

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías
Industriales

Modelización de planta de concentración solar con
fluidos avanzados

Autor: Diego Piñas Rodríguez

Tutor: Cristina Prieto Ríos

Dpto. Termotecnia
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Modelización de planta de concentración solar con fluidos avanzados

Autor:

Diego Piñas Rodríguez

Tutora:

Cristina Prieto Ríos

Dpto. de Termotecnia
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2019

Trabajo de Fin de Grado: Modelización de planta de concentración solar con fluidos avanzados

Autor: Diego Piñas Rodríguez

Tutora: Cristina Prieto Ríos

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

Agradecerle a la tutora Doña Cristina Prieto Ríos por su gran implicación en el proyecto, así como por su atención recibida y seguimiento de este trabajo.

Agradecer también a todos y cada uno de los profesores que ha pasado por mi vida académica, pues de todos ellos aprendí distintos conocimientos.

Por último, un especial agradecimiento a mi círculo cercano tanto familiar como de amistad, por apoyarme siempre que lo he necesitado.

Resumen

El mercado energético actual está marcado por el gran auge de las energías renovables, principalmente eólica y fotovoltaica, capaces de generar energía eléctrica a precios verdaderamente competitivos, pero carentes de una gestionabilidad que les permita gozar de una mayor independencia climatológica.

Es en ese punto cuando aparece la energía solar de concentración (CSP por sus siglas en inglés), una tecnología renovable más cara que estas últimas, pero que cuenta con sistemas de almacenamiento de energía térmica capaces de proporcionar esa gestionabilidad necesaria para poder estabilizar la red.

Por ello se hace indispensable la reducción de costes en la tecnología CSP, lo cual puede llevarse a cabo bien mediante la mejora de la tecnología, lo que aumentaría la eficiencia, o bien mediante la reducción de los costes de los componentes actuales.

Este proyecto analiza esa primera vía de mejora de la tecnología, por medio de la utilización de ciclos avanzados, en concreto el ciclo supercrítico de CO₂, y con las sales de carbonato como nuevo fluido caloportador y de almacenamiento de energía térmica. Para realizar dicho análisis, se hace una comparativa con el estado del arte de la tecnología de torre, que emplea sales de nitrato y ciclo de Rankine.

The current energy market is characterized by the huge growth of renewable energies, mainly wind and photovoltaic, which are capable of producing electricity at really competitive prices but, are lacking in manageability that allows them to have a better climatological independence.

At this point, the concentrated solar power (CSP) appears, with higher costs than the latter, but with a key factor: the thermal energy storage system, which can provide the manageability required to stabilize the network.

Thus, the reduction of costs in CSP technology becomes indispensable, which can be carried out either by the enhancement of the technology, which would increase efficiency, or by the cost reduction of the current key components.

This project analyses that way of enhancing the technology, through the utilization of advanced cycles, particularly the supercritical CO₂ one, and with carbonate salts as the new heat transfer fluid and thermal energy storage fluid. In order to perform this analysis, a comparison with the power tower state of the art, which uses nitrate salts and Rankine cycle, is made.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	x
Abstract	xi
Índice	xii
Índice de Tablas	xiv
Índice de Figuras	i
Notación	i
1 Introducción	1
1.1 <i>Contexto</i>	1
1.1.1 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero	1
1.1.2 Panorama eléctrico de los últimos años	3
1.2 <i>Necesidad de las energías renovables</i>	5
1.2.1 Energía solar	7
1.3 <i>Mercado energético</i>	10
2 La Energía Termosolar	15
2.1 <i>Introducción</i>	15
2.1.1 Contexto e historia	15
2.1.2 Funcionamiento	16
2.2 <i>Clasificación</i>	17
2.2.1 Tecnología de disco parabólico	19
2.2.2 Tecnología Fresnel	20
2.2.3 Tecnología cilindroparabólica	21
2.2.4 Tecnología de torre	23
2.3 <i>Centrales de receptor central</i>	25
2.3.1 Estado del arte	25
2.3.2 Mejoras propuestas	29
3 Modelaje	35
3.1 <i>Descripción del análisis</i>	35
3.2 <i>Modelo base común para SAM</i>	37
3.3 <i>Modelo 1</i>	43
3.3.1 Descripción del modelo	43
3.3.2 Implementación en el SAM	43
3.4 <i>Modelo 2</i>	45
3.4.1 Descripción del modelo	45
3.4.2 Implementación en el SAM	47

4	Resultados	51
4.1	<i>Modelo 1</i>	51
4.2	<i>Modelo 2</i>	56
4.3	<i>Comparación entre los modelos</i>	60
5	Conclusiones	65
	Referencias	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Ventajas y desventajas de las energías renovables	5
Tabla 1.2. Costes globales de la electricidad, 2018 [10].	13
Tabla 2.1. Principales propiedades de las sales de nitrato y de carbonato [24].	30
Tabla 3.1. Parámetros principales	37
Tabla 3.2. Campo de heliostatos	37
Tabla 3.3. Receptor	38
Tabla 3.4. Ciclo de potencia	39
Tabla 3.5. Parámetros principales, Modelo 1	43
Tabla 3.6. Valores para definir al ciclo de Rankine, Modelo 1	44
Tabla 3.7. Espesores de las capas del tanque caliente	47
Tabla 3.8. Parámetros principales Modelo 2	47
Tabla 3.9. Valores para definir al ciclo sCO ₂ , Modelo 2	48
Tabla 4.1. Resultados de la optimización del SM	52
Tabla 4.2. Valores óptimos de la torre y receptor, Modelo 1	53
Tabla 4.3. CAPEX desglosado, Modelo 1	54
Tabla 4.4. Resultados principales, Modelo 1	54
Tabla 4.5. Valores óptimos de la torre y el receptor, Modelo 2	56
Tabla 4.6. Resultados del ciclo sCO ₂	57
Tabla 4.7. CAPEX desglosado, Modelo 2	58
Tabla 4.8. Resultados principales, Modelo 2	58

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Emisiones de GEI en España por sector, 2017. [1]	1
Figura 1.2. Emisiones de CO ₂ en España asociadas a la generación de electricidad (tCO ₂), frente a la generación de electricidad mediante energías renovables, 2007-2016. [2], [3]	2
Figura 1.3. Emisiones de CO ₂ globales asociadas a la energía consumida. [4]	3
Figura 1.4. Producción bruta global de electricidad eléctrica, 1974-2016 (izquierda). Producción bruta de electricidad mundial por fuente, 2016 (derecha). [5]	3
Figura 1.5. Producción bruta de electricidad por fuente 1974-2017p, OECD (izquierda). Producción bruta de electricidad OECD por fuente, 2017 provisional (derecha). [5]	4
Figura 1.6. Generación de electricidad por fuente en España (2018). [2]	4
Figura 1.7. Porcentaje de energía renovable en el consumo de energía final en la UE. [6]	6
Figura 1.8. Crecimiento en la generación de energía eléctrica renovable por región y tecnología, 2017-2018. [4]	6
Figura 1.9. Capacidad en % de las diferentes energías renovables en 2018 a nivel mundial. [3]	7
Figura 1.10. Capacidad instalada mundial (en MW) de energía solar fotovoltaica y CSP. [3]	8
Figura 1.11. Coste neto anualizado para escenarios actuales y futuros de CSP, PV con baterías y PV con turbinas de combustión. [8]	9
Figura 1.12. Top 10 países que más electricidad consumen, 2016. [5]	10
Figura 1.13. Países de la OECD europeos según si son importadores o exportadores de electricidad (en GWh), 2017 provisional. [5]	11
Figura 1.14. Rangos del LCOE para las tecnologías base. [9]	12
Figura 1.15. LCOE global de energías renovables en redes masivas. [10]	13
Figura 2.1. Representación de la tecnología CSP en el mundo actualizado a junio de 2019. [9]	15
Figura 2.2. Clasificación de las tecnologías CSP. [14]	17
Figura 2.3. Capacidad de las distintas plantas termosolares en función del TES. [15]	18
Figura 2.4. Capacidad (en %) de las plantas termosolares operativas (izquierda) y en construcción/desarrollo (derecha). [15]	18
Figura 2.5. LCOE según el tipo de proyecto CSP y año. [10]	19
Figura 2.6. Disco parabólico (SunCatcher™). [13]	20
Figura 2.7. Planta Termosolar de Tecnología Fresnel (Puerto Errado). [14]	21
Figura 2.8. Planta Termosolar de cilindro parabólico (Valle 1 y Valle 2). [15]	23
Figura 2.9. Planta Termosolar de Receptor Central (Crescent Dunes). [16]	24
Figura 2.10. Esquema de central termosolar de torre con almacenamiento térmico directo y sales fundidas (estado del arte). [8]	25
Figura 2.11. Heliostato de Noor III en Marruecos. [17]	26
Figura 2.12. Receptor solar de cavidad (izquierda) [Abengoa] y externo (derecha). [18]	27
Figura 2.13. Carga de sales del Tanque Frío al Tanque Caliente	31
Figura 2.14. Descarga de sales del Tanque Caliente al Tanque Frío	32
Figura 2.15. Configuraciones típicas del ciclo sCO ₂ : a) Simple, b) Recompresión, c) Enfriamiento	

