, de forma que el software va a optimizar los precios para suministrar esa energía (que es lo que se pretende). Por último, otra consideración a tener en cuenta es que el programa debe tener por defecto conectada la red eléctrica, pero si los costes de la fotovoltaica son más elevados que los de la red (como es este caso), el software automáticamente va a adquirir esta carga de la red. Esto se puede solucionar fijando un precio de mercado bastante más alto, de forma que toda la energía producida por la fotovoltaica se suministre a la carga. Con esto, se simularía una planta fotovoltaica que está generando 1633 MWh/día, con 10 horas de almacenamiento, a la red eléctrica.

Por último, se han considerado como datos costes actuales de equipos en el mercado, y para los costes de operación, mantenimiento y sustituciones, se han considerado unos costes menores, ya que la expectativa es que se reduzcan en el futuro.

Entonces, se ha calculado esa configuración y se han obtenido los siguientes resultados, representados en las siguientes figuras. En primer lugar, en la Figura 63, se observa que la producción de la planta por mes tiene el mismo perfil que en el caso de la solar térmica, alcanzando los máximos valores en los meses de verano. A continuación, en la Figura 64, se muestra un estudio del nivel de carga de las baterías por cada mes. El resultado también es similar al caso con almacenamiento térmico, pues en los meses de invierno, al no disponer del mismo recurso solar, las baterías no alcanzan el máximo de su capacidad de almacenamiento.

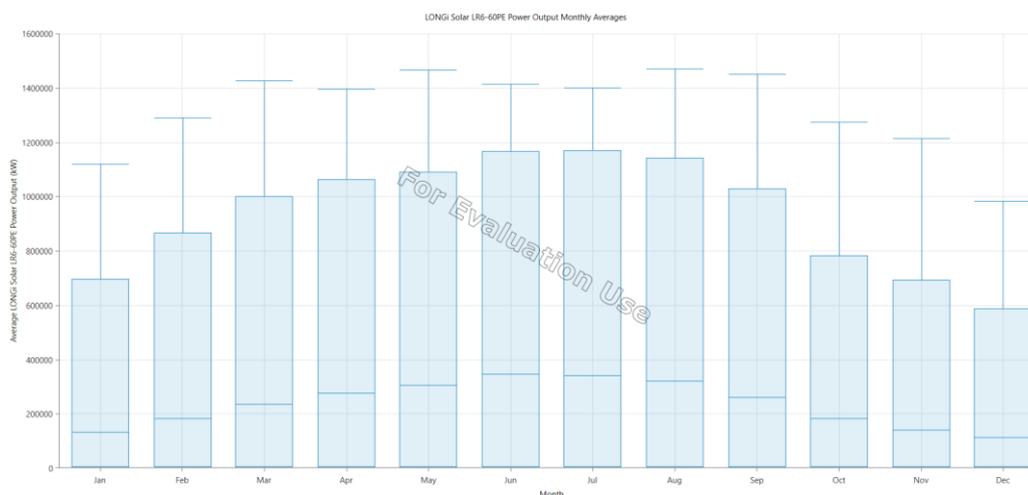


Figura 63: Producción de la planta fotovoltaica por mes
Fuente: elaboración propia con HOMER

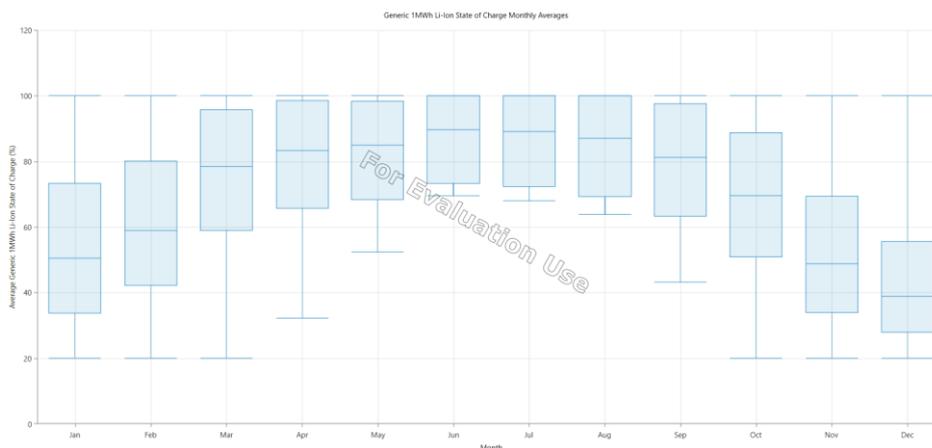


Figura 64: Media del estado de carga de las baterías por mes
Fuente: elaboración propia con HOMER

En cuanto a los costes de producción, se han obtenido los resultados de la Tabla 29. El coste de la planta es de aproximadamente 824 M€, y de este coste el 58,8% se debe al sistema de almacenamiento. Por lo tanto, este sistema producirá un aumento significativo en los costes.

	Coste (€)	%
Almacenamiento	484.600.000,00	58,8%
Paneles	37.003.105,06	4,5%
Resto de la instalación	300.082.331,80	36,5%
Sistema convertidor	1.708.090,55	0,2%
TOTAL	823.393.527,41	-

Tabla 29: Costes de la planta fotovoltaica con almacenamiento
Fuente: elaboración propia con HOMER

En cuanto a los costes de la energía, se aplicará el mismo procedimiento que en los casos anteriores para calcular el LCOE definido en la ecuación (57). En cuanto a los costes de operación y mantenimiento, el software nos proporciona los costes totales obtenidos al final de los 25 años seleccionados para la operación de la planta, con la tasa de retorno $r=5\%$.

	Coste (inversión inicial)	O&M $(I+M)/(1+r)^t$	$(I+M)/(1+r)^t$	Energía (MWh) $E/(1+r)^t$
Almacenamiento	484.600.000,00	5.828.901,80	490.428.901,80	-
Paneles y resto de la instalación	337.085.436,86	454.618.500,00	791.703.936,86	-
Convertidor	1.708.090,55	161,38	1.708.251,93	-
TOTAL	823.393.527,41	460.447.563,18	1.604.598.706,95	7.322.706,21

Tabla 30: Calculo de costes de la fotovoltaica con almacenamiento
Fuente: elaboración propia con HOMER

Por lo tanto, considerando la misma energía producida que el caso de la solar térmica con almacenamiento, los costes de la energía solar fotovoltaica con almacenamiento son 0,177€/kWh.

$$LCOE = \frac{1.304.598.706,95 \text{ €}}{7.322.706,21 \times 10^3 \text{ kWh}} = 0,177 \text{ €/kWh} \quad (61)$$

Este coste es muy elevado en comparación con las energías renovables, con el mercado y con el almacenamiento con sales fundidas, ya que supone un incremento de 0,10€/kWh sobre el precio actual de la fotovoltaica sin almacenamiento.

Esto es debido al elevado coste del sistema de almacenamiento, que en este caso es de más de 484M€, es decir, cinco veces el coste del sistema de almacenamiento térmico con sales. Las perspectivas son que el precio de las baterías se reduzca significativamente para que esta tecnología entre en el mercado con menores costes.

Si se calcula el coste del sistema de almacenamiento por unidad de energía de igual forma que con la solar térmica, se obtiene que el coste medio del almacenamiento es de aproximadamente 484 €/kWh.

$$\text{Coste de Almacenamiento} = \frac{484.600.000 \text{ €}}{1.000.000 \text{ kWh}_{\text{pico}}} = 484 \text{ €/kWh} \quad (62)$$

Este elevado coste es el factor crítico que hace que las plantas fotovoltaicas o eólicas no sean competitivas comparadas con el almacenamiento térmico. No obstante, las perspectivas de futuro son optimistas, ya que el amplio desarrollo del vehículo eléctrico, el autoconsumo y microrredes puede derivar en una mejora de la tecnología y reducción de los costes. Con un coste hipotético de 100-130 €/kWh, esta tecnología comenzaría a ser competitiva con el almacenamiento térmico.

10. Comparación de resultados y tecnologías

En este apartado se va a contrastar los resultados principales obtenidos en el apartado anterior para cada tecnología, analizando sus ventajas, desventajas y costes para poder obtener que alternativa puede ser la más viable actualmente. Para ello, primero se va a elaborar una matriz o tabla comparativa con todos los datos obtenidos.

Tabla 31: Matriz comparativa de tecnologías
Fuente: elaboración propia

Item	Solar térmica con sales fundidas	Solar térmica con DSG	Fotovoltaica con baterías
Superficie requerida	755 ha (120 ha área útil)	755 ha (120 ha área útil)	200 ha
Rendimiento del ciclo	38%	28%	-
Rendimiento de la planta	23%	17%	-
Producción anual	597 GWh/año	382 GWh/año	597 GWh/año
Promedio de producción	1633 MWh/día	1061 MWh/día	1633 MWh/día
Almacenamiento térmico	10 horas	No	10 horas
Capacidad máxima almacenamiento	2620 MWh _t /día (max)	0	1000 MWh _e /día (max)
Costes del almacenamiento	42,75 €/kWh	-	484 €/kWh
Costes de la planta	728 M€	530 M€	924 M€
Costes de operación y mant.	35 €/kWh	30 €/kWh	46 €/kWh
LCOE	0,134 €/kWh	0,161 €/kWh	0,177 €/kWh
Seguridad de suministro	Si, con almacenamiento	Requiere caldera auxiliar	Si, con almacenamiento
Control de activa/reactiva	Si	Depende de la caldera auxiliar	Si

Observando la Tabla 31, se pueden hacer las siguientes observaciones:

- En cuanto a la energía solar térmica, la tecnología de torre central y sin almacenamiento es la tecnología más barata y con menores costes de operación y mantenimiento, que puede ser instalada en plantas con menor potencia. El ciclo térmico puede ser más sencillo y se obtendría vapor recalentado mediante vapor vivo a la salida de la torre. Sin embargo, al tener menos extracciones de vapor, es necesaria más energía para calentar el agua, por lo que el ciclo tiene peor rendimiento que el caso con sales.
- En el caso con sales fundidas, al disponer de mayores extracciones y equipos del generador de vapor como economizador y sobrecalentador hacen que la eficiencia del ciclo sea mayor, mejorando así la eficiencia de la planta. Se ha demostrado que el rendimiento del ciclo es superior en el caso del almacenamiento con sales, ya que este es del 23% frente al 17% del caso sin sales. Esto hace que el rendimiento de la planta también sea superior en el caso con almacenamiento.
- La presencia del almacenamiento térmico produce una mejora de la eficiencia, por lo que se obtiene una producción energética mayor. Por lo tanto, aunque la planta con sales es bastante más cara, la mayor producción energética hace que los costes de producción de energía sean menores.
- Otro aspecto para tener en cuenta es que, ante transitorios de radiación solar o periodos largos de nocturnidad, la planta con sales fundidas puede estar funcionando a potencia nominal sin sufrir variaciones en la potencia generada, o que supone una gran ventaja de este sistema de cara a la estabilidad de la red.
- En cuanto a los distintos sistemas de almacenamiento, queda comprobado que los costes de almacenamiento con baterías son aproximadamente cinco veces más caros que el almacenamiento con sales. En este trabajo se ha comprobado que el coste del almacenamiento con sales es de 42,75 €/kWh, y los precios de baterías de litio comerciales son actualmente de 200-250 €/kWh. Se estima que en los próximos años los precios de las baterías descenderán hasta 150 €/kWh, debido al amplio desarrollo de las baterías para vehículos eléctricos o para autoconsumo. Sin embargo, esto sigue siendo más caro que las sales fundidas.

A continuación, se hará un resumen de las ventajas competitivas y desventajas de cada caso, llegando a una conclusión sobre la alternativa más viable en base a los resultados de este trabajo.

i) Torre central con almacenamiento mediante sales fundidas.

Las principales ventajas de esta tecnología son:

- Mejora del rendimiento del ciclo térmico.
- Mayor producción eléctrica.
- Producción en condiciones de irradiación no óptimas.
- Puede funcionar en régimen permanente varias horas sin alterar su producción, aportando estabilidad al sistema.
- Control de la energía generada, activa y reactiva, independiente del recurso.
- Menores costes de almacenamiento energético
- Menores costes de producción eléctrica

Las principales desventajas son:

- Gran superficie requerida.

- Coste de los heliostatos muy elevado.
- Mantenimiento elevado de los heliostatos.
- Coste del generador de vapor y sistema de almacenamiento alto.
- Costes de control químico de la planta elevados.
- Riesgo de fallo crítico si hay fugas de sales en el generador de vapor.
- Coste de obra civil para la torre y heliostatos elevado.
- Mayor impacto ambiental de la planta.

ii) Torre central con generación directa de vapor.

Las principales ventajas de esta tecnología son:

- El fluido caloportador es agua, más barato que las sales fundidas.
- Menor coste de operación y mantenimiento.
- Menor corrosión y degradación en las tuberías.
- Menor impacto ambiental.
- Presiones y temperaturas de vapor vivo elevadas (550°C y 90-100 bar) a la entrada de la turbina de vapor.
- No requiere calentamiento auxiliar para evitar solidificación de las sales.
- No hay riesgo de degradación del fluido caloportador por alta temperatura o por el número de ciclos de operación.
- No es necesaria la instalación de intercambiador de calor intermedio entre el ciclo de potencia y el campo solar.