pracial. [27]	32
Figura 2.16. Esquema de central termosolar de torre de sales fundidas con ciclo sCO ₂ de recompresión. [27]	33
Figura 3.1. Configuraciones típicas del patrón de flujo en el receptor (SAM).	38
Figura 3.2. Diseño del tanque caliente para el modelo 3	45
Figura 4.1. Optimización del SM en función del LCOE y la Energía Anual Generada	51
Figura 4.2. Layout del campo de heliostatos, Modelo 1	52
Figura 4.3. CAPEX desglosado del Modelo 1	53
Figura 4.4. Producción anual de energía, Modelo 1	55
Figura 4.5. Layout del campo de heliostatos, Modelo 1	56
Figura 4.6. CAPEX desglosado del Modelo 2	57
Figura 4.7. Producción anual de energía, Modelo 2	59
Figura 4.8. Energía anual producida por el sistema (Gwh)	61
Figura 4.9. Potencia generada durante el 4 de enero por ambos modelos	61
Figura 4.10. Potencia generada durante el 3-4 de agosto por ambos modelos	62
Figura 4.11. Variación de costes del Modelo 2 frente al Modelo 1	63

Notación

CAPEX	Capital Expenditure
CCP	Colector Cilindroparabólico
CSP.	Concentrated Solar Power
DNI	Direct Normal Irradiance
DOE	Department of Energy
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
EPC	Engineering, Procurement, Construction
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HTF	Heat Transfer Fluid
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Energy
MACRS	Modified Accelerated Cost Recovery System
MS	Múltiplo Solar
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Energía fotovoltaica
RCI	Residencial, Comercial e Institucional
SAM	System Advisor Model
SS	Stainless Steel
TES	Thermal Energy Storage
TIR	Tasa Interna de Retorno
TOD	Time of Delivery

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Contexto

Desde que existen las distintas tecnologías capaces de producir electricidad a niveles industriales, este desafío ha sido estudiado, probado y mejorado. A día de hoy, la producción de la electricidad no es ningún problema en la mayor parte de lugares del planeta. El problema surge a raíz de las consecuencias que provoca esta producción de la electricidad y es que, es sabido por todos que existen distintos tipos de plantas de producción de energía eléctrica de las cuales, una gran parte emiten dióxido de carbono a la atmósfera, contribuyendo así al problema de los gases de efecto invernadero y el consecuente cambio climático. Estas plantas son fundamentalmente las de combustible fósil, las de ciclo combinado y las de cogeneración y es por eso que poco a poco, en un marco de futuro en el que se intenta conseguir un desarrollo sostenible, hay que tratar de ir suprimiéndolas en favor de plantas de energía renovable.

1.1.1 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Además del sector de la generación eléctrica, existen más sectores como el residencial o el de transportes donde se generan más emisiones de dióxido de carbono y otros gases, y así lo demuestra la figura 1.1 que refleja lo que ha supuesto cada uno de este sector en lo referente a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en España en el año 2017. En concreto, el sector del transporte lidera esta clasificación con más de un cuarto del total, seguido por la generación de electricidad con un 20%, objeto de estudio de este trabajo. En una posición destacable también se encuentra el sector de la agricultura con un 12% y el RCI (residencial, comercial e institucional) con algo menos del 10%. Cabe destacar que del total de gases de efecto invernadero involucrados en estas actividades, más del 80% pertenece al CO₂. [1]

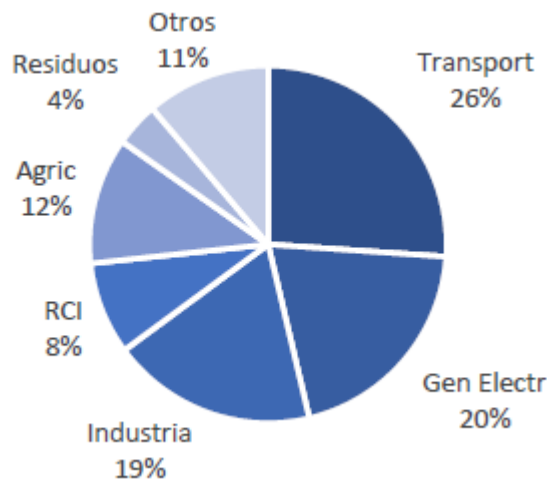


Figura 1.1 Emisiones de GEI en España por sector, 2017. [1]

Concretamente en España en los últimos 10 años, en el ámbito de la generación de electricidad, la emisión de CO₂ ha caído considerablemente, como bien lo manifiesta la figura 1.2 donde puede verse que, a pesar de ser un periodo con bastantes altibajos, en 2016 el total de emisiones de este gas se redujo hasta un 43% con respecto a 2007, debido en gran parte a la irrupción de las energías renovables al mercado eléctrico. No obstante, este dato puede ser engañoso ya que el carbón sin duda es el combustible que lidera este ranking en cuanto al que más CO₂ emite, pero la gran incertidumbre que supone esta fuente de energía, reflejada en sus grandes altibajos, hace que la reducción de emisiones de 10 años hasta ahora se mantenga relativamente constante con mejores y peores años [2].

Paralelamente, el mismo gráfico muestra en el otro eje la generación de electricidad en España mediante fuentes de energía renovable durante el mismo periodo de tiempo. Como bien se ha comentado, las emisiones de CO₂ están directamente relacionadas con la actividad de las energías renovables y el gráfico lo refleja perfectamente de manera que en los periodos de disminución de emisiones existen aumentos en la generación de electricidad mediante energía renovables, y viceversa. En otras palabras, las gráficas tienen una tendencia completamente opuesta ya que, como es natural, al aumentar la generación de electricidad sobre el total mediante energías renovables, las fuentes convencionales deben producir menor cantidad de energía para así equilibrar la balanza. La figura muestra también un crecimiento algo irregular en la generación de electricidad mediante energías renovables, con su máximo absoluto en 2013 y un par de mínimos locales en 2012 y 2015, respectivamente [3].

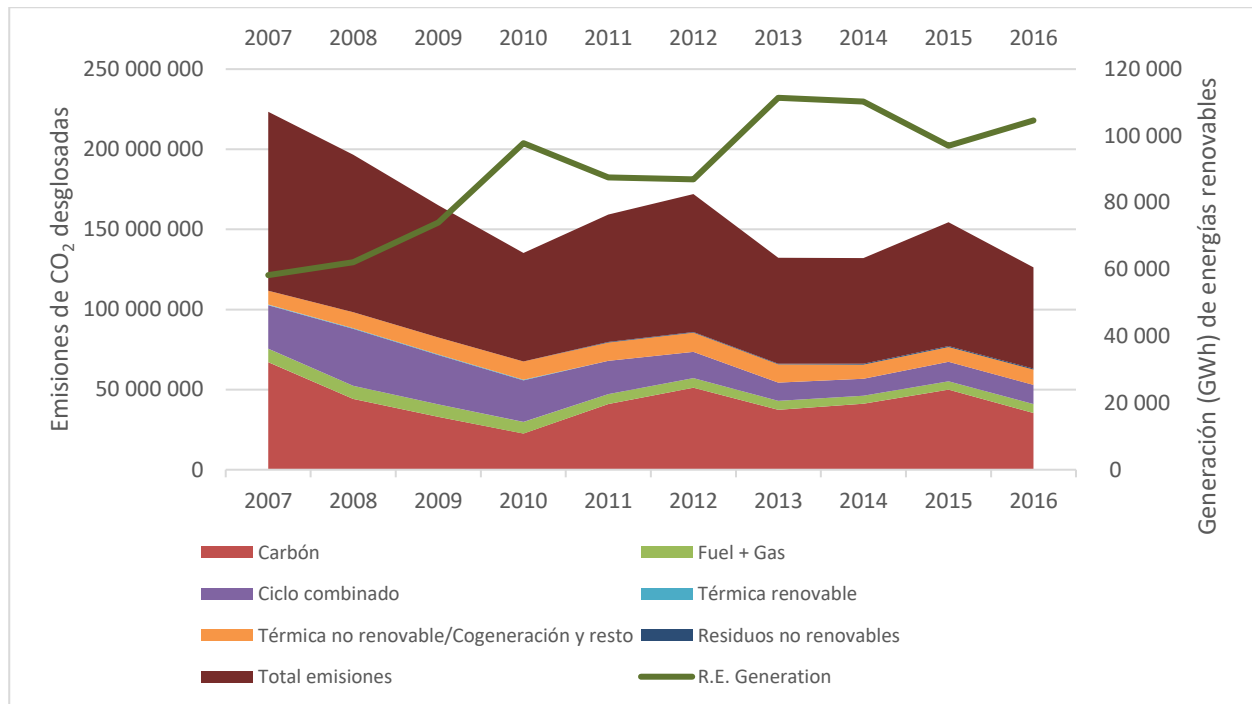


Figura 1.2. Emisiones de CO₂ en España asociadas a la generación de electricidad (tCO₂), frente a la generación de electricidad mediante energías renovables, 2007-2016. [2], [3]

A nivel global, sin embargo, la tendencia es considerablemente distinta y la figura 1.3, que en este caso muestra las emisiones de dióxido de carbono asociadas al consumo de todo tipo de energía (más allá de la energía eléctrica), lo evidencia perfectamente confirmando una tendencia de pendiente positiva que se traduce en un constante aumento de emisiones de CO₂ año tras año debido en gran medida a una sólida economía mundial, así como a distintas condiciones meteorológicas en ciertas partes del mundo que han conducido a un aumento de la demanda de energía para el confort térmico. De hecho, el último año, donde se alcanzó un valor histórico de 33.1 GtCO₂, el crecimiento de las emisiones fue de un 1.7%, cifra de crecimiento que no se veía desde 2013, y los principales culpables son China (28.6% del total), EEUU (14.7% del total), Europa (11.9% del total) y la India (6.9% del total) los cuales suman entre ellos el 62.1% de emisiones de CO₂ totales en el mundo. [4]

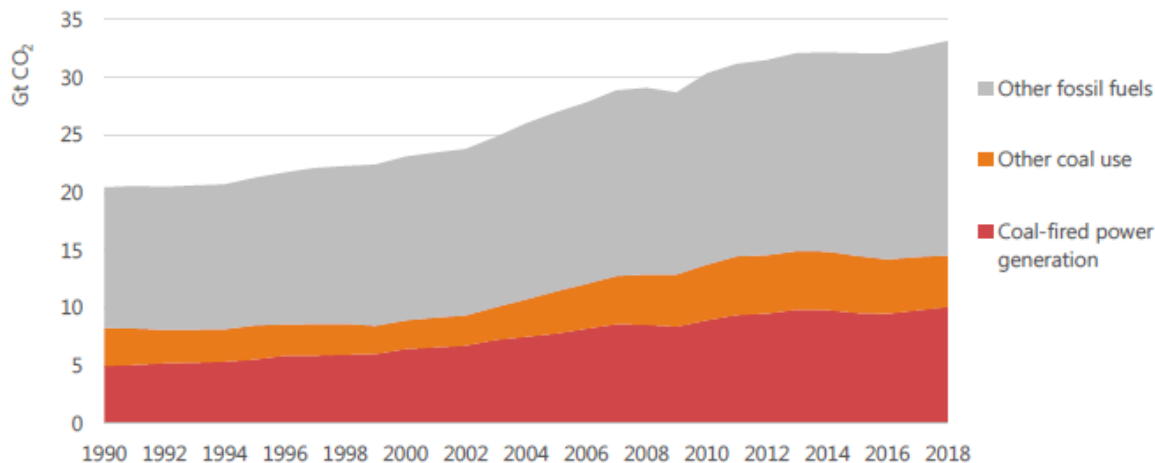


Figura 1.3. Emisiones de CO2 globales asociadas a la energía consumida. [4]

1.1.2 Panorama eléctrico de los últimos años

Con objeto de contextualizar un poco, en este apartado se realizará un breve análisis de los datos y estadísticas relativos a la producción de electricidad en los últimos años de manera que pueda entenderse la evolución que esta ha tomado. Para ello, se tomarán como referencia en varias ocasiones los países de la OECD (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) debido a su gran peso en la economía mundial y a la gran disponibilidad de datos y estadísticas de estos. Dichos países son Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Israel, Italia, Japón, Corea del Sur, Letonia, Lituania, Luxemburgo, México, Holanda, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido y Estados Unidos.

El crecimiento poblacional, ligado a una economía continuamente creciente en el marco capitalista actual, es probablemente la principal causa del incremento de la producción de electricidad global. En los últimos 40 años, esta ha pasado de ser 6298 TWh a 25082 TWh, con un crecimiento anual medio del 3.3%, y así lo demuestra la figura 1.4 que además refleja cómo los países de la OECD han ido siempre un paso por delante de los no pertenecientes a esta, siendo los que más electricidad han producido. Como bien puede observarse, esto cambia a raíz de 2011 cuando los países no pertenecientes a la OECD superan a los pertenecientes, cuya producción se estabiliza hasta hoy día, cosa que no pasa con los otros países que siguen aumentando su producción con un gran ratio de crecimiento. Es reseñable también que, en 2016, el 65% de la electricidad producida provenía de combustibles fósiles, lo que se traduce en grandes cantidades de emisiones de CO₂. No obstante, las renovables, con un 24.5% del total, junto a la nuclear, con un 10.4%, ya representan casi el 35% de la fuente de producción de electricidad a nivel global, lo cual es un dato más que esperanzador [5].