Las principales desventajas son:

- Gran superficie requerida.
- Coste de los heliostatos muy elevado.
- Mantenimiento elevado de los heliostatos.
- Coste de obra civil para la torre y heliostatos elevado.
- No dispone de almacenamiento energético.
- La producción depende de la radiación solar.
- Requiere una caldera auxiliar para evitar fluctuaciones en la producción.
- Menor rendimiento y menor producción energética.
- No puede participar como central “base” en el mix energético.

iii) Fotovoltaica con almacenamiento.

Las principales ventajas de esta tecnología son:

- Mayor aprovechamiento del recurso solar.
- Mayor producción eléctrica por unidad de superficie.
- Menor superficie utilizada.
- Menores costes del sistema (excepto almacenamiento)
- Producción en condiciones de irradiación no óptimas.
- Puede funcionar en régimen permanente varias horas sin alterar su producción, aportando estabilidad al sistema.
- Control de la energía generada, activa y reactiva, independiente del recurso.

Las principales desventajas son:

- Elevado coste de las baterías.
- Elevado coste de operación y mantenimiento de las baterías.
- Mayor riesgo de degradación del sistema de almacenamiento por número de ciclos de carga y descarga.

- Efecto negativo de la temperatura en el sistema de almacenamiento.
- Mayor impacto ambiental por las materias primas requeridas para las baterías.
- Elevado coste de producción de energía, debido a las baterías.

Por lo tanto, analizando la Tabla 28 como resumen de los resultados de este trabajo, se puede destacar que el almacenamiento térmico con sales fundidas supone la mejor alternativa actualmente para almacenamiento de energía en plantas solares. Además, el almacenamiento térmico permite una mejora del ciclo térmico de las plantas solares. Los costes de esta tecnología son de 0,134 €/kWh, que son demasiado elevados con respecto al mercado y al resto de renovables. Sin embargo, dentro de las renovables con almacenamiento, esta tecnología tiene menores costes que la solar fotovoltaica con baterías, con un coste de 0,177 €/kWh.

El precio medio del mercado eléctrico en España durante el año 2018 ha sido de 0,054€/kWh [34], por lo que estos costes son muy elevados con respecto al mercado. No obstante, hay que considerar que es una tecnología muy reciente y ha aparecido en la última década, por lo que los costes tecnológicos e inversión son mucho mayores. Pero es necesario seguir desarrollando estos sistemas de forma que maduren tecnológicamente y puedan ir reduciendo sus costes, lo que permitiría entrar en el mercado siendo competitivos tanto en tecnología como en costes. Y para que las renovables sean completamente competitivas es fundamental el sistema de almacenamiento, ya que permite integrar estas plantas en el sistema eléctrico porque se puede controlar la producción, permite un seguimiento de la carga en períodos en los que hay fluctuaciones en la radiación solar, etc. Esto hace que las renovables no dependan de sistemas convencionales para participar en la cobertura de la demanda, y pueden participar en la regulación y estabilidad de la red. Todo esto sin emisiones contaminantes durante su operación.

11. Perspectivas de la energía solar

En cuanto a la torre central, se espera que los sistemas de torre central puedan ir reduciendo los costes de fabricación de los componentes, optimizar los diseños para mejorar la eficiencia de la planta, utilizar fluidos térmicos con nanopartículas para mejorar la capacidad calorífica del material y conseguir mayor tiempo de almacenamiento térmico [21]. Con estas mejoras, se espera que los costes de las plantas de torre central puedan reducir sus costes por debajo de 0,09-0,10 €/kWh.

Por otro lado, para las plantas solares de concentración (CSP) otra alternativa que se está estudiando es el uso de ciclos Brayton supercríticos con CO₂ como fluido caloportador. Esta metodología está en fase de pruebas y actualmente no hay plantas comerciales operando, pero se espera que puedan obtener un buen rendimiento y producción eléctrica, ya que el uso de CO₂ en estado supercrítico es viable con turbinas de gas y se obtienen mejores parámetros de rendimientos y potencias en el ciclo [13].

En cuanto a las baterías, el desarrollo de los vehículos eléctricos y baterías para autoconsumo o generación eléctrica puede hacer que se reduzcan los costes de estos sistemas hasta un coste de 150 €/kWh de almacenamiento.

Por último, una opción que se está desarrollando actualmente en el desierto de Atacama (Chile) y que puede tener grandes perspectivas de desarrollo es la hibridación entre plantas solares térmicas y fotovoltaicas con almacenamiento [35]. El complejo “Cerro Dominador”, que está en su última fase de construcción, combina una planta fotovoltaica de 100MW y 392.000 paneles con una planta solar de torre central de 110MW, compuesta por un campo solar de 10.600 heliostatos en 150 hectáreas, y una torre de 250 m de altura. Se espera que este complejo genere unos 950 GWh/año y disponga de 17 horas de almacenamiento tanto térmico como con baterías.

12. Conclusiones

Este trabajo fin de máster ha tratado sobre los sistemas de energía renovable con almacenamiento energético. El almacenamiento de energía es la pieza clave para las renovables, pues permite tener energía disponible para su uso cuando sea requerido por la carga del sistema y no solo cuando el recurso es óptimo. Esto, además de incrementar la seguridad de suministro, permite que las centrales renovables puedan participar en el control y estabilidad de la red.

En este trabajo se ha estudiado el almacenamiento térmico de energía en sistemas de generación solar. En estos sistemas, ha quedado demostrado que el almacenamiento con sales fundidas es actualmente la mejor alternativa de costes y tecnología para almacenar grandes cantidades de energía. Los costes del almacenamiento obtenidos han sido de 43€/kWh para las sales fundidas, mientras que el almacenamiento con baterías de Litio ha sido de 484 €/kWh. El elevado coste por unidad de energía del sistema con baterías hace que los costes de inversión para construir la planta sean mayores que para una central solar con torre central, por lo que ante una misma producción de energía y con los mismos parámetros financieros, el LCOE de la energía solar fotovoltaica con almacenamiento es de 0,177€/kWh, y el de la solar térmica de 0,13€/kWh. Estos resultados han sido obtenidos con un 87% de factor de producción y con una tasa de retorno del 5%, para obtener unos resultados más conservadores. Si se repiten los cálculos a plena carga y con menores tasas de retorno, la energía solar térmica podría tener un coste de 0,09-0,10 €/kWh. Aunque, para ser más realista, se ha optado por esta filosofía más conservadora.

Por otro lado, en cuanto la energía solar térmica, se ha demostrado que la presencia del almacenamiento implica una mejora de la eficiencia del ciclo, ya que se pueden añadir más etapas para precalentar el agua de alimentación con las sales y extracciones de turbina. Por ese motivo, se ha obtenido una mejora de la eficiencia de la planta del 17% al 23%. Esta mejora de la eficiencia y el propio sistema de almacenamiento hacen que la producción anual de energía sea de 597GWh, un 32% superior a la configuración sin almacenamiento. En cuanto al funcionamiento del almacenamiento térmico, se ha demostrado que la planta con almacenamiento puede operar a potencia nominal ante cualquier tipo de condiciones ambiente. Si las condiciones son óptimas, se lograrían las 10h de almacenamiento requeridas en el diseño de la planta. Analizando estos costes, podemos concluir que son bastante elevados en comparación con el mercado (0,054€/kWh), con otras tecnologías renovables como la eólica, fotovoltaica sin almacenamiento, ciclos combinados, etc. y actualmente estas tecnologías de almacenamiento no serían competitivas en el mercado.

Pero, si se sigue invirtiendo y desarrollando esta tecnología, posiblemente se reduzcan los costes de fabricación y producción de cada componente y de los sistemas de almacenamiento, lo que permitirá reducir aún más los costes de la energía y hacer que estas tecnologías sean competitivas en el mercado. Además, el almacenamiento energético permite que las renovables puedan competir tecnológicamente con las plantas convencionales.

Las perspectivas de futuro para la tecnología solar con almacenamiento son bastante optimistas, pues se espera que la tecnología continúe madurando y reduciendo sus costes de producción, fabricación, materias primas, etc. de forma que puedan ser competitivas en el mercado. En cuanto a la energía solar térmica con almacenamiento de sales, se espera que pueda llegar a producir energía por debajo de 0,09 €/kWh, un coste similar o inferior a algunas plantas con combustibles fósiles. Si se reducen los costes de los heliostatos, de la construcción de la torre, del receptor, etc. esta tecnología podría ser competitiva en el mercado. En cuanto al almacenamiento con baterías, el desarrollo del vehículo eléctrico y baterías de autoconsumo, así como baterías estacionarias para plantas de generación, podrá hacer que los costes de las baterías se reduzcan hasta aproximadamente 150 €/kWh.

Finalmente, ha sido de especial interés haber podido realizar el trabajo fin de máster sobre esta especialidad, y lo considero una experiencia y aprendizaje muy positivo en mi formación.

Bibliografía

- [1] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2017», 2017.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- [2] Energías renovables - Periodismo de las energías limpias, «Almacenar electricidad renovable en centrales termosolares cuesta diez veces menos que hacerlo en baterías», 2018.
<https://www.energias-renovables.com/termosolar/almacenar-electricidad-renovable-en-centrales-termosolares-cuesta-20180423>
- [3] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. "Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio técnico 2011-2020", 2011.
- [4] «BP Statistical Review of World Energy 2018» ,Junio 2018.
<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>
- [5] NASA, «Global Climate Change».
<https://climate.nasa.gov/>.
- [6] I. Intergovernmental Panel on Climate Change, «Global Warming Special Report».
<https://www.ipcc.ch/sr15/>.
- [7] REE, «Series estadísticas nacionales. Emisiones de CO2 asociadas a la generación», 2017.
<https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>. [Último acceso: 2018].
- [8] International Energy Agency, IEA. 2018.
<https://www.iea.org/>.
- [9] Red Eléctrica de España, REE. «Informe del sistema eléctrico 2017», 2017.
- [10] J. Muñoz Anton, "Técnicas de aprovechamiento de energías renovables". Grado en Ingeniería de la Energía, ETSII-UPM.
- [11] W. R.W.Harrigan, "Solar Energy Systems Design, John Wiley and Sons, Inc., 1986".
- [12] SOLARGIS.
<https://solargis.com/>
- [13] L. Enriquez, J. Martinez-Val, J. Muñoz-Antón, «Integration between Direct Steam Generation in linear solar collectors and Supercritical Carbon Dioxide Brayton Power cycles,» Universidad Politécnica de Madrid, 2014.
- [14] Torresol Energy.
<http://www.torresolenergy.com/>
- [15] Department of Energy, «CSP Systems Analysis».
<https://www.energy.gov/eere/solar/csp-systems-analysis>.
- [16] Solar Energy Generating Systems, «Solar Energy Projects in California»
<https://www.energy.ca.gov/sitingcases/solar/>
- [17] CSP Today.
<http://es.csptoday.com/>.
- [18] REN21, «Renewables 2017, Global Status Report», 2017.
http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf
- [19] C. Xie, «Designing heliostat layouts of concentrated solar power stations with Energy3D» .The Concord Consortium, 27 08 2017.
<https://concord.org/blog/designing-heliostat-layouts-of-concentrated-solar-power-stations-with-energy3d/>
- [20] O. L. Montan, «Techno-Economic Forecasts of Lithium Nitrates for Thermal Storage Systems», 2017.

- [21] S. Donghyun y D. Banerjee, "Experimental investigation of molten salt nanofluid for solar thermal energy", 2011.
- [22] NREL, The National Renewable Energy Laboratory
<https://www.nrel.gov>
- [23] Leonardo Energy, «Leonardo-Energy.org».
<http://www.leonardo-energy.org/>
- [24] W. L. Lifeng Li, «Optics of solar central receiver systems: a review», 2016.
- [25] A. Mutuberría, J. Pascual, M. Guisado y F. Mallor, "Comparison of Heliostat Field Layout Design Methodologies and Impact on Power Plant Efficiency", 2015.
- [26] F. K. D. Yogi Goswami, "Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy", 2007.
- [27] Institute of Solar Research.
https://www.dlr.de/sf/en/desktopdefault.aspx/tabid-10648/19503_read-45349/
- [28] J.A. Fernández Benítez, "CENTRALES TERMOELECTRICAS CONVENCIONALES", Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Madrid (UPM).
- [29] Korzynietz, «Comprehensive analysis of the solar hybrid Brayton plant», 2016.
- [30] Saft Batteries, «Lithium Ion Battery», 2015.
<http://www.gulfcoastenergynetwork.org/wp-content/uploads/2015/10/Saft-Energy-Storage-for-Microgrids-Power-Up-Defense-Energy-Forum.pdf>.
- [31] Google, «Google Maps».
<https://www.google.es/maps/place/37%C2%B033'37.5%22N+5%C2%B019'53.9%22W/@37.6822579,-5.6260103,9.64z/data=!4m6!3m5!1s0x0:0x0!7e2!8m2!3d37.5604072!4d-5.3316394?hl=es>.
- [32] The European Commission's science and knowledge service, «PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System».
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- [33] IRENA, International Renewable Energy Agency, "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Concentrating Solar Power", 2012.
- [34] OMIE, Operador del mercado Ibérico Español, «Informe de precios de mercado 2018», 2018.
- [35] Microservos (energía), «La planta termosolar de Cerro Dominador en Atacama y su impresionante poderío» 2018.
<https://www.microservos.com/archivo/energia/planta-termsolar-cerro-dominador-atacama-chile-poderio.html>.
- [36] International Astronomical Union.
<https://www.iau.org/>.
- [37] Sigma Thermal, «Sistema de sales fundidas».
<https://www.sigmathermal.com/es/sales-fundidas/>
- [38] Torresol Energy, «Gemasolar, la primera planta solar en el mundo con tecnología de torre central con receptor de sales», 2009.
<http://torresolenergy.com/torresol-energy-consigue-171-millones-euros-financiar-gemasolar-la-primera-planta-solar-mundo-tecnologia-torre-central-receptor-sales/>.
- [39] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. "Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio técnico 2011-2020", 2011.