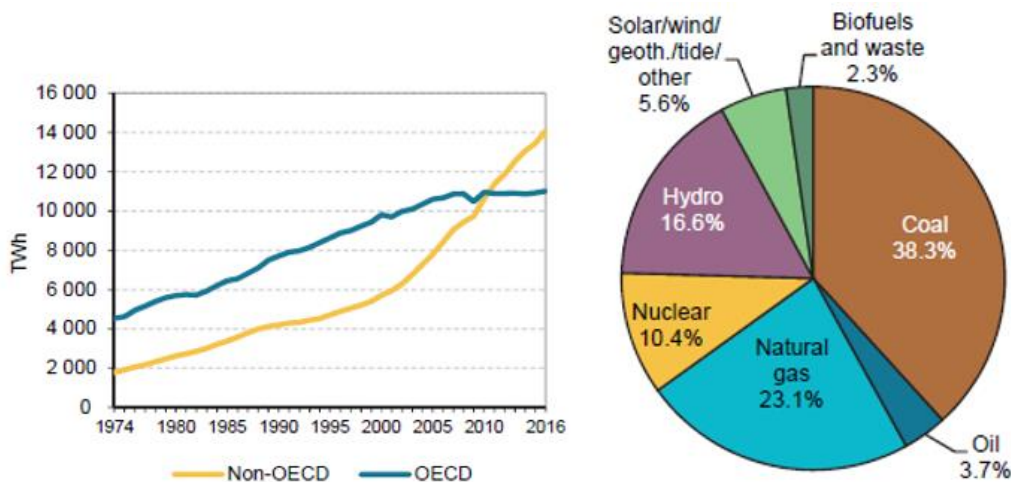


Figura 1.4. Producción bruta global de electricidad eléctrica, 1974-2016 (izquierda). Producción bruta de electricidad mundial por fuente, 2016 (derecha). [5]

Haciendo un análisis más preciso, en este caso a nivel de los países de la OECD, la figura 1.5 muestra el crecimiento del porcentaje de representación de cada fuente de energía en la producción de electricidad en los últimos 40 años. Es más que notable la considerable disminución de la representación del carbón que, aunque sigue liderando la clasificación actualmente, está a solo medio punto del gas natural, que ha sufrido un gran incremento en los últimos años, no así como el petróleo que no ha parado de disminuir. Tanto nuclear como hidroeléctrica, sin embargo, se han mantenido relativamente constante en los últimos 20 años, con una notoria bajada de share en la nuclear hace 10. El análisis positivo viene en el crecimiento exponencial que han experimentado las renovables (viento, solar y geotérmica principalmente) en los años recientes que, junto a la gran producción de electricidad de energía hidroeléctrica suponen más de un cuarto del total (26.1%) y que añadido al 17.7% de nuclear, suman un total de 43.8% de share, valor que supera considerablemente al 35% que suponían estas fuentes a nivel global, y que se acerca contundentemente al 50% del total. [5]

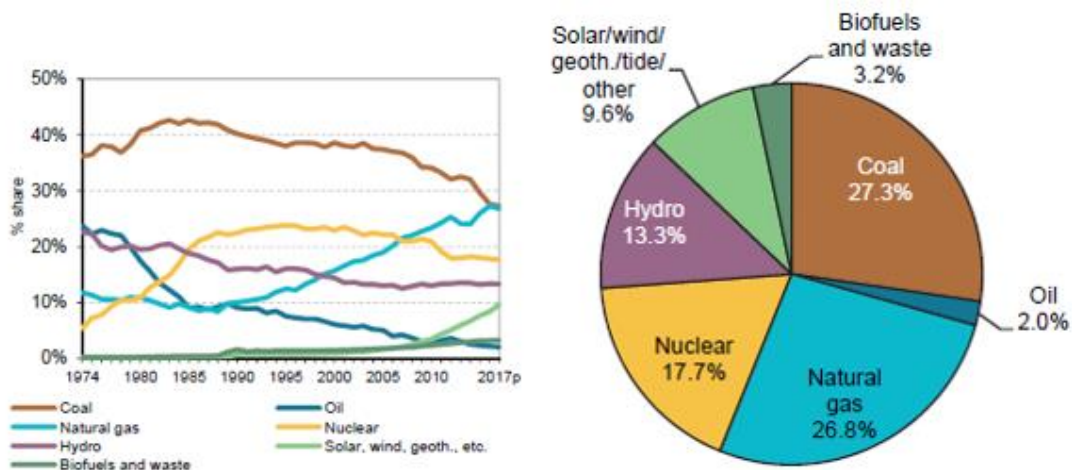


Figura 1.5. Producción bruta de electricidad por fuente 1974-2017p, OECD (izquierda). Producción bruta de electricidad OECD por fuente, 2017 provisional (derecha). [5]

Por último, se ha creído interesante resaltar el caso actual en España, país que puede presumir de producir electricidad con un 40.2% de energías renovables en el último año que, sumado al 20.4% de las nucleares, se traducen en casi un 61% de energía libre de emisiones. Destacar el ínfimo porcentaje que ofrece aún la tecnología CSP, objeto de este trabajo, con menos de un 2%, que es prácticamente doblado por el peso de la energía fotovoltaica. No obstante, se espera un gran crecimiento de esta fuente de energía que es el sol a medio-largo plazo. [2]

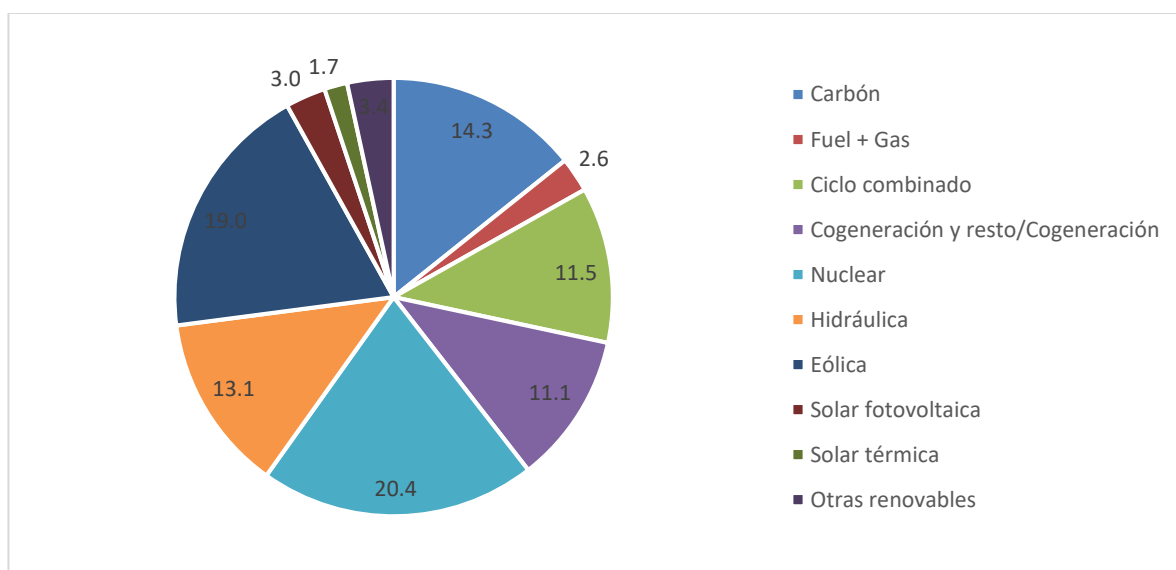


Figura 1.6. Generación de electricidad por fuente en España (2018). [2]

1.2 Necesidad de las energías renovables

Como bien se ha mencionado anteriormente el cambio climático es un problema que concierne a todo el planeta y una de las mejores formas de hacerle frente es el empleo de tecnologías de fuente renovable que disminuirán los gases de efecto invernadero.

Es cierto que la energía nuclear, la cual tampoco emite emisiones de CO₂, es una opción interesante para la generación de electricidad, pero en un futuro a largo plazo y, debido a la peligrosidad tanto de la tecnología como de sus residuos y, a que lógicamente la fuente no es renovable, la energía nuclear también deberá ir desapareciendo en favor de las renovables que deberían poder autoabastecer a todo el planeta libre de emisiones.

No obstante, a día de hoy las energías renovables aún no tienen la suficiente fuerza como para dominar el mercado y presentan grandes inconvenientes. A continuación, se resumen las principales ventajas y desventajas de las energías renovables en la siguiente tabla.

Tabla 1.1. Ventajas y desventajas de las energías renovables

Ventajas y desventajas de las energías renovables	
Ventajas	Desventajas
Energía limpia. No produce emisiones de gases de efecto invernadero como CO ₂ .	Grandes espacios. En general, para producir una cantidad significativa de energía eléctrica se requieren grandes superficies (tecnología eólica y de CSP son buenos ejemplos de ello).
Energía inagotable. Tal y como su nombre indica, las energías renovables o bien no se acaban o bien se regeneran.	Disponibilidad. Tecnologías como la eólica o la fotovoltaica aún no han sido capaces de implantar sistemas de almacenamiento a un coste asequible, por lo que la energía producida dependerá directamente de la intermitencia de la fuente de energía.
No genera residuos difíciles de tratar como en el caso de la energía nuclear	Diversidad geográfica de los recursos. No en todos los países se podrá aprovechar un tipo de tecnología de forma realmente eficiente.

En este intento de frenar al cambio climático, organizaciones importantes también están tratando de abordar este problema y un buen ejemplo es el programa Horizonte 2020 llevado a cabo por la Unión Europea que, entre otras cosas, establece un objetivo de consumo de energías renovables del 20% a nivel de toda la UE, de manera que cada país miembro dispone de unos objetivos en función de su punto de partida y potencial económico y operacional.

Dados los últimos datos actualizados por Eurostat, finalizado el año 2017, once de los 28 países miembros de la UE (39.3%) ya habrían alcanzado e incluso superado el objetivo impuesto por el programa, por lo que aún faltarían 17 países por conseguir este objetivo. Estos once países son básicamente Finlandia, Suecia, Dinamarca, Lituania, Estonia, Bulgaria, Rumania, Hungría, República Checa, Croacia e Italia. De los 17 restantes, ocho países, con España incluida, están a 3 puntos o menos de conseguirlo, siendo los más próximos a llegar al objetivo Letonia, Austria y Grecia respectivamente. Por el contrario, países como Francia, Reino Unido, Holanda, Irlanda o Polonia distan todos al menos 4 puntos de su meta. Esto hace que, en media, la UE se encuentre con un 17.5% de consumo de renovables por lo que, a fecha de esos datos, aun quedaría al menos un 2.5% de consumo por cubrir mediante energías renovables [6]. Todos estos datos están recogidos en la figura 1.7.

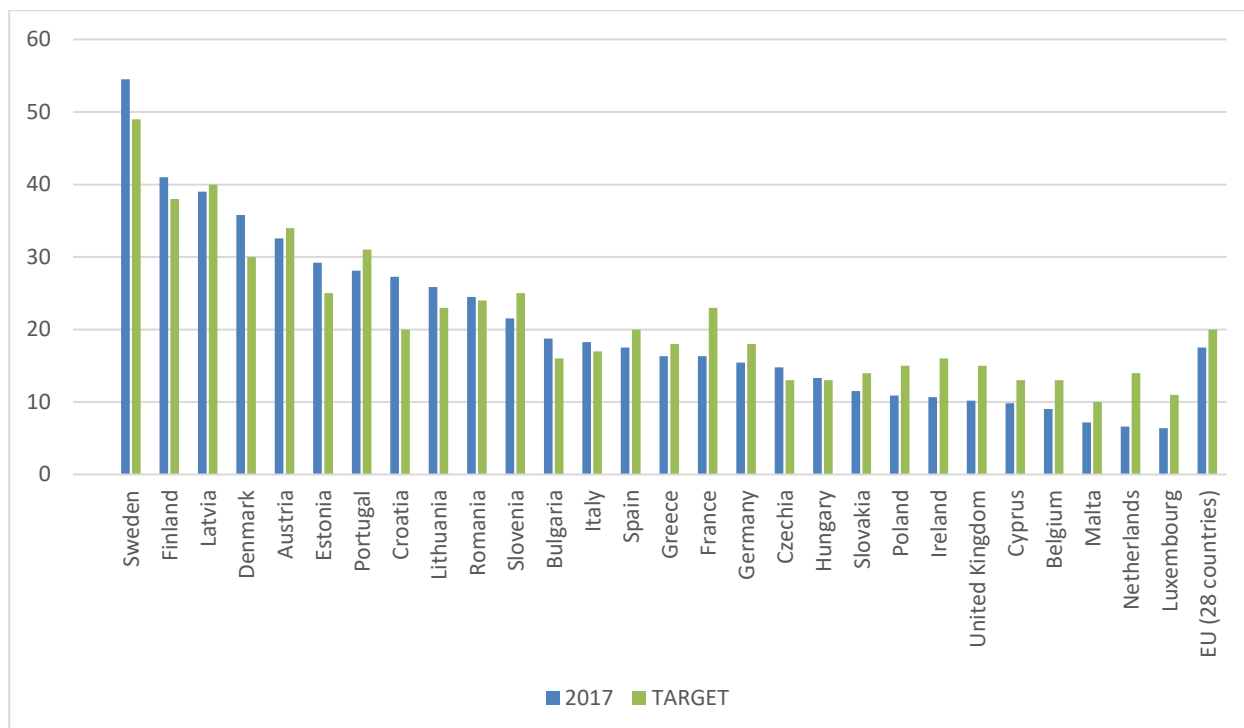


Figura 1.7. Porcentaje de energía renovable en el consumo de energía final en la UE. [6]

Es importante, por lo tanto, seguir trabajando en el desarrollo y la incorporación de energías renovables al mercado eléctrico actual para que sean capaces de competir directamente con tecnologías ya maduras y asentadas en el mercado y para ello es crucial apostar por la investigación de tecnologías como la solar que, aunque a día de hoy no tiene una gran relevancia en el mercado, es una apuesta clara de futuro.

De hecho, el gráfico de la figura 1.8 muestra detalladamente el crecimiento de las energías renovables en función de la zona y del tipo de energía en sí en el último año. Y es que no es casualidad el gran crecimiento de renovables que han experimentado los territorios líderes en la economía como son China, Europa o Estados Unidos, entre otros. El caso de China, con un 40% de crecimiento aproximadamente, es enormemente esperanzador ya que, aunque es el país con un mayor ratio de emisiones de CO₂ también es el que mayor crecimiento de energías renovables ha experimentado en el último año, sobrepasando en más de 10 puntos a Europa y prácticamente doblando al resto del mundo, con la excepción de Estados Unidos o la India, con buenos ratios de crecimiento cercanos al 7%. [4]

Por otro lado, este último año también ha habido un crecimiento paralelo del 30% aproximadamente de energía solar fotovoltaica, energía eólica y energía hidroeléctrica (debido esta última sobre todo a un mal año de producción en 2017), precedido por un crecimiento del 10% de las otras energías renovables encabezadas por bioenergía, geotérmica y energía solar de concentración respectivamente. [4]

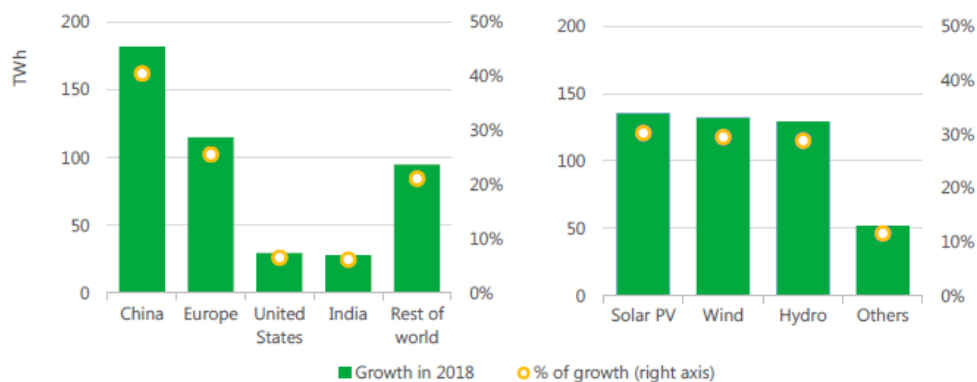


Figura 1.8. Crecimiento en la generación de energía eléctrica renovable por región y tecnología, 2017-2018. [4]

Puede afirmarse que la tendencia está clara: las energías renovables han llegado para quedarse y la apuesta por ellas es real, no obstante, todavía queda mucho por hacer y estas deben crecer aún más rápido para lidiar con los problemas ya mencionados anteriormente.