Análisis de la tecnología solar térmica con almacenamiento y comparativa con otras tecnologías

DOCUMENTO 2: ANEXOS

1. Anexo 1: Código de la configuración solar térmica con generación directa de vapor.

{Álvaro Gómez Cebellán}
 {Trabajo Final de máster: Análisis de la tecnología solar térmica con almacenamiento y comparativa con otras tecnologías}
 {Máster Universitario en Ingeniería Industrial}
 {Universidad de Alcalá}

{-----}

{Condiciones ambiente}

P_0=1,013 [bar]
 T_0=25 [C]

{-----}

{Datos básicos ciclo vapor}

"Caudales"

m_vapor=162 [kg/s]

"Presión"

P_COND=0,02 [bar] {presión del condensador}
 P_SC=100 [bar] {presión vapor sobrecalentado}
 P_RC=40 [bar] {presión vapor sobrecalentado}

P_EX2=1 [bar] {presión de vapor en extracción 3}
 P_DESG=10 [bar] {presión desgasificador}

"Temperatura"

T_SC=540 [C] {temperatura vapor sobrecalentado}
 T_RC=T_SC-TTD_RC {Temp vapor recaentado}

TDC_RC=15 [C]

TTD_RC=5 [C]

"Rendimiento isentrópico"

eta_TAP=0,9 {rendimiento isentrópico de la turbina de alta presión}
 eta_TBP=0,85 {rendimiento isentrópico de la turbina baja p}
 eta_elect_mec=0,88

"pérdidas de carga"

DELTAP_RC=0,02
 DELTAP_EVAP=0,02
 DELTAP_IC=0,02

"parámetros de diseño de los intercambiadores regenerativos"

TDC_1=5 [C]

TDC_2=5 [C]

TDC_3=5 [C]

"Parámetros sistema generador de vapor"

AP=20 {APPROACH POINT}

PP=20 {PINCH POINT}

{-----}

{Cálculos ciclo vapor}

"Punto 21: Vapor sobrecalentado"

{m[21]=m_vapor}

T[21]=T_SC

P[21]=P_SC

h[21]=enthalpy(steam;T=T[21];P=P[21])

s[21]=entropy(steam;T=T[21];P=P[21])

x[21]=quality(steam;T=T[21];P=P[21])

"Punto 23: Vapor a la entrada TAP"

m[23]=m[21]-m[22]

P[21]=P[22]

h[21]=h[22]

s[21]=s[22]

x[21]=x[22]

P[21]=P[23]

h[21]=h[23]

s[21]=s[23]

x[21]=x[23]

"Punto 24: Vapor a la salida TAP"

m[23]=m[24]

P[24]=P_RC

h24s=enthalpy(steam;s=s[23];P=P[24])

eta_TAP=(h[23]-h[24])/(h[23]-h24s)

T[24]=temperature(steam;h=h[24];P=P[24])

s[24]=entropy(steam;T=T[24];P=P[24])

x[24]=quality(steam;T=T[24];P=P[24])

"Balance recalentador"

m[22]=m[28]

m[22]*(h[22]-h[28])=m[24]*(h[25]-h[24])

T[28]-T[24]=TDC_RC

P[28]=P[22]*(1-DELTAP_RC)

h[28]=enthalpy(steam;T=T[28];P=P[28])

s[28]=entropy(steam;T=T[28];P=P[28])

x[28]=quality(steam;T=T[28];P=P[28])

"Punto 25: Vapor recalentado a la entrada de TBP"

m[24]=m[25]

x[25]=quality(steam;T=T[25];P=P[25])

s[25]=entropy(steam;T=T[25];P=P[25])

h[25]=enthalpy(steam;T=T[25];P=P[25])

P[25]=P[24]*(1-DELTAP_RC)

T[25]=T[21]-TTD_RC

"Punto 31: Extracción desgasificador"

P[31]=P_DESG

h31s=enthalpy(steam;s=s[25];P=P[31])

eta_TBP=(h[25]-h[31])/(h[25]-h31s)

T[31]=temperature(steam;h=h[31];P=P[31])

s[31]=entropy(steam;T=T[31];P=P[31])

x[31]=quality(steam;T=T[31];P=P[31])

"Punto 32: Extracción vapor 2"

$P[32]=P_EX2$
 $h[32]=\text{enthalpy}(\text{steam};s=s[25];P=P[32])$
 $\text{eta_TBP}=(h[25]-h[32])/(h[25]-h[32s])$
 $T[32]=\text{temperature}(\text{steam};h=h[32];P=P[32])$
 $s[32]=\text{entropy}(\text{steam};h=h[32];P=P[32])$
 $x[32]=\text{quality}(\text{steam};h=h[32];P=P[32])$

"Punto 26: Vapor salida TBP"

$m[26]=m[25]-m[32]$

$P[26]=P_COND$
 $h[26s]=\text{enthalpy}(\text{steam};s=s[25];P=P[26])$
 $\text{eta_TBP}=(h[25]-h[26])/(h[25]-h[26s])$
 $T[26]=\text{temperature}(\text{steam};h=h[26];P=P[26])$
 $s[26]=\text{entropy}(\text{steam};h=h[26];P=P[26])$
 $x[26]=\text{quality}(\text{steam};h=h[26];P=P[26])$

"Punto 27: Agua condensada"

$m[27]=m[25]$

$P[27]=P_COND$
 $x[27]=0$ {líquido saturado}
 $T[27]=T_sat(\text{water};P=P[27])$
 $h[27]=\text{enthalpy}(\text{water};x=x[27];P=P[27])$
 $s[27]=\text{entropy}(\text{water};x=x[27];P=P[27])$
 $v[27]=\text{volume}(\text{water};x=x[27];P=P[27])$

"Punto 40: Impulsión en bomba de condensado"

$m[40]=m[27]$
 $P[40]=P_DESG + P[40]*\text{DELTAP_IC}$ {La bomba debe impulsar el agua condensada hasta la presión del desgasificador y teniendo en cuenta la pérdida de carga en el intercambiador}
 $h[40]-h[27]=v[27]*(P[40]-P[27])*convert(\text{bar};\text{kPa})$
 $T[40]=\text{temperature}(\text{water};P=P[40];h=h[40])$
 $x[40]=0$
 $s[40]=\text{entropy}(\text{water};P=P[40];h=h[40])$

"Punto 41: Precalentamiento 3"

$m[40]=m[41]$
 $T[41]=90$
 $P[41]=P[40]*(1-\text{DELTAP_IC})$
 $x[41]=0$
 $T[41]=\text{Temperature}(\text{steam};P=P[41];h=h[41])$
 $s[41]=\text{entropy}(\text{steam};P=P[41];h=h[41])$

"Balance regenerador 3"

$m[41]*(h[41]-h[40])=m[32]*(h[32]-h[35])$
 $m[35]=m[32]$
 $T[35]-T[40]=5$
 $P[35]=P[32]*(1-\text{DELTAP_IC})$
 $h[35]=\text{enthalpy}(\text{steam};T=T[35];P=P[35])$
 $s[35]=\text{entropy}(\text{steam};h=h[35];P=P[35])$
 $x[35]=\text{quality}(\text{steam};h=h[35];P=P[35])$

$m[36]=m[32]$
 $P[36]=P_COND$
 $h[36]=h[35]$
 $x[36]=\text{quality}(\text{steam};P=P[36];h=h[36])$
 $T[36]=\text{temperature}(\text{steam};P=P[36];h=h[36])$
 $s[36]=\text{entropy}(\text{steam};P=P[36];h=h[36])$

"Punto 42"

```

T_saturacion_frio=T_sat(steam;P=P_DESG)
{T[42]=T_saturacion_frio}
{T[42]=Temperature(steam;P=P[42];x=x[42])}
h[42]=enthalpy(steam;P=P[42];x=x[42])
s[42]=entropy(steam;T=T[42];x=x[42])
P[42]=P_DESG
v[42]=volume(steam;P=P[42];x=x[42])
x[42]=0

```

"Punto 44"

```

m[44]=m[43]
P[44]=P[43]*(1-DELTAP_IC)
T_saturacion_caliente=T_sat(steam;P=P_SC)
T_saturacion_caliente-T[44]=AP
h[44]=enthalpy(steam;T=T[44];P=P[44])
s[44]=entropy(steam;T=T[44];P=P[44])
x[44]=quality(steam;T=T[44];P=P[44])

```

"Balance Regenerador 1"

```

m[28]*(h[28]-h[29])=m[43]*(h[44]-h[43])
P[29]=P[28]*(1-DELTAP_IC)
T[29]=Temperature(steam;P=P[29];h=h[29])
x[29]=quality(steam;P=P[29];h=h[29])
s[29]=entropy(steam;P=P[29];h=h[29])

```

```

m[30]=m[22]
P[30]=P_DESG
h[30]=h[29]
T[30]=Temperature(steam;P=P[30];h=h[30])
x[30]=quality(steam;P=P[30];h=h[30])
s[30]=entropy(steam;P=P[30];h=h[30])

```

"Balance desgasificador"

```

m[42]=m[30]+m[41]
m[41]*h[41]+m[30]*h[30]*(1-x[30])=m[42]*h[42]

```

"Punto 43: impulsión bomba alimentación"

```

m[43]=m[42]
P[43]=P_SC+P[43]*DELTAP_IC
h[43]-h[42]=v[42]*(P[43]-P[42])*convert(bar;kPa)
T[43]=temperature(steam;h=h[43];P=P[43])
s[43]=entropy(steam;h=h[43];P=P[43])
x[43]=quality(steam;h=h[43];P=P[43])

```

"Punto 62: Downcommers"

```

P[62]=P[44]
x[62]=0
T[62]=T_saturacion_caliente
h[62]=enthalpy(steam;T=T[62];x=x[62])
s[62]=entropy(steam;T=T[62];x=x[62])
v[62]=volume(steam;T=T[62];x=x[62])

```

"Punto 63: impulsión bomba recirculación"

```

P[63]=P_SC+P[63]*DELTAP_EVAP
h[63]-h[62]=v[62]*(P[63]-P[62])*convert(bar;kPa)
T[63]=temperature(steam;P=P[63];h=h[63])
s[63]=entropy(steam;P=P[63];h=h[63])
x[63]=quality(steam;P=P[63];h=h[63])

```

"Balance torre solar y separador de humedad"

{Potencia solar}

```
Q_solar=600 [W/m^2]
A_campo_heliostatos=1200000 [m^2]
eta_heliostatos=0,5
Q_solar_bruto=Q_solar*A_campo_heliostatos*eta_heliostatos*Convert(W;kW)
```

{Absorción en el receptor}

"En primer lugar, puesto que a lo largo del tubo receptor el perfil del flujo de calor no es constante, vamos a suponer que es parabólico, con el máximo en el centro del tubo"

"Conociendo el máximo y el área de la curva, obtenemos la función del perfil. $qq(z)=a*z^2+b*z+C$, C será 0"

```
(a/3)*(17^3)+(b/2)*(17^2)=Q_solar_bruto
a*17+b=0
```

"Vamos a dividir el tubo en metros. Como tiene 17 metros de alto, hacemos un bucle con 17 iteraciones (i) y zonde z(i) es la altura del tubo en cada iteración"

"qq(i) será el calor en kW/m en cada metro de tubo, por lo que podremos calcular su entalpía y "

```
h[100]=h[63]
T[100]=T[63]
```

```
DUPLICATE i=101;118
z[i]=i-100
qq[i]=(a*(z[i]-1)^2+b*(z[i]-1))
qq[i]=m[63]*(h[i]-h[i-1])
T[i]=Temperature(steam;h=h[i];P=P[63])
x[i]=quality(steam;h=h[i];P=P[63])
rho[i]=density(steam;h=h[i];P=P[63])
end
```

```
h[118]=enthalpy(steam;T=T_SC;P=P_SC)
h[64]=h[118]
x[64]=x[118]
T[64]=T[118]
m[62]=m[64]
m[63]=m[64]
P[64]=P[63]*(1-DELTAP_EVAP)
```

```
m[21]=if(m[63]<m_vapor;m_vapor;m[63]) "Si m[63]<m_vapor, entonces m[63]; si m[63]>=m_vapor,, entonces m_vapor"
```

```
{-----}
```

{Calculos}

```
W_TV=m[23]*(h[23]-h[24])+m[23]*(h[25]-h[26])-m[32]*(h[25]-h[32])
W_bombeo_agua=m[40]*(h[40]-h[27])+m[42]*(h[43]-h[42])+m[63]*(h[63]-h[62])
W_bruto=W_TV-W_bombeo_agua
W_neto=W_bruto*eta_elect_mec
eta_ciclo=W_neto/Q_solar_bruto
```

2. Anexo 2: Código de la configuración solar térmica con almacenamiento.

{Álvaro Gómez Cebellán}
 {Trabajo Final de máster: Análisis de la tecnología solar térmica con almacenamiento y comparativa con otras tecnologías}
 {Máster Universitario en Ingeniería Industrial}
 {Universidad de Alcalá}

{-----}

{Condiciones ambiente}

P_0=1,013 [bar]

T_0=25 [C]