Actualmente el gráfico circular de la capacidad de energía renovable instalada en todo el mundo queda según indica la figura 1.9. La hidroeléctrica, líder en solitario, acapara más de la mitad y es que esta tecnología es ya bastante madura en el mercado desde hace varios años. En segundo lugar, se encuentra la energía fotovoltaica, la cual ocupa casi un cuarto del total y es precedida por la eólica que se queda con prácticamente el otro cuarto. Las tecnologías restantes son, por orden de relevancia, la bioenergía, la geotérmica y la de concentración solar a altas temperaturas. [3]

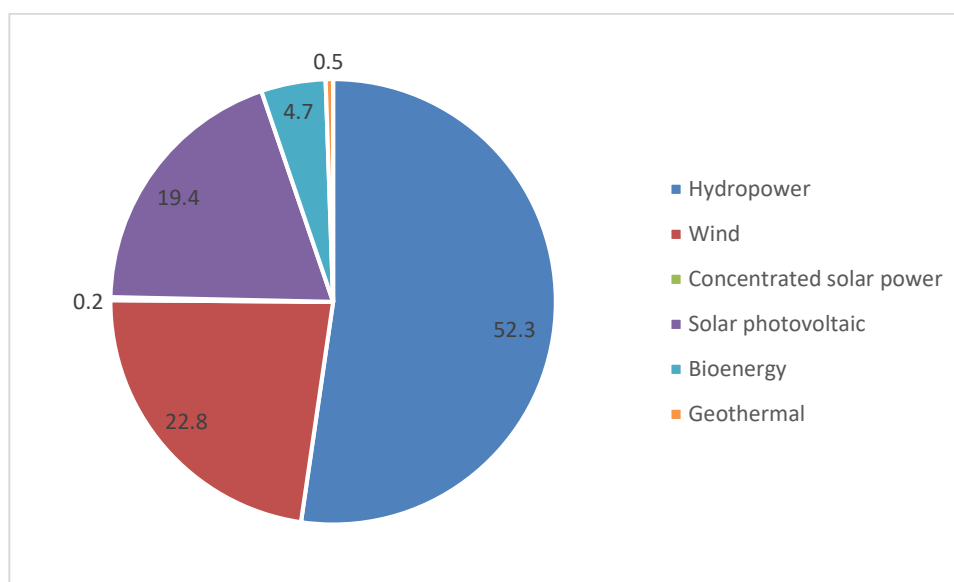


Figura 1.9. Capacidad en % de las diferentes energías renovables en 2018 a nivel mundial. [3]

1.2.1 Energía solar

Una de las tecnologías de energías renovables con un futuro más esperanzador es sin duda la energía solar y así lo demuestran los datos expuestos previamente. Sin embargo, existen dos tipos de tecnologías solares existentes actualmente que son básicamente la energía fotovoltaica y la CSP, de las cuales se hablará brevemente a continuación tratando de entender pros y contras de cada una.

Lo primero que hay que tener en cuenta es cómo funciona cada una. La tecnología CSP basa su funcionamiento en concentrar la radiación procedente del sol hacia un receptor donde se calienta un fluido caloportador que produce vapor y alimenta a un ciclo de potencia donde se genera la energía eléctrica, ya en corriente alterna. La energía fotovoltaica, sin embargo, generan directamente energía eléctrica continua que después se convierte a alterna por medio de un inversor.

El mejor punto a favor de la tecnología CSP reside en su almacenamiento de energía, ya que almacenar energía térmica es factible y presenta un coste competitivo. Con los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES, por sus siglas en inglés, Thermal Energy Storage) es posible almacenar energía para momentos del día con nubes o cuando ya se ha puesto el sol. Esto no puede ser llevado a cabo en la tecnología fotovoltaica ya que la única forma de hacerlo sería por medio del almacenamiento de energía eléctrica en baterías, pero los costes se dispararían enormemente.

Los mercados energéticos consideran tres factores claves a la hora de decantarse por una fuente u otra: el coste de la energía, los servicios auxiliares y la disponibilidad de producción de energía. A día de hoy, el primero de ellos es el que manda en el mercado y es por eso que la energía fotovoltaica despunta a la CSP en capacidad instalada en todo el mundo. Facilidad a la hora de construir las instalaciones, precios muchos más bajos, y la factibilidad para instalarse como fuente de autoconsumo, son aspectos clave que explicarían esto. Además, el coste de los paneles fotovoltaicos continúa bajando actualmente por lo que la tecnología CSP debe tratar de acercarse a la competitividad que posee la fotovoltaica [7]. La figura 1.10 refleja este liderazgo del que se habla donde desde hace algo más de 10 años, la energía fotovoltaica ha conseguido llegar a ser completamente competitiva, de ahí las grandes cantidades de MW instaladas en el mundo. Tímidamente parece que la

implementación de tecnología CSP comienza a emerger y debe seguir así, apoyándose especialmente en el factor que las hace diferencial, esto es, el sistema de almacenamiento de energía térmica [3]. La idea no es tanto competir con la energía fotovoltaica sino complementarla gracias a la enorme disponibilidad que posee esta.

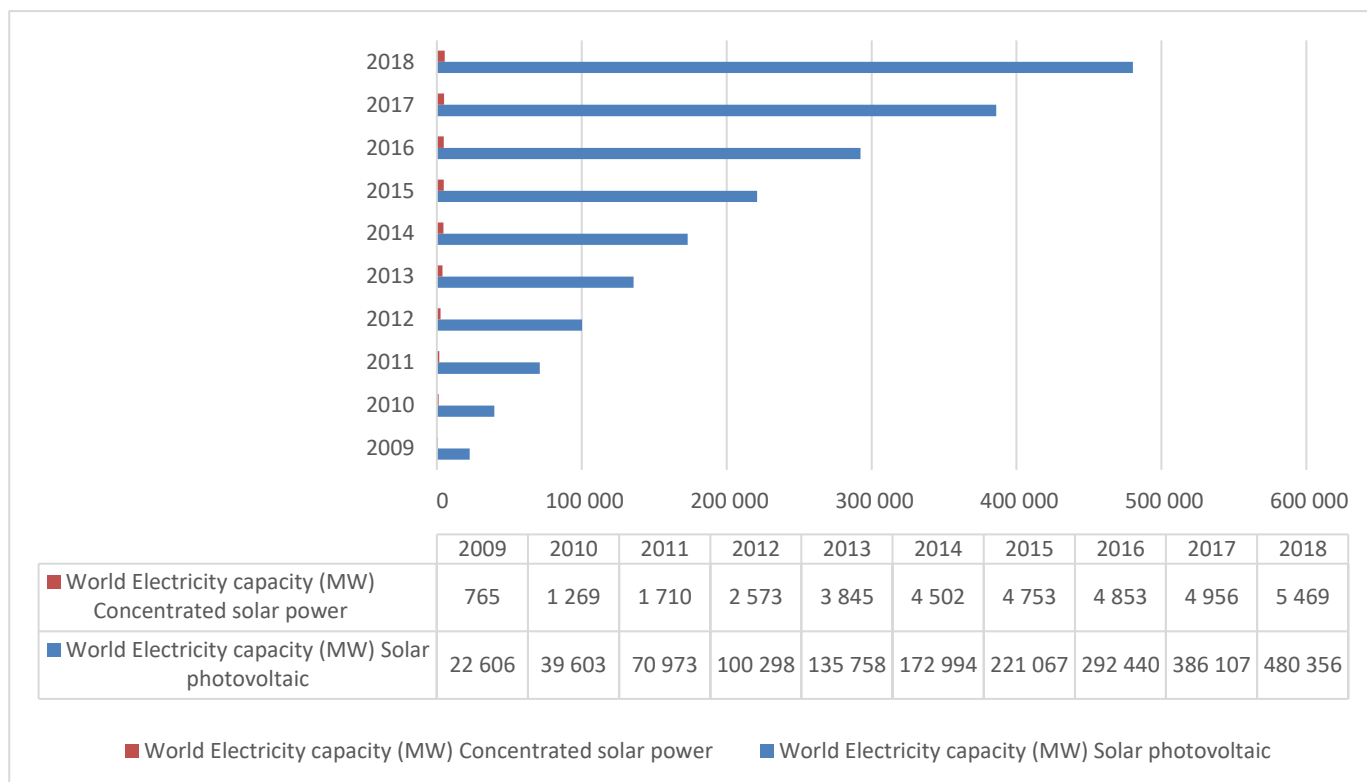


Figura 1.10. Capacidad instalada mundial (en MW) de energía solar fotovoltaica y CSP. [3]