{-----}

{Datos básicos ciclo vapor}

"Caudales"

m_vapor=100 [kg/s]

m_vaporRC= m[22] {caudal de vapor recalentado}

m_ex1=m[30] {caudal de vapor en extracción 1}

m_ex2=m[31] {caudal de vapor en extracción 2}

m_desg=m[32] {caudal de vapor en extracción para desgasificador}

m_ex3=m[33] {caudal de vapor en extracción 3}

m_ex4=m[34] {caudal de vapor en extracción 4}

m_ex5=m[35] {caudal de vapor en extracción 5}

"Presión"

P_COND=0,02 [bar] {presión del condensador}

P_SC=100 [bar] {presión vapor sobrecalentado}

P_RC=40 [bar] {presión vapor sobrecalentado}

P_EX1=P_RC {presión de vapor en extracción 1}

P_EX2=25 [bar] {presión de vapor en extracción 2}

P_EX3=5 [bar] {presión de vapor en extracción 3}

P_EX4=2,5 [bar] {presión de vapor en extracción 4}

P_EX5=1 [bar] {presión de vapor en extracción 5}

P_DESG=10 [bar] {presión desgasificador}

"Temperatura"

T_SC=540 [C] {temperatura vapor sobrecalentado}

T_RC=T_SC {Temp vapor recaentado}

"Rendimiento isentrópico"

eta_TAP=0,9 {rendimiento isentrópico de la turbina de alta presión}

eta_TBP=0,85 {rendimiento isentrópico de la turbina baja p}

eta_elect_mec=0,88

"pérdidas de carga"

DELTAP_SC=0,03

DELTAP_RC=DELTAP_SC

DELTAP_ECO=0,02

DELTAP_EVAP=DELTAP_ECO

DELTAP_IC=0,02

"parámetros de diseño de los intercambiadores regenerativos"

TDC_1=5 [C]
 TDC_2=5 [C]
 TDC_3=5 [C]
 TDC_4=5 [C]
 TDC_5=5 [C]

"Parámetros sistema generador de vapor"

AP=20 {APPROACH POINT}
 PP=20 {PINCH POINT}

"Almacenamiento"

horas_alm=10

{-----}

{Cálculos ciclo vapor}

"Punto 21: Vapor sobrecalentado a la entrada de TAP"

m[21]=m_vapor
 T[21]=T_SC
 P[21]=P_SC
 h[21]=enthalpy(steam;T=T[21];P=P[21])
 s[21]=entropy(steam;T=T[21];P=P[21])
 x[21]=quality(steam;T=T[21];P=P[21])

"Punto 22: Vapor a la salida TAP"

m[22]=m[21]-m[30]
 P[22]=P_RC
 h22s=enthalpy(steam;s=s[21];P=P[22])
 eta_TAP=(h[21]-h[22])/(h[21]-h22s)
 T[22]=temperature(steam;h=h[22];P=P[22])
 s[22]=entropy(steam;T=T[22];P=P[22])
 x[22]=quality(steam;T=T[22];P=P[22])

"Punto 30: Extracción de vapor 1"

P[30]=P_EX1
 T[30]=T[22]
 h[30]=h[22]
 s[30]=s[22]
 x[30]=x[22]

"Punto 23: Vapor recalentado a la entrada de TBP"

m[23]=m[22]
 P[23]=P[22]*(1-DELTAP_RC)
 T[23]=T_RC
 h[23]=enthalpy(steam;T=T[23];P=P[23])
 s[23]=entropy(steam;T=T[23];P=P[23])
 x[23]=quality(steam;T=T[23];P=P[23])

"Punto 31: Extracción vapor 2"

P[31]=P_EX2
 h31s=enthalpy(steam;s=s[23];P=P[31])
 eta_TBP=(h[23]-h[31])/(h[23]-h31s)
 T[31]=temperature(steam;h=h[31];P=P[31])
 s[31]=entropy(steam;T=T[31];P=P[31])
 x[31]=quality(steam;T=T[31];P=P[31])

"Punto 32: Extracción desgasificador"

$P[32]=P_DESG$
 $h_{32s}=\text{enthalpy}(\text{steam};s=s[23];P=P[32])$
 $\eta_{TBP}=(h[23]-h[32])/(h[23]-h_{32s})$
 $T[32]=\text{temperature}(\text{steam};h=h[32];P=P[32])$
 $s[32]=\text{entropy}(\text{steam};T=T[32];P=P[32])$
 $x[32]=\text{quality}(\text{steam};T=T[32];P=P[32])$

"Punto 33: Extracción vapor 3"

$P[33]=P_EX3$
 $h_{33s}=\text{enthalpy}(\text{steam};s=s[23];P=P[33])$
 $\eta_{TBP}=(h[23]-h[33])/(h[23]-h_{33s})$
 $T[33]=\text{temperature}(\text{steam};h=h[33];P=P[33])$
 $s[33]=\text{entropy}(\text{steam};T=T[33];P=P[33])$
 $x[33]=\text{quality}(\text{steam};T=T[33];P=P[33])$

"Punto 34: Extracción vapor 4"

$P[34]=P_EX4$
 $h_{34s}=\text{enthalpy}(\text{steam};s=s[23];P=P[34])$
 $\eta_{TBP}=(h[23]-h[34])/(h[23]-h_{34s})$
 $T[34]=\text{temperature}(\text{steam};h=h[34];P=P[34])$
 $s[34]=\text{entropy}(\text{steam};T=T[34];P=P[34])$
 $x[34]=\text{quality}(\text{steam};T=T[34];P=P[34])$

"Punto 35: Extracción vapor 5"

$P[35]=P_EX5$
 $h_{35s}=\text{enthalpy}(\text{steam};s=s[23];P=P[35])$
 $\eta_{TBP}=(h[23]-h[35])/(h[23]-h_{35s})$
 $T[35]=\text{temperature}(\text{steam};h=h[35];P=P[35])$
 $s[35]=\text{entropy}(\text{steam};T=T[35];P=P[35])$
 $x[35]=\text{quality}(\text{steam};T=T[35];P=P[35])$

"Punto 24: Vapor salida TBP"

$m[24]=m[22]-m[31]-m[32]-m[33]-m[34]-m[35]$
 $P[24]=P_COND$
 $h_{24s}=\text{enthalpy}(\text{steam};s=s[23];P=P[24])$
 $\eta_{TBP}=(h[23]-h[24])/(h[23]-h_{24s})$
 $T[24]=\text{temperature}(\text{steam};h=h[24];P=P[24])$
 $s[24]=\text{entropy}(\text{steam};h=h[24];P=P[24])$
 $x[24]=\text{quality}(\text{steam};h=h[24];P=P[24])$

"Punto 25: Agua condensada"

$m[25]=m[24]+m[48]$
 $P[25]=P_COND$
 $x[25]=0$ {líquido saturado}
 $T[25]=T_sat(\text{water};P=P[25])$
 $h[25]=\text{enthalpy}(\text{water};x=x[25];P=P[25])$
 $s[25]=\text{entropy}(\text{water};x=x[25];P=P[25])$
 $v[25]=\text{volume}(\text{water};x=x[25];P=P[25])$

"Punto 50: Impulsión en bomba de condensado"

$m[50]=m[25]$
 $P[50]=P_DESG + P[52]*\Delta P_{IC}+P[51]*\Delta P_{IC}+ P[50]*\Delta P_{IC}$ {La bomba debe impulsar el agua condensada hasta la presión del desgasificados y teniendo en cuenta la pérdida de carga en los componentes}
 $h[50]-h[25]=v[25]*(P[50]-P[25])*convert(\text{bar};\text{kPa})$
 $T[50]=\text{temperature}(\text{water};P=P[50];h=h[50])$
 $x[50]=0$
 $s[50]=\text{entropy}(\text{water};P=P[50];h=h[50])$

"Punto 51: Precalementamiento 5"

```

m[50]=m[51]
T[51]=90 [C]
P[51]=P[53] + P[52]*DELTAP_IC + P[51]*DELTAP_IC
x[51]=0
h[51]=enthalpy(steam;P=P[51];T=T[51])
s[51]=entropy(steam;P=P[51];h=h[51])

```

"Punto 52: Precalementamiento 4"

```

m[52]=m[51]
T[52]=130 [C]
P[52]=P[53] + P[52]*DELTAP_IC
x[52]=quality(steam;T=T[52];P=P[52])
h[52]=enthalpy(steam;P=P[52];T=T[52])
s[52]=entropy(steam;P=P[52];h=h[52])

```

"Punto 53: Precalementamiento 3"

```

m[53]=m[52]
T[53]=170 [C]
P[53]=P_DESG
x[53]=quality(steam;T=T[53];P=P[53])
h[53]=enthalpy(steam;P=P[53];T=T[53])
s[53]=entropy(steam;P=P[53];h=h[53])

```

"Balance Regenerador 3"

```

m[53]*(h[53]-h[52])=m[33]*(h[33]-h[43])
m[43]=m[33]
P[43]=P[33]*(1-DELTAP_IC)
TDC_3=T[43]-T[52]
h[43]=enthalpy(steam;T=T[43];P=P[43])
s[43]=entropy(steam;T=T[43];P=P[43])
x[43]=quality(steam;T=T[43];P=P[43])

```

```

m[44]=m[43]
P[44]=P[34]
h[44]=h[43]
T[44]=temperature(steam;P=P[44];h=h[44])
s[44]=entropy(steam;T=T[44];h=h[44])
x[44]=quality(steam;T=T[44];h=h[44])

```

"Balance regenerador 4"

```

m[51]*(h[52]-h[51])=m[34]*h[34]+m[44]*h[44]-m[45]*h[45]
m[45]=m[34]+m[44]
TDC_4=T[45]-T[51]
P[45]=P[34]*(1-DELTAP_IC)
h[45]=enthalpy(steam;T=T[45];P=P[45])
s[45]=entropy(steam;T=T[45];P=P[45])
x[45]=quality(steam;T=T[45];P=P[45])
m[46]=m[45]
P[46]=P[35]
h[46]=h[45]
T[46]=temperature(steam;P=P[46];h=h[46])
s[46]=entropy(steam;T=T[46];h=h[46])
x[46]=quality(steam;T=T[46];h=h[46])

```

"Balance regenerador 5"

```

m[51]*(h[51]-h[50])=m[35]*h[35]+m[46]*h[46]-m[47]*h[47]
m[46]=m[35]+m[47]
TDC_5=T[47]-T[50]
P[47]=P[35]*(1-DELTA_P_IC)
h[47]=enthalpy(steam;T=T[47];P=P[47])
s[47]=entropy(steam;T=T[47];P=P[47])
x[47]=quality(steam;T=T[47];P=P[47])

```

```

m[48]=m[47]
P[48]=P_COND
h[48]=h[47]
x[48]=0
T[48]=temperature(steam;P=P[48];h=h[48])
s[48]=entropy(steam;P=P[48];h=h[48])

```

"Punto 55"

```

T[55]=T_sat(steam;P=P_DESG)
h[55]=enthalpy(steam;T=T[55];x=x[55])
s[55]=entropy(steam;T=T[55];x=x[55])
P[55]=P_DESG
v[55]=volume(steam;T=T[55];x=x[55])
x[55]=0

```

"Punto 56: impulsión bomba alimentación"

```

m[56]=m[55]
P[56]=P_SC+P[56]*DELTA_P_IC+P[57]*DELTA_P_IC+P[58]*DELTA_P_ECO+P_SC*DELTA_P_SC
h[56]-h[55]=v[55]*(P[56]-P[55])*convert(bar;kPa)
T[56]=temperature(steam;h=h[56];P=P[56])
s[56]=entropy(steam;h=h[56];P=P[56])
x[56]=quality(steam;h=h[56];P=P[56])

```

"Punto 57: Precaentamiento 2"

```

m[57]=m[56]
T[57]=210 [C]
P[57]=P_SC+P[57]*DELTA_P_IC+P[58]*DELTA_P_ECO+P_SC*DELTA_P_SC
h[57]=enthalpy(steam;T=T[57];P=P[57])
s[57]=entropy(steam;T=T[57];P=P[57])
x[57]=quality(steam;T=T[57];P=P[57])

```

"Punto 58: Entrada economizador/Precaentador 1"

```

m[58]=m[57]
T[58]=240 [C]
P[58]=P_SC+P[58]*DELTA_P_ECO+P_SC*DELTA_P_SC
h[58]=enthalpy(steam;T=T[58];P=P[58])
s[58]=entropy(steam;T=T[58];P=P[58])
x[58]=quality(steam;T=T[58];P=P[58])

```

"Balance regenerador 1"

```

m[58]*(h[58]-h[57])=m[30]*(h[30]-h[39])
m[39]=m[30]
P[39]=P[30]*(1-DELTAP_IC)
TDC_1=T[39]-T[57]
h[39]=enthalpy(steam;T=T[39];P=P[39])
s[39]=entropy(steam;T=T[39];P=P[39])
x[39]=quality(steam;T=T[39];P=P[39])

```

```

m[40]=m[39]
P[40]=P[31]
h[40]=h[39]
T[40]=temperature(steam;P=P[40];h=h[40])
s[40]=entropy(steam;T=T[40];h=h[40])
x[40]=quality(steam;T=T[40];h=h[40])