Un estudio realizado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL en adelante), compara a estas dos tecnologías teniendo en cuenta el coste neto del sistema que viene definido por la diferencia entre el coste total de añadir una nueva tecnología de generación eléctrica, ya sea renovable o convencional, y el coste evitado al desplazar (con esa nueva tecnología) otras fuentes que proporcionen niveles similares de energía. La figura 1.11 compara tres configuraciones de CSP frente a un sistema fotovoltaico con baterías de 6 horas de duración y frente a un sistema fotovoltaico con turbina de combustión suponiendo bajos costes de gas natural. La ilustración muestra que según los costes tecnológicos actuales la opción más interesante y por tanto menos costosa es la de la combinación de fotovoltaica y turbina de combustión, cosa totalmente esperable debido a la poca madurez tanto de la tecnología CSP como de las baterías de instalaciones fotovoltaicas. No obstante, al considerar un escenario futuro donde los costes varían significativamente, la tecnología CSP es la gran beneficiada ya que pasa a ser sin duda la opción más interesante al ser la menos costosa, incluso por encima de la fotovoltaica con baterías que, debido a la gran incertidumbre tanto de los costes como del funcionamiento de las baterías, aparece con un rango de valor de añadido sobre el coste base [8].

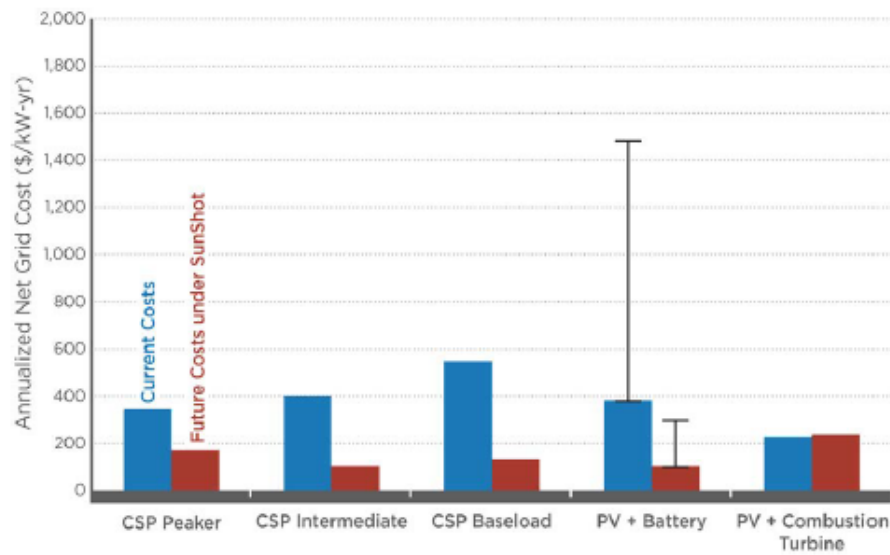


Figura 1.11. Coste neto anualizado para escenarios actuales y futuros de CSP, PV con baterías y PV con turbinas de combustión. [8]

1.3 Mercado energético

El mercado energético global, como es natural, se rige por la ley de la oferta y la demanda por lo que la capacidad de producir electricidad en momentos de pico de demanda es uno de los factores clave para una empresa encargada de generar energía eléctrica.

Hoy en día las cifras de consumo de electricidad que se manejan son enormes y como bien indica la figura 1.4, la tendencia de este consumo de electricidad no hace más que aumentar año tras año. De hecho, a nivel mundial, solo 10 países consumen el 68.3% de la electricidad generada actualmente y de esos diez, solo entre China y Estados Unidos consumen más del 43% del total [5]. Cifras que verdaderamente son abrumadoras y que se traducen como bien se ha detallado anteriormente en emisiones de gases de efecto invernadero.

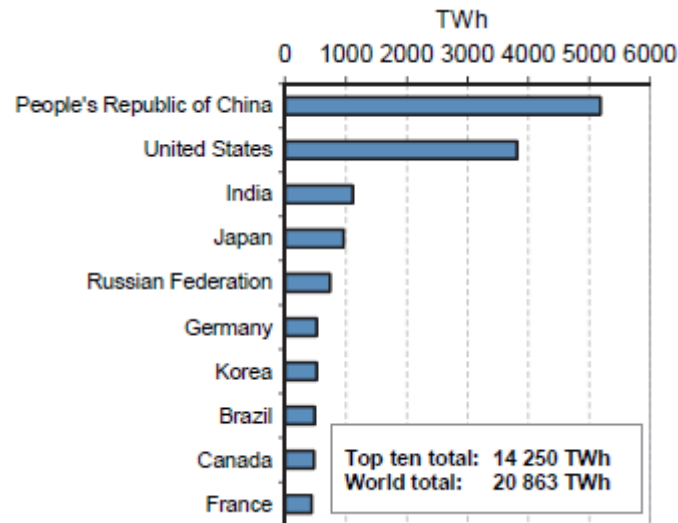


Figura 1.12. Top 10 países que más electricidad consumen, 2016. [5]

No obstante, cada país independientemente de su demanda energética tiene una producción u otra de energía por lo que es ahí donde entra el comercio de energía eléctrica entre los países. Por ejemplo, a nivel de los países europeos de la OECD, existe un reparto muy parecido entre países exportadores y países importadores de energía. Alemania y Francia (este último con su gran política de centrales nucleares en el país) encabezan la lista de los países europeos que más energía exportan. Noruega y Suecia, países con 71% y 54.5% de consumo de energía final mediante fuentes renovables, respectivamente, son exportadores netos bastante significativos a nivel europeo. Por el contrario, países como Italia, Reino Unido y España necesitan suplir su demanda energética mediante importaciones y en concreto, estos tres en ese mismo orden descendente son los que más energía eléctrica importan a nivel europeo. En la Europa oriental, los países de la antigua Unión Soviética, como Rusia o Ucrania, tienen un buen trato de comercio entre ellos exportando considerables cantidades de energía eléctrica a países vecinos [5].