```

"Balance Regenerador 2"

```

m[57]*(h[57]-h[56])=m[31]*h[31]+m[40]*h[40]-m[41]*h[41]
m[41]=m[31]+m[40]
P[41]=P[31]*(1-DELTAP_IC)
TDC_2=T[41]-T[56]
h[41]=enthalpy(steam;T=T[41];P=P[41])
s[41]=entropy(steam;T=T[41];P=P[41])
x[41]=quality(steam;T=T[41];P=P[41])
m[42]=m[41]
P[42]=P_DESG
h[42]=h[41]
T[42]=temperature(steam;P=P[42];h=h[42])
s[42]=entropy(steam;T=T[42];h=h[42])
x[42]=quality(steam;T=T[42];h=h[42])

```

"Balance desgasificador"

```

m[55]=m_vapor
h[32]*m[32]+h[53]*m[53]+h[42]*m[42]=m[55]*h[55]

```

"Punto 60"

```

m[60]=m[58]
h[60]=h[58]
s[60]=s[58]
x[60]=x[58]
T[60]=T[58]
P[60]=P[58]

```

"Punto 61: Economizador"

```

m[61]=m[60]
T_saturacion=T_SAT(steam;P=P[60])
AP=T_saturacion-T[61]
P[61]=P[60]*(1-DELTAP_ECO)
h[61]=enthalpy(steam;T=T[61];P=P[61])
s[61]=entropy(steam;T=T[61];P=P[61])
x[61]=quality(steam;T=T[61];P=P[61])
Q_ECO=m[60]*(h[61]-h[60])

```

"Punto 62: Downcommers"

```

P[62]=P[61]
x[62]=0
T[62]=T_saturacion
h[62]=enthalpy(steam;T=T[62];x=x[62])
s[62]=entropy(steam;T=T[62];x=x[62])
v[62]=volume(steam;T=T[62];x=x[62])

```

"Punto 63: impulsión bomba recirculación"

$P[63]=P_{SC}+P[63]*\Delta P_{EVAP}+P_{SC}*\Delta P_{SC}$
 $h[63]-h[62]=v[62]*(P[63]-P[62])*convert(bar;kPa)$
 $T[63]=temperature(steam;P=P[63];h=h[63])$
 $s[63]=entropy(steam;P=P[63];h=h[63])$
 $x[63]=quality(steam;P=P[63];h=h[63])$

"Balance evaporador y separador de humedad"

$\Delta h_{vap}=Enthalpy_{vaporization}(Steam;P=P[63])$

$m[62]=m[64]$
 $m[63]=m[64]$
 $P[64]=P[63]*(1-\Delta P_{EVAP})$
 $m[20]=m[64]*x[64]$
 $\Delta h_{vap}=h[64]-h[63]$
 $m[61]*h[61]+m[64]*h[64]=m[62]*h[62]+m[20]*h[20]$
 $T[64]=T_{saturacion}$
 $Q_{EVAP}=m[64]*x[64]*\Delta h_{vap}$
 $s[64]=entropy(steam;T=T[64];h=h[64])$

"Punto 20: Balance separador de humedad"

$m[20]=m[21]$
 $P[20]=P[64]$
 $T[20]=T[64]$
 $x[20]=1$
 $h[20]=enthalpy(steam;P=P[20];x=x[20])$
 $s[20]=entropy(steam;P=P[20];x=x[20])$

$Q_{SC}=m[20]*(h[21]-h[20])$
 $Q_{RC}=m[22]*(h[23]-h[22])$

{-----}

{Cálculos sales fundidas}

"Punto 3: salida tanque sales calientes"

$T_{salescalientes}=565$
 $T_{salesfrias}=300$
 $T[3]=T_{salescalientes}$
 $T[6]=T[3]$
 $T[5]=T[3]$
 $m[3]=m[5]+m[6]$
 $h[3]=(1443*(T[3]-0)+0,172*((T[3]-0)^2))/1000$ {Pongo T[3]-0 porque la entalpía es la integral del calor específico a presión cte a una temperatura T con respecto a una temp de referencia, que en este caso es 0°C}
 $h[6]=(1443*(T[6]-0)+0,172*((T[6]-0)^2))/1000$
 $h[5]=(1443*(T[5]-0)+0,172*((T[5]-0)^2))/1000$

"Balance Sobrecalentador"

$Q_{SC}=m[5]*(h[5]-h[7])$

"Balance Recalentador"

$Q_{RC}=m[6]*(h[6]-h[8])$

"Balance mezcla"

$$h[8]*m[6]+h[7]*m[5]=h[9]*m[3]$$

$$h[7]=(1443*(T[7]-0)+0,172*((T[7]-0)^2))/1000$$

$$h[8]=(1443*(T[8]-0)+0,172*((T[8]-0)^2))/1000$$

$$h[9]=(1443*(T[9]-0)+0,172*((T[9]-0)^2))/1000$$

$$T[7]-T[20]=5$$

$$m[3]=m[9]$$

$$m[10]=m[9]$$

$$h[10]=h[9]$$

$$T[10]=T[9]$$

$$m[11]=m[10]$$

$$m[12]=m[11]$$

$$Q_EVAP=m[3]*(h[10]-h[11])$$

$$h[11]=(1443*(T[11]-0)+0,172*((T[11]-0)^2))/1000$$

$$\{PP=T[11]-T_saturacion\}$$

$$Q_ECO=m[3]*(h[11]-h[12])$$

$$h[12]=(1443*(T[12]-0)+0,172*((T[12]-0)^2))/1000$$

{-----}

{Cálculos potencia/calor}

$$W_TV=m[20]*(h[21]-h[22])+m[22]*(h[23]-h[24])-m[31]*(h[31]-h[24])-m[32]*(h[32]-h[24])-$$

$$m[33]*(h[33]-h[24])-m[34]*(h[34]-h[24])-m[35]*(h[35]-h[24])$$

$$Q_total=Q_SC+Q_RC+Q_EVAP+Q_ECO$$

$$W_bombeo_vapor=m[50]*(h[50]-h[25])+m[55]*(h[56]-h[55])+m[62]*(h[63]-h[62])$$

$$W_bombeo_sales=C_bombeo*(m_sales_receptor+m_sales_ciclo)$$

$$C_bombeo=5 \text{ [kW/kg/s]}$$

$$W_bruto=W_TV-W_bombeo_vapor-W_bombeo_sales$$

$$Q_condensador=m[24]*(h[24]-h[25])+m[48]*(h[48]-h[25])$$

$$m_sales_ciclo=m[3]$$

$$m_sales_ciclo=597$$

$$W_neto=W_bruto*eta_elect_mec$$

$$\{W_neto=100000\}$$

$$eta_ciclo=W_neto/Q_total$$

$$eta_SALES=(1000*Q_total)/(Q_solar_bruto)$$

$$eta_planta=W_neto/(Q_solar_bruto/1000)$$

$$\{Potencia\ solar\}$$

$$Q_solar=600 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

$$A_campo_heliostatos=1200000 \text{ [m}^2\text{]}$$

$$eta_heliostatos=0,5$$

$$Q_solar_bruto=Q_solar*A_campo_heliostatos*eta_heliostatos$$

$$M_sales_total=m_sales_ciclo*horas_alm*3600$$

$$V_sales=m_sales_total/1800$$

$$\{Q_solar_bruto/1000=m_sales_receptor*(h[2]-h[1])\}$$

$$\{m_sales_receptor=985 \text{ [kg/s]}\}$$

$$h[1]=(1443*(T[1]-0)+0,172*((T[1]-0)^2))/1000$$

$$T[1]=T_salesfrias$$

$$m[1]=m[2]$$

$$m[1]=m_sales_receptor$$

{ Absorción en el receptor }

"En primer lugar, puesto que a lo largo del tubo receptor el perfil del flujo de calor no es constante, vamos a suponer que es parabólico, con el máximo en el centro del tubo"

"Conociendo el máximo y el área de la curva, obtenemos la función del perfil. $qq(z)=a*z^2+b*z+C$, C será 0"

$$(a/3)*(17^3)+(b/2)*(17^2)=Q_{solar_bruto}/1000000$$

$$a*17+b=0$$

"Vamos a dividir el tubo en metros. Como tiene 17 metros de alto, hacemos un bucle con 17 iteraciones (i) y zonde z(i) es la altura del tubo en cada iteración"

"qq(i) será el calor en kW/m en cada metro de tubo, por lo que podremos calcular su entalpía y "

h[100]=h[1]
T[100]=T[1]

```
DUPLICATE i=101;118
z[i]=i-100
qq[i]=(a*(z[i]-1)^2+b*(z[i]-1))*1000
qq[i]=m_sales_receptor*(h[i]-h[i-1])
h[i]=(1443*(T[i]-0)+0,172*((T[i]-0)^2))/1000
rho_HTF[i]=2090-0,64*T[i]
end
```

h[2]=(1443*(T[2]-0)+0,172*((T[2]-0)^2))/1000
T[2]=T[118]

T[118]=T_salescalientes+8 "+8 para pérdidas térmicas en el tanque. Estimado."

SOLUTION

Unit Settings: SI C bar kJ mass deg

a = -0,4396

Acampo,heliostatos = 1,200E+06 [m²]

Cbombao = 5 [kW/kg/s]

 $\Delta P_{ECO} = 0,02$ $\Delta P_{IC} = 0,02$ $\Delta P_{SC} = 0,03$ $\eta_{elect,mec} = 0,88$ $\eta_{planta} = 0,2797$ [kW] $\eta_{TAP} = 0,9$

h22s = 3185 [kJ/kg]

h31s = 3385 [kJ/kg]

h33s = 2935 [kJ/kg]

h35s = 2624 [kJ/kg]

m_{desg} = 5,298 [kg/s]m_{ex2} = 4,55m_{ex4} = 4,47m_{sales,ciclo} = 597M_{sales,total} = 2,149E+07m_{vaporRC} = 94,01P₀ = 1,013 [bar]P_{DESIG} = 10 [bar]P_{EX2} = 25 [bar]P_{EX4} = 2,5 [bar]P_{RC} = 40 [bar]Q_{condensador} = 152695 [kW]Q_{EVAP} = 128586 [kW]Q_{SC} = 75688 [kW]Q_{solar,bruto} = 3,600E+08 [W]TDC₁ = 5 [C]TDC₃ = 5 [C]TDC₅ = 5 [C]T_{RC} = 540 [C]T_{salesfrias} = 300T_{SC} = 540 [C]W_{bombao, sales} = 7109 [kW]W_{bruto} = 114431 [kW]W_{TV} = 122770 [kW]

AP = 20 [C]

b = 7,474

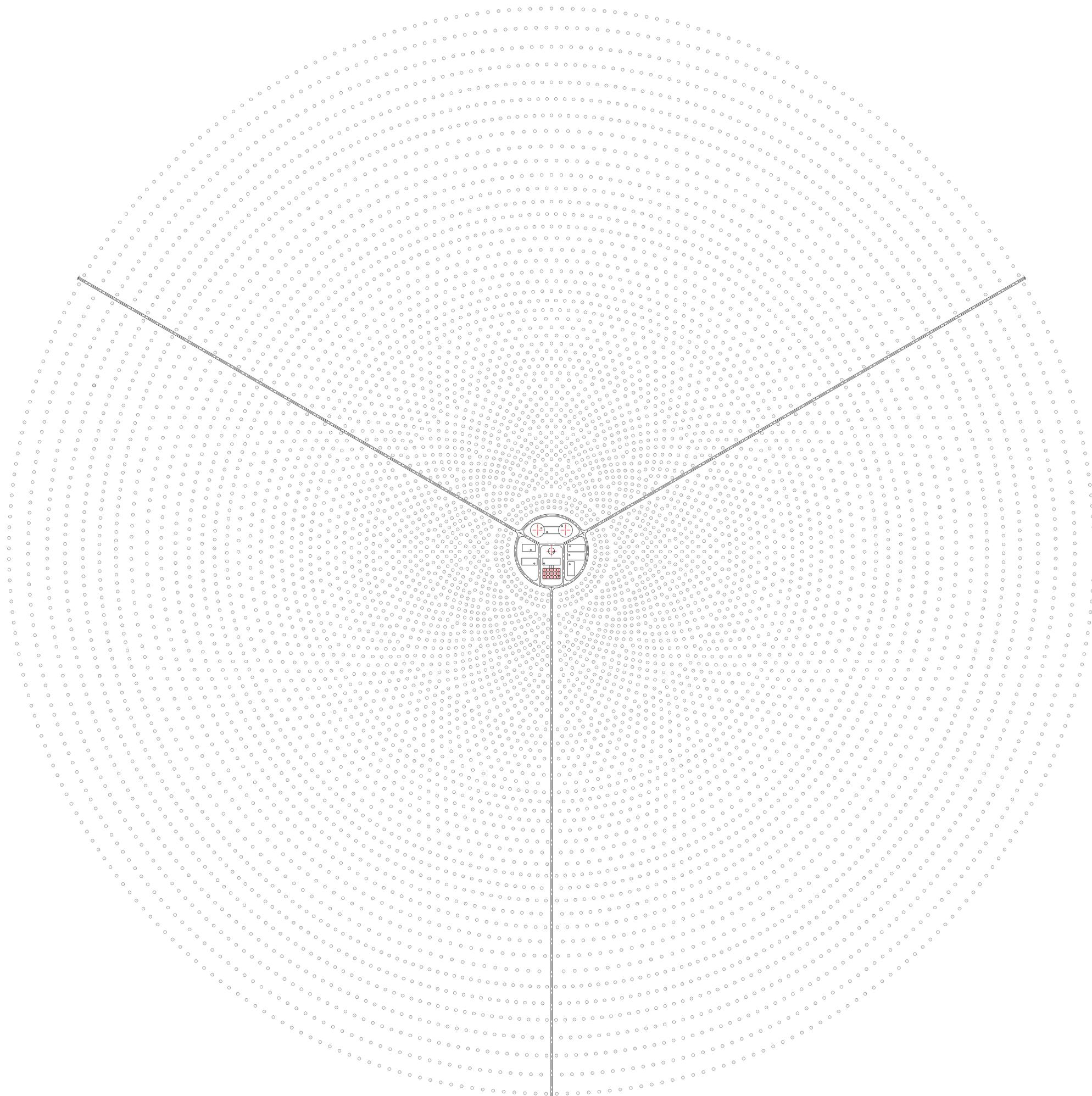
 $\Delta h_{vap} = 1286$ [kJ/kg] $\Delta P_{EVAP} = 0,02$ $\Delta P_{RC} = 0,03$ $\eta_{ciclo} = 0,384$ $\eta_{heliostatos} = 0,5$ $\eta_{SALES} = 0,7284$ [kW] $\eta_{TBP} = 0,85$ h_{24s} = 2096 [kJ/kg]h_{32s} = 3109 [kJ/kg]h_{34s} = 2787 [kJ/kg]horas_{alm} = 10m_{ex1} = 5,987m_{ex3} = 4,989m_{ex5} = 6,543m_{sales,receptor} = 824,9 [kg/s]m_{vapor} = 100 [kg/s]

PP = 20

P_{COND} = 0,02 [bar]P_{EX1} = 40 [bar]P_{EX3} = 5 [bar]P_{EX5} = 1 [bar]P_{SC} = 100 [bar]Q_{ECO} = 27440 [kW]Q_{RC} = 30498 [kW]Q_{solar} = 600 [W/m²]Q_{total} = 262211 [kW]TDC₂ = 5 [C]TDC₄ = 5 [C]T₀ = 25 [C]T_{salescalientes} = 565T_{saturacion} = 314,7 [C]V_{sales} = 11940W_{bombao,vapor} = 1230 [kJ/s]W_{neto} = 100699 [kW]

Análisis de la tecnología solar térmica con almacenamiento y comparativa con otras tecnologías

DOCUMENTO 3: PLANOS

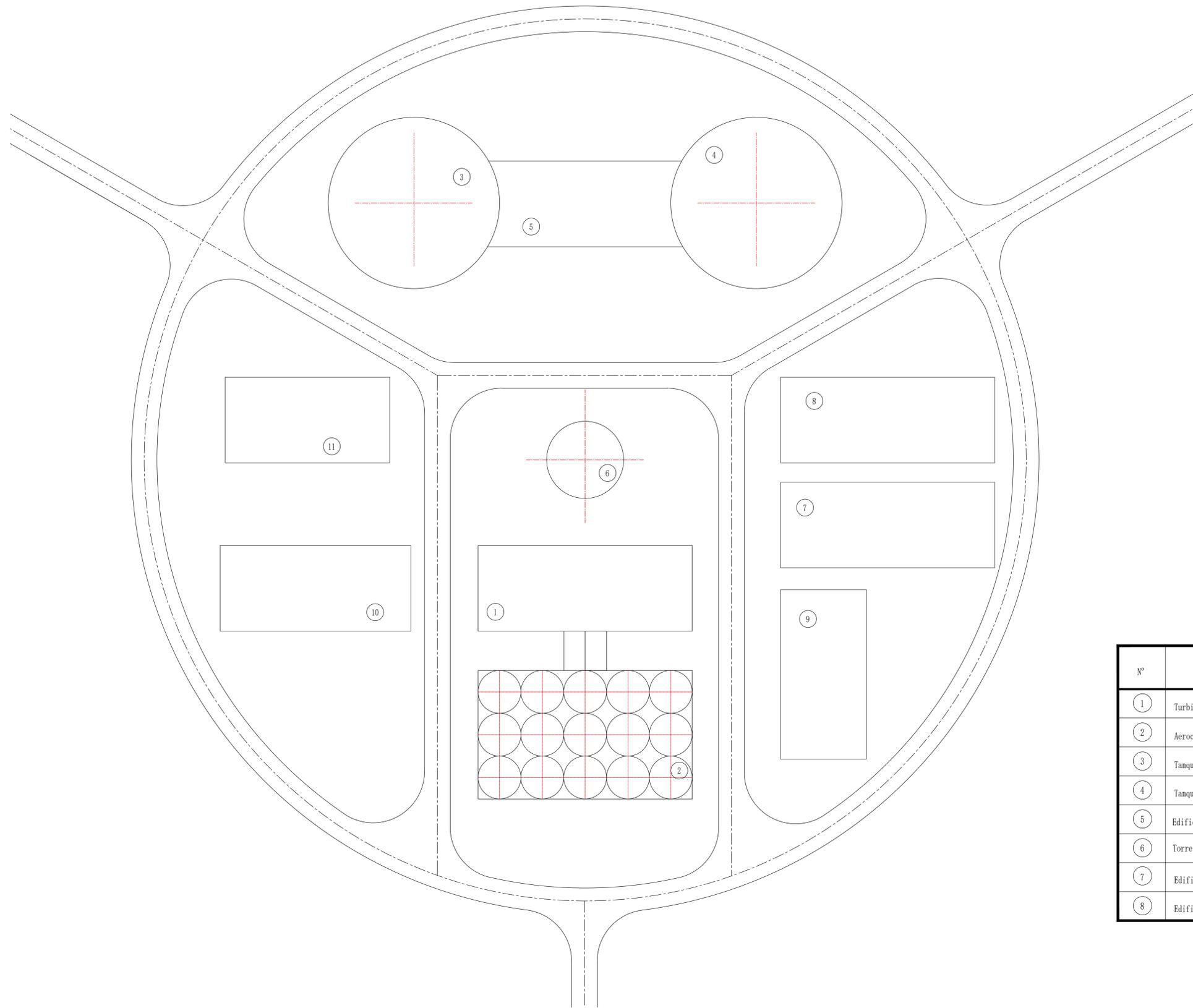


ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA CON
ALMACENAMIENTO Y COMPARATIVA CON OTRAS
TECNOLOGÍAS

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA



TÍTULO DEL PLANO: LAYOUT DE LA PLANTA Y CAMPO DE HELIOSTATOS	AUTOR: ALVARO GÓMEZ	VERIFICADO POR: F. JAVIER RODRÍGUEZ
ESCALA: 1:1	FORMATO: A3	PÁGINA: 14
REV. 1	FECHA:	FECHA:



Lista de edificios y equipos

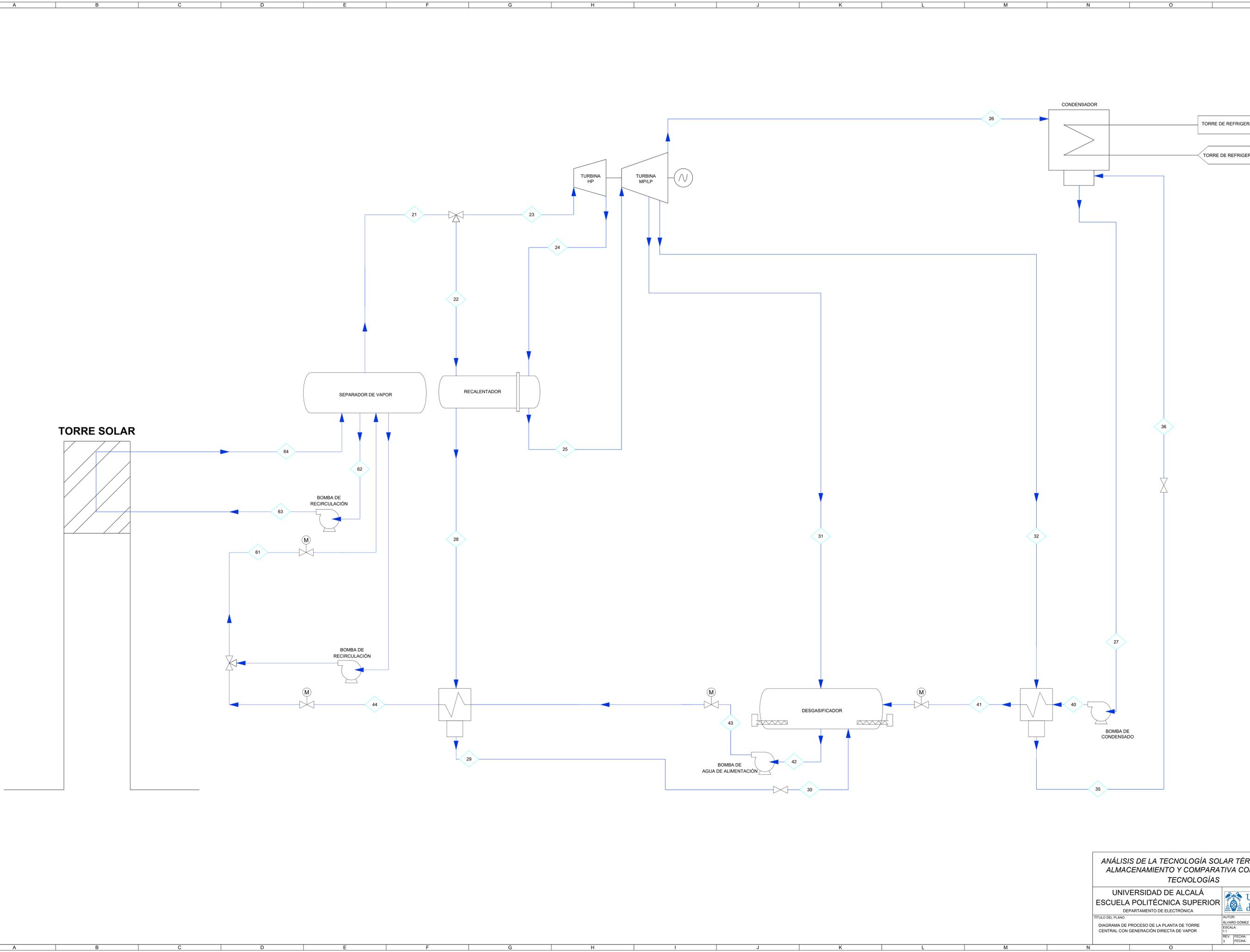
Nº	Identificación	Nº	Identificación
1	Turbina de vapor	9	Edificio eléctrico
2	Aerocondensadores	10	Oficinas
3	Tanque de sales calientes	11	Taller y nave de mantenimiento
4	Tanque de sales frías		
5	Edificio de almacenamiento energético		
6	Torre solar		
7	Edificio de tratamiento de agua		
8	Edificio de tratamiento de sales		

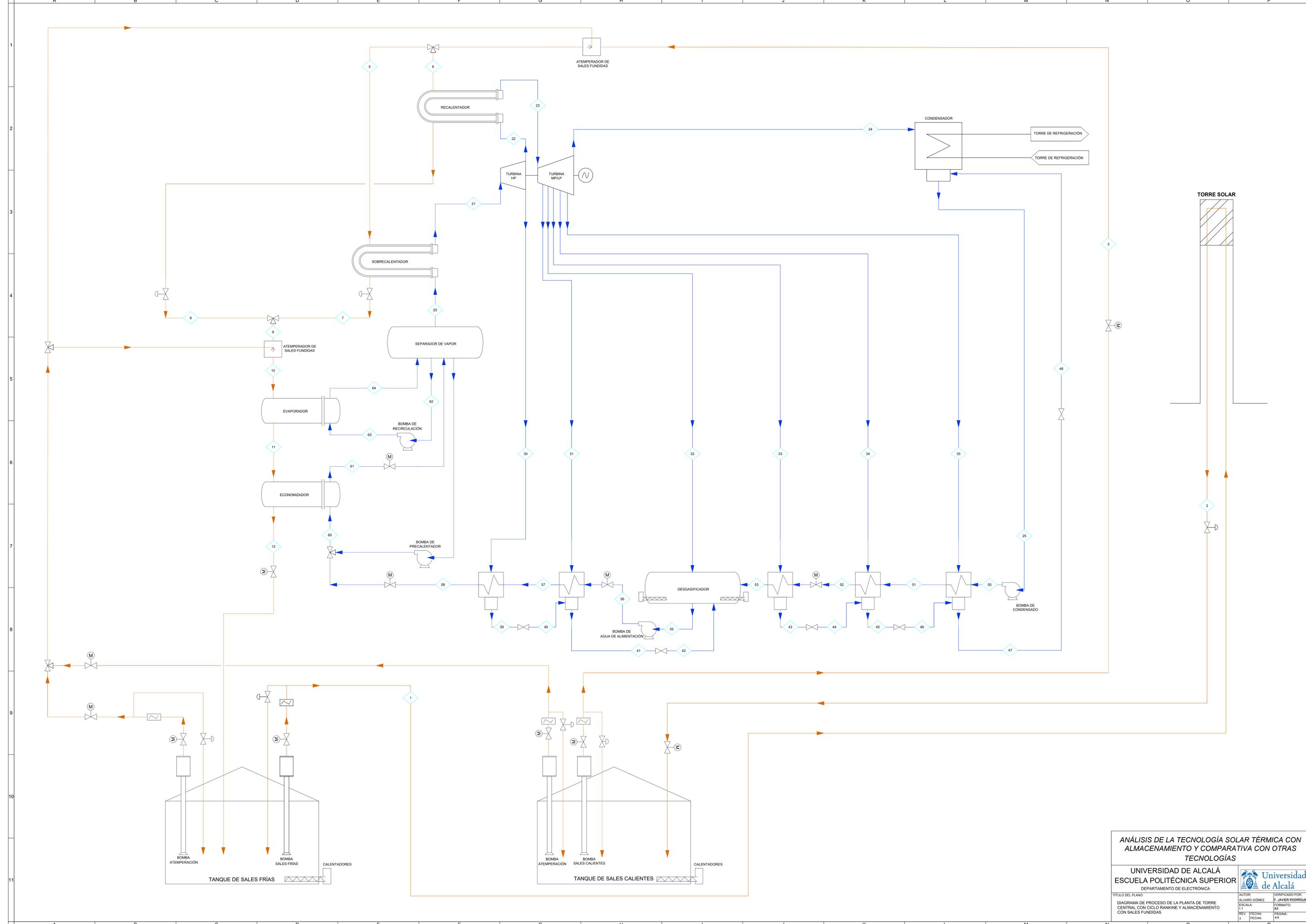
ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA CON ALMACENAMIENTO Y COMPARATIVA CON OTRAS TECNOLOGÍAS

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ
 ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
 DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA



TÍTULO DEL PLANO: ESQUEMA DE LA ISLA DE POTENCIA DE LA PLANTA	AUTOR: ALVARO GÓMEZ	VERIFICADO POR: F. JAVIER RODRÍGUEZ
ESCALA: 1:1	FORMATO: A3	PÁGINA: 24
REV. FECHA:	FECHA:	FECHA:





ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA CON ALMACENAMIENTO Y COMPARATIVA CON OTRAS TECNOLOGÍAS

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ
 ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
 DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA

TÍTULO DEL PLANO: DIAGRAMA DE PROCESO DE LA PLANTA DE TORRE CENTRAL CON CICLO RANKINE Y ALMACENAMIENTO CON SALES FUNDIDAS	AUTOR: ESCALA: REV. FECHA:	VERIFICADO POR: FORMATO: PÁGINA: FECHA:
ALVARO GÓMEZ	F. JAVIER RODRÍGUEZ	AS
3	24	24

Análisis de la tecnología solar térmica con almacenamiento y comparativa con otras tecnologías

DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO

1. Presupuesto

En este apartado se va a calcular de forma simbólica el presupuesto necesario para este trabajo. Se va a considerar la mano de obra del alumno y el profesor, el uso de material, licencias, etc. Aunque el trabajo fin de máster no tiene la envergadura de proyecto industrial real, este cálculo sobre el presupuesto es necesario y además se va a utilizar posteriormente para estudiar, mediante la técnica de valor ganado, la ejecución del trabajo.

Por lo tanto, para obtener el presupuesto para desarrollar este trabajo fin de master se va a considerar:

- Costes de dedicación del alumno
- Costes de dedicación del tutor
- Amortización de equipos
- Coste energético
- Licencias (son versiones de prueba, gratuitas o versiones de estudiante)
- Matrícula universitaria

No se van a considerar tarifas del Colegio ni honorarios de dirección y redacción, ya que no han sido necesarias para realizar este trabajo. Tampoco se va a considerar el beneficio industrial, ya que el trabajo fin de máster es un requerimiento para obtener una titulación universitaria y no se pretende obtener un beneficio económico.

Con estas consideraciones, el presupuesto para este trabajo es:

	Precio unitario	Cantidad	Total
Mano de obra			
Costes del alumno	10,00 €/h	400,00 h	4.000,00 €
Costes del tutor	35,00 €/h	20,00 h	700,00 €
Costes directos			
Energía	0,125 €/kWh	400,00 h	50,00 €
Licencias	0,00 €	3 ud	0,00 €
Conexión a internet	30,00 €/mes	5 mes	150,00 €
Matrícula	29,78 €/ECTS	12,00 ECTS	357,36 €
Amortizaciones			
Equipo informático	550,00 €	0,0274	15,02 €
TOTAL (Antes Imp.)	-	-	5.272,38 €
TOTAL (Después Imp.)	-	-	6.379,6 €

Tabla 32: Presupuesto del trabajo fin de máster
Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la amortización de los equipos necesarios, es el cálculo del gasto por utilizar los mismos para esta tarea en concreto, comparando las horas dedicadas a este trabajo con las horas de vida útil estimadas:

$$\text{Amortización} = \frac{\text{Horas de uso}}{\text{Horas vida útil}} = \frac{400 \text{ horas}}{5 \text{ años} \times 365 \text{ días} \times 8 \text{ horas}} = 0,0274 \quad (63)$$

Entonces, los costes que se estiman para realizar este proyecto son 5.272,4 €, y considerando el IVA es de 6.379,6 €.

*Análisis de la tecnología solar térmica con almacenamiento y comparativa
con otras tecnologías*

DOCUMENTO 5: PLIEGO DE CONDICIONES

1. Introducción

En este documento se va a detallar el alcance del trabajo final de máster, así como su ejecución y control de costes durante la realización. Esta parte no es menos importante, ya que es una competencia de los ingenieros industriales saber detallar el alcance su trabajo en un proyecto, establecer una gestión de tiempos y controlar los costes y plazos durante su ejecución. En este trabajo, evidentemente, los costes y gestión de tiempos serán muy inferiores a los que puede haber en proyectos industriales reales, pero resulta interesante saber aplicar esas técnicas.

2. Alcance

El alcance es la descripción detallada de las actividades concretas que se va a hacer en el proyecto o trabajo final de máster. En este caso se va a emplear la **Estructura de Descomposición de Proyecto**. La EDP es una estructura de árbol compuesta por paquetes de trabajo. Cada paquete contiene una única tarea, y debe realizarse en un plazo terminado. La EDP de este trabajo final de máster se define en la Figura 65, y los paquetes de trabajo de la EDP se definen posteriormente en el diccionario.

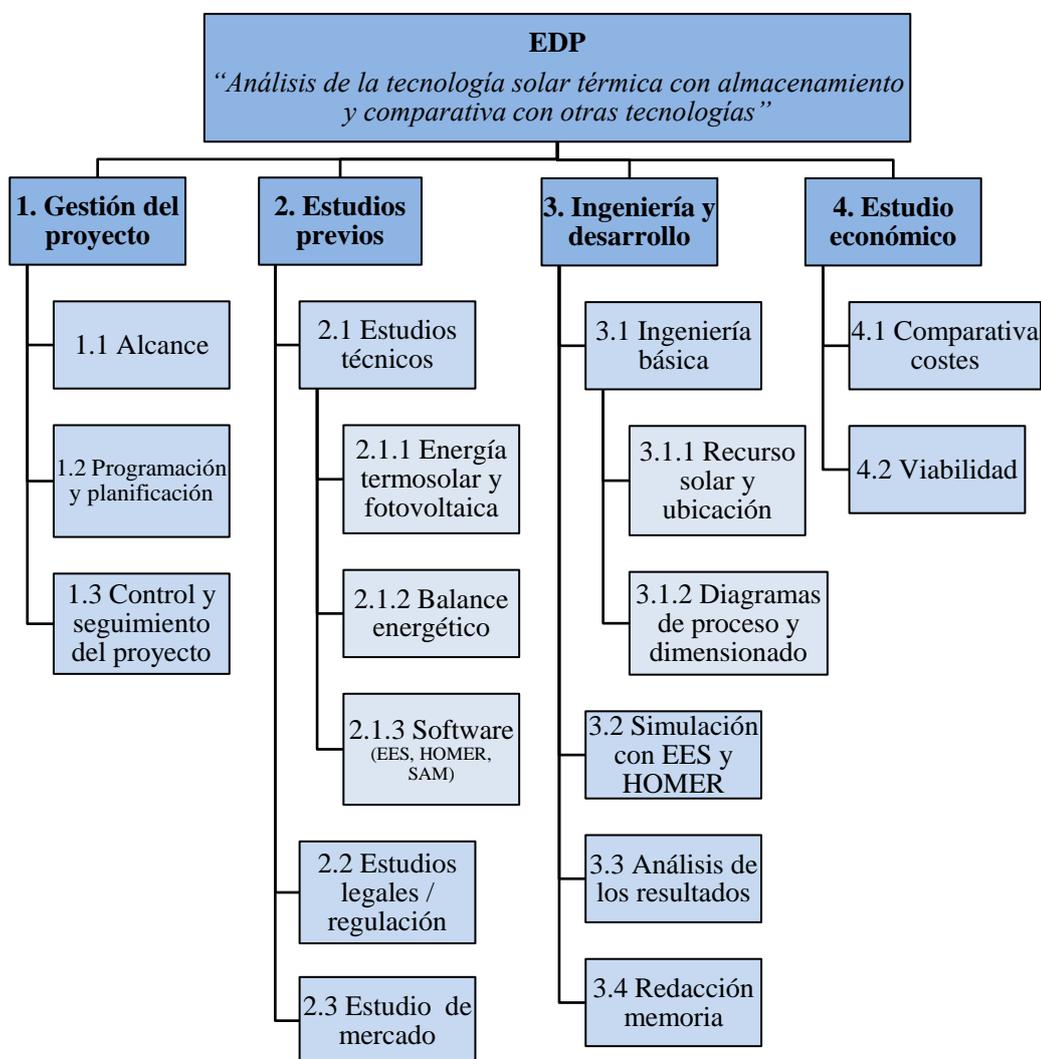


Figura 65: EDP
Fuente: Elaboración propia

2.1.1 Gestión del proyecto

PT 1.1	
Nombre	Alcance
Descripción	Determinación de los objetivos y alcance del proyecto
Entregable asociado	Estructura de descomposición de proyecto (EDP)
PT predecesores	No aplica

PT 1.2	
Nombre	Planificación y programación
Descripción	Organización temporal de los paquetes de trabajo
Entregable asociado	Diagrama de Gantt
PT predecesores	No aplica

PT 1.3	
Nombre	Control y seguimiento
Descripción	Actividades de seguimiento de realización, costes y plazos de proyecto
Entregable asociado	Informes de seguimiento
PT predecesores	1.1 ; 1.2

2.1.2 Estudios previos

PT 2.1.1	
Nombre	Energía termosolar y fotovoltaica
Descripción	Estudio de la tecnología generación solar. Tecnologías, estado de la técnica, desafíos futuros, etc.
Entregable asociado	Documentos
PT predecesores	1.1

PT 2.1.2	
Nombre	Balance energético
Descripción	Estudio previo sobre los conceptos de termodinámica y procesos necesarios para el proyecto.
Entregable asociado	Documentos
PT predecesores	2.1.1

PT 2.1.3	
Nombre	Software
Descripción	Conocimiento y uso de los programas EES, Homer Pro y SAM.
Entregable asociado	Código y resultados
PT predecesores	2.1.1 ; 2.1.2

PT 2.2	
Nombre	Información legal y regulación
Descripción	Estudio legal y de la normativa del mercado eléctrico
Entregable asociado	Documentos
PT predecesores	3.1.1 ; 3.1.2

PT 2.3	
Nombre	Estudio de mercado
Descripción	Estudio de los costes de producción y de venta de la energía termosolar
Entregable asociado	Documentos
PT predecesores	3.1.1 ; 3.1.2

2.1.3 Ingeniería y desarrollo

PT 3.1.1	
Nombre	Recurso solar y ubicación
Descripción	Definición de una ubicación y situación de la planta para obtener el recurso solar
Entregable asociado	Documentos, planos, esquemas, tablas.
PT predecesores	2.1.1 ; 2.1.2

PT 3.1.2	
Nombre	Diagramas de proceso y dimensionado
Descripción	Definición de los diagramas de proceso básico de la planta de estudio. Dimensionado de la planta. Definición de la tecnología y equipos necesarios: Colectores, tipos de sales, intercambiadores, bombas, etc.
Entregable asociado	Documentos, planos, esquemas, tablas.
PT predecesores	2.1.1 ; 2.1.2 ; 3.1.1

PT 3.2	
Nombre	Modelo y simulación
Descripción	Programación, modelo y simulación de los casos de estudio con los programas EES y HOMER Pro.
Entregable asociado	Documentos
PT predecesores	3.1.1 ; 3.1.2

PT 3.3	
Nombre	Análisis de los resultados
Descripción	Análisis y evaluación de los resultados obtenidos. Conclusiones.
Entregable asociado	Documentos, planos, esquemas, tablas.
PT predecesores	2.3 ; 3.2 ; 4.1 ; 4.2

PT 3.4	
Nombre	Redacción de la memoria
Descripción	Redactar la memoria del trabajo final de master
Entregable asociado	Trabajo final de master
PT predecesores	3.1.1 ; 3.1.2

2.1.4 Estudio económico

PT 4.1	
Nombre	Comparativa de costes
Descripción	Estudiar los costes de producción de cada tipo de central con y sin almacenamiento
Entregable asociado	Documentos
PT predecesores	4.2

PT 4.1	
Nombre	Viabilidad
Descripción	Estudiar los costes de producción y precio de venta que hacen viable este tipo de tecnología
Entregable asociado	Documentos
PT predecesores	3.2

3. Programación temporal

Una vez establecidas todas las actividades y tareas necesarias para realizar el trabajo, hay que organizarlas en un cronograma y exponer el tiempo de dedicación previsto para cada uno de estos paquetes de trabajo. La herramienta utilizada para ello es el diagrama de Gantt, que muestra de forma precisa la duración y progreso de las actividades. Suele ir acompañado de un diagrama de red adicional (Método CPM o PERT) para indicar el camino crítico y reducir los tiempos de realización de las actividades lo máximo posible. Sin embargo, debido al tamaño y características del trabajo (menos de 50 paquetes de trabajo) no es necesario incluirlo.

El trabajo comenzará a realizarse en el mes de octubre de 2018, y va a estar dividido en cinco etapas:

- **Inicio:** Definir el trabajo y los objetivos, reunirse con profesores y tutores, y por último presentar la solicitud.
- **Estudios previos y estado del arte:** Esta etapa consiste en analizar detenidamente el estado actual de las técnicas de generación con energía solar. Conocer la tecnología y costes actuales, estudiar la regulación y el mercado, etc.
- **Definición de los procesos y dimensionado de la planta modelo:** En esta etapa se va a definir la ubicación de la planta, estudiar el recurso solar disponible, decidir el proceso de generación de la planta que se va a analizar y dimensionarla.
- **Modelado y simulación:** En esta fase se va a diseñar con los programas de cálculo el modelo de la planta para obtener potencias, rendimientos, energía generada, etc. Una vez finalizado, se debe comprobar la viabilidad de los casos estudiados y conocer sus costes.
- **Análisis de los resultados y conclusiones:** Por último, con los resultados de la simulación y de los costes de cada tecnología, se va a analizar detalladamente cada tecnología y compararla en términos de costes de generación y rentabilidad.

Además, se van a establecer tres hitos o fechas límite que servirán para controlar la correcta ejecución del trabajo. El primer hito tendrá lugar el 15 de octubre de 2018, y será la entrega de la propuesta del proyecto. El segundo hito será el 29 de noviembre de 2018, que será la entrega del anteproyecto. Por último, el tercer hito será el fin de la etapa de modelado y simulación, previsto para el día 15 de febrero de 2019.

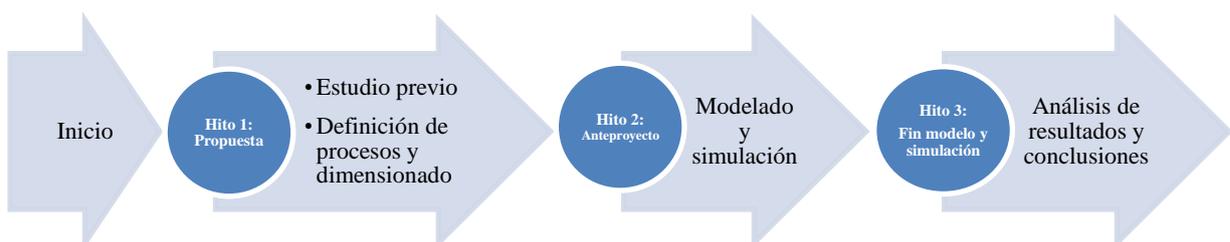


Figura 66: Hipótesis de trabajo
Fuente: Elaboración propia

Con esta hipótesis, se van a ordenar temporalmente los paquetes de trabajo. Para agilizar el proyecto, algunas tareas se van a poder ejecutar en paralelo. La tarea más crítica será la del desarrollo y simulación de los modelos de la planta, que durará un mes aproximadamente. Se estima que el proyecto pueda desarrollarse en un plazo de 5 meses. A continuación, se incluye el diagrama de Gantt establecido para este trabajo.

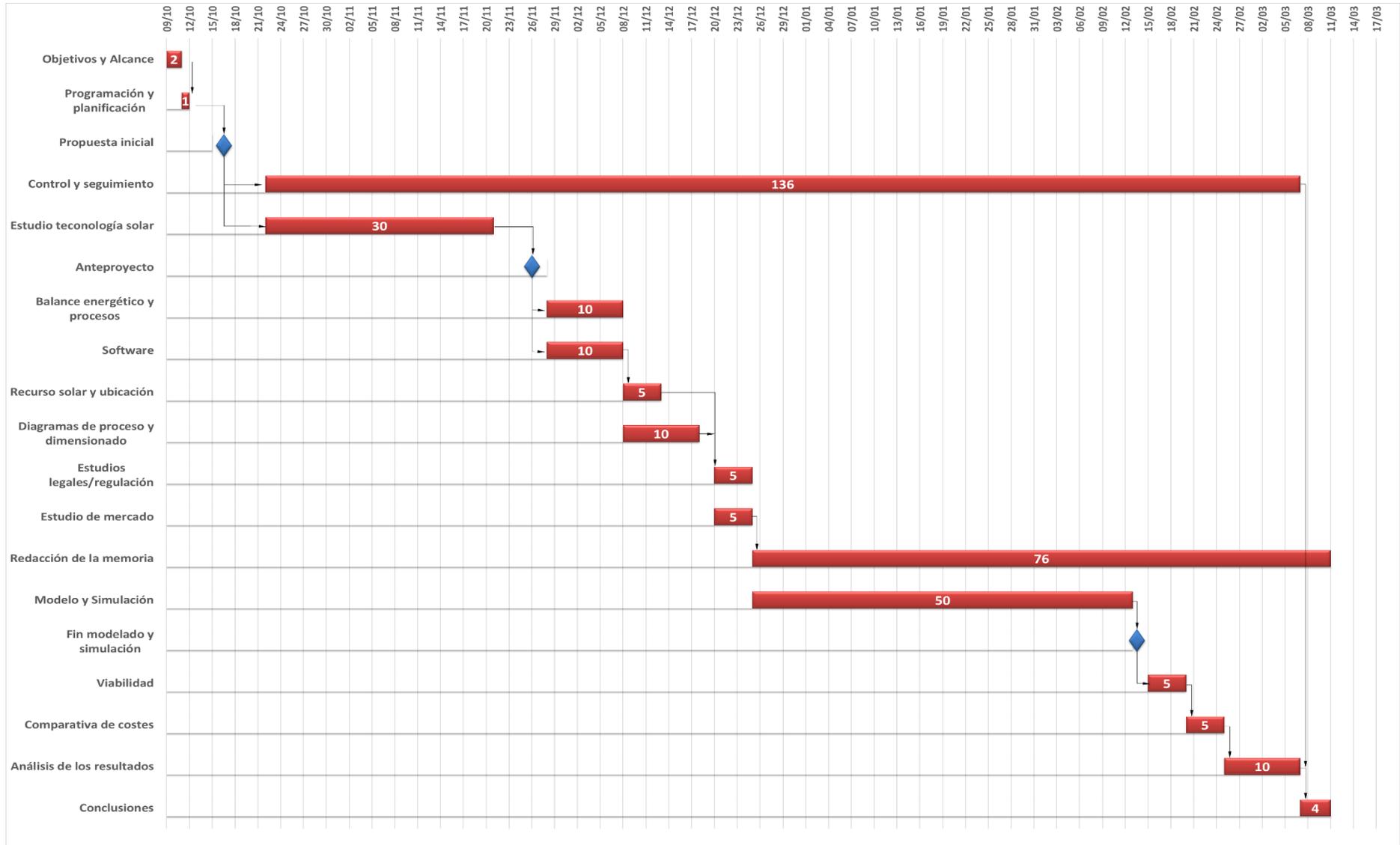


Figura 67: Diagrama de Gantt
Fuente: Elaboración propia

4. Control y seguimiento del proyecto

Una vez puesto en marcha el trabajo, es necesario utilizar técnicas de control de proyectos en su ejecución, y asegurar que los costes reales y plazos están dentro de estas estimaciones. La técnica seleccionada es la de **valor ganado**, una herramienta de gestión que integra parámetros técnicos, de costes y de planificación.

Esta herramienta permite realizar el adecuado seguimiento de un proyecto, ya que permite controlar la situación actual e identificar oportunamente cualquier desviación sobre lo planificado para poder corregirlo. Las definiciones relativas a la técnica de valor ganado son las siguientes:

- CPF (Coste Planificado Final): Coste planificado en la estimación definitiva del proyecto. En este caso el CPF es 6.379,6 €.
- CP (Coste Planificado): Coste que se estima para la realización de una determinada actividad.
- CR (Coste Real): Coste en el que se ha incurrido realmente para realizar los trabajos.
- VP (Valor Planificado): Es la estimación de los pagos correspondientes a los trabajos que deberían haberse realizado hasta la fecha. Se calcula de la siguiente forma,

$$VP = CP(\% \text{ planificado}) \quad (64)$$

- VG (Valor Ganado): Es el valor según el presupuesto inicial de los trabajos realizados hasta la fecha. Se calcula de la siguiente forma,

$$VG = CP(\% \text{ realizado}) \quad (65)$$

- CPI (*Cost Performance Index* – índice de rendimiento de costes): rendimiento del coste para el trabajo realizado hasta la fecha. Se calcula mediante la siguiente fórmula,

$$CPI = \frac{VG}{CR} \quad (66)$$

- PG (Porcentaje Gastado): Mide la situación real de los costes respecto del presupuesto.

$$PG = \frac{CR}{CPF} \quad (67)$$

- EAC (*Estimate At Completion* – costes finales estimados): Es la estimación del coste final de acuerdo con el desarrollo del proyecto. Se calcula de dos formas,

$$EAC_1 = \frac{CPF}{CPI} \quad (68)$$

$$EAC_2 = CR + (CPF - VG) \quad (69)$$

- SPI (*Schedule Performance Index* – índice de rendimiento de la planificación): índice que evalúa el coste del trabajo realizado frente al coste del trabajo planificado.

$$SPI = \frac{VG}{VP} \quad (70)$$

- PC (Porcentaje Completado): Índice que mide el avance del proyecto respecto de lo presupuestado. Se calcula de la siguiente forma,

$$PC = \frac{VG}{CPF} \quad (71)$$

- TPT (Tiempo Para Terminar): Es la estimación del tiempo restante para finalizar el proyecto según su desarrollo. Es decir,

$$TPT = \frac{\text{duración del proyecto}}{SPI} \quad (72)$$

Durante la realización del proyecto, se ha realizado un seguimiento que consta de un control que se realizó el día 20 de enero de 2019, y la evaluación del resultado final. A continuación, se exponen las tablas de ejecución y conclusiones de cada control.

Tarea resumida	Duración	Comienzo	% planificado	% realizado	CP (€)	CR (€)	VG (€)	VP (€)
Inicio proyecto	30 días	09/10/2018	100%	100%	1251	1251	1251	1251
Estudios previos	35 días	21/11/2018	100%	100%	1459	1459	1459	1459
Ingeniería	25 días	08/12/2019	100%	100%	1042	1042	1042	1042
Modelo /simulación	50 días	27/12/2019	50%	30%	2085	1200	360	1042.5
Análisis y resultados	24 días	18/02/2019	0%	0%	1001	0	0	0
Total	153 días	-	-	-	6380			

Tabla 33: Control del proyecto

CPF (€)	CPI	EAC ₁ (€)	EAC ₂ (€)	SPI	Duración estimada	TPT	PC	PG
6380 €	0,83	8234,87	7678,00	0,86	153	178,39	0,60	0,72

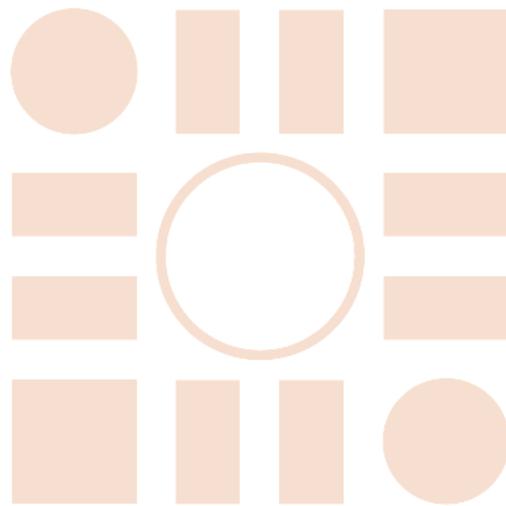
Tabla 34: Resultados del control

Mediante este control se pudo comprobar que había un retraso en la etapa de modelado y simulación, que estaba retrasada respecto de la planificación por dificultades teóricas. Esto implicaba un rendimiento de costes CPI del 83%, es decir, había un desvío del 13% respecto de lo establecido para ese día. Según el cálculo de los costes finales estimados, el coste del proyecto podría aumentar hasta 7678€ aproximadamente, y la duración hasta los 178 días. Además, en esa fecha el porcentaje completado del proyecto era el 60% y se había gastado el 72% de lo establecido.

Para corregir este efecto se tomaron medidas como avanzar en paralelo el desarrollo de la memoria, intentar encontrar información de asignaturas del grado o máster para agilizar el proceso de calcular el balance, etc. Como resultado, el trabajo no acabó el día 11 de marzo, pero en lugar de 25 días de retraso, se consiguió reducir a una semana de retraso, finalizando el día 17 de marzo de 2019. El incremento de horas necesario para agilizar el proyecto, así como las horas dedicadas la semana de retraso, han producido que el coste final del proyecto sea de aproximadamente 6985,4€. Aunque ha habido un sobrecoste de 600€, la técnica de valor ganado a servido para evaluar correctamente el estado de desarrollo del proyecto, y ha permitido tomar medidas ante el retraso producido. Por lo tanto, en lugar de los 25 días y 1000€ de sobrecoste, se han reducido considerablemente.

Entonces, podemos concluir que el trabajo fin de máster ha tenido un sobrecoste y un retraso temporal debido a dificultades durante la etapa de modelación. Sin embargo, gracias a la técnica de valor ganado, se ha podido evaluar el retraso existente y tomar medidas correctoras, reduciendo el sobrecoste y el retraso estimado.

Universidad de Alcalá
Escuela Politécnica Superior



ESCUELA POLITECNICA
SUPERIOR



Universidad
de Alcalá