En lo relativo a Asia, cabe destacar a la India que históricamente ha sido importadora neta de energía eléctrica (con importaciones de más de 5 TWh) pero que, a partir de 2016 ha revertido completamente la situación pasando a ser exportadora neta (exportando algo más de 1TWh). El caso de China es digno de mención también ya que en unos 20 años ha pasado de ser un país importador neto a ser actualmente el país que más energía eléctrica exporta en su región, con 12.7 TWh de energía exportada en el año 2016, lo cual es seis veces lo que exporto China el año en que se convirtió en país exportador neto. [5]

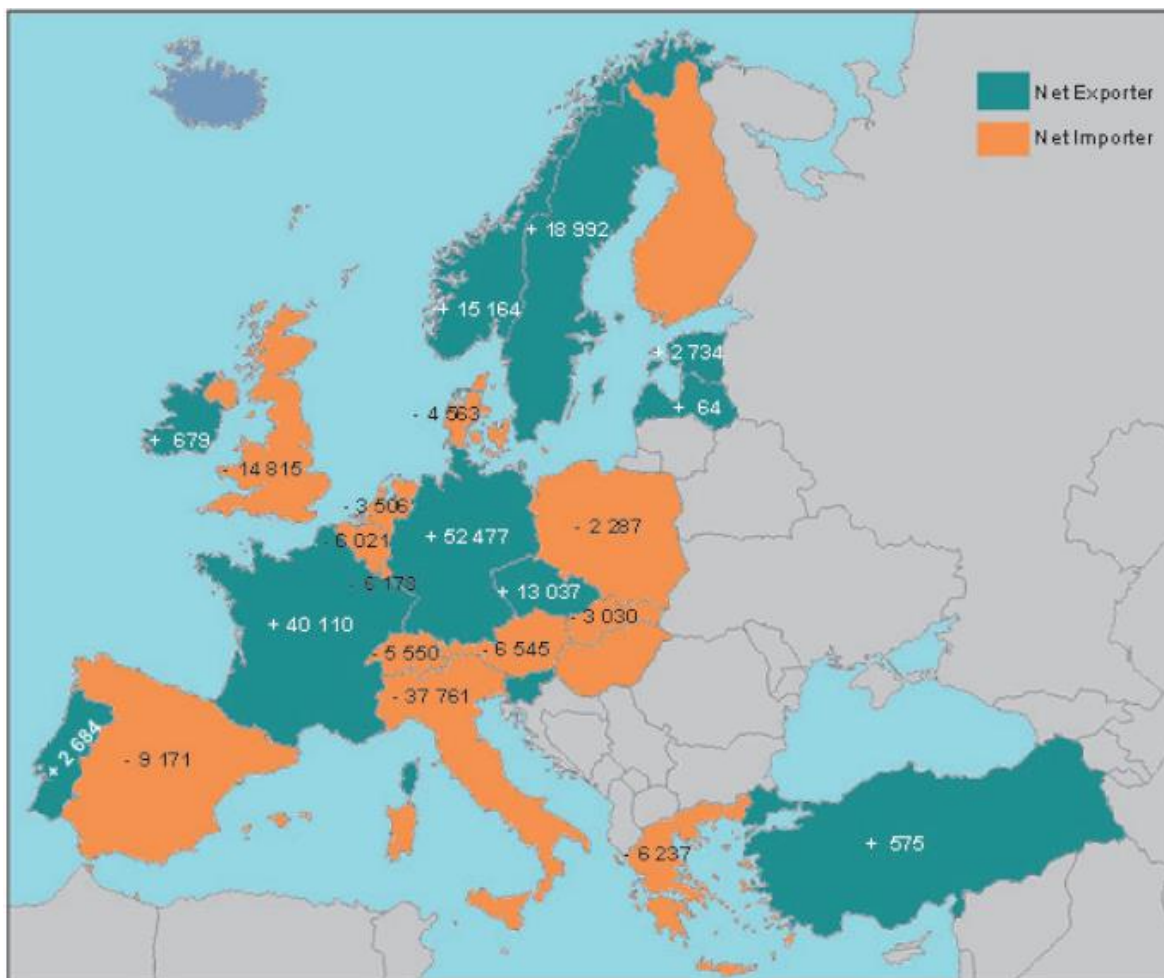


Figura 1.13. Países de la OECD europeos según si son importadores o exportadores de electricidad (en GWh), 2017 provisional. [5]

Más allá de conocer qué países controlan el mercado energético, es conveniente indagar un poco más a niveles económicos y analizar un poco los precios y costes de la producción de energía eléctrica, y el Levelized Cost of Energy (LCOE en adelante) es un excelente indicador para este caso, ya que permite comparar tecnologías totalmente distintas (tanto renovables como convencionales) bajo condiciones de operación completamente distintas y no es más que un indicador del coste energético nivelado asociado a una generación de energía eléctrica concreta, con unidades de \$/kWh. Queda determinado por la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{\text{Costes totales durante el ciclo de vida}}{\text{Energía eléctrica total producida durante el ciclo de vida}}$$

Donde el numerador incluye tanto costes iniciales de inversión, como de operación y mantenimiento y de combustible, teniendo en cuenta las posibles amortizaciones y el valor residual, así como la correspondiente tasa de descuento.

Definido el LCOE, es preciso hacer la correspondiente comparativa entre los distintos tipos de tecnología capaces de generar energía eléctrica. Para ello, se tendrá en cuenta en primer lugar, el último estudio realizado por la International Energy Agency en colaboración con la Nuclear Energy Agency, del año 2015 [9] (por lo que ha podido variar ligeramente), donde se muestran los valores de LCOE correspondientes a las tecnologías base que son básicamente el carbón, el gas natural y la nuclear. La figura 1.14 muestra el rango de valores de LCOE correspondiente a cada tecnología en función de la tasa de descuento, que ha sido tomada como 3%, 7% o 10%. La opción nuclear es sin duda la más interesante cuando nos movemos en valores de tasas de descuento bajas pero, debido a sus altos costes de capital, en cuanto aumenta esta tasa, el LCOE medio de las nucleares lo hace también considerablemente de forma que para una tasa de descuento del 7% el valor de LCOE medio es prácticamente idéntico para la nuclear como para el carbón. Si la tasa se aumenta aún más, hasta el 10%, la energía nuclear deja de ser una opción tan interesante, siendo el gas natural y, sobre todo el carbón, las mejores opciones. Se habla pues, para una tasa media del 7%, de valores de LCOE que se mueven en una horquilla desde los 4 ¢/kWh hasta los 14 ¢/kWh.

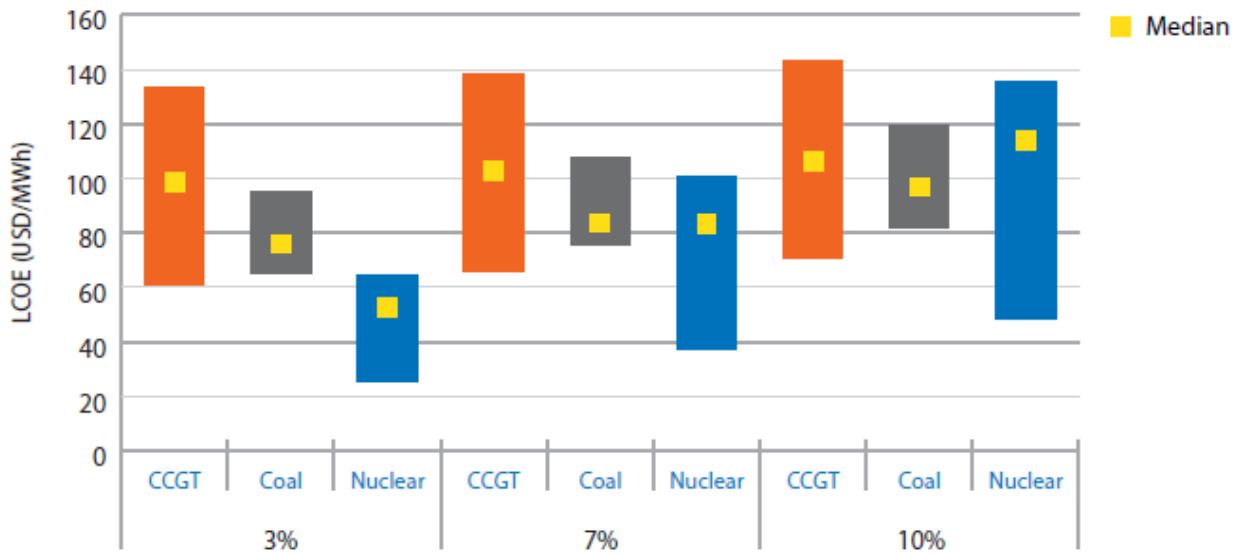


Figura 1.14. Rangos del LCOE para las tecnologías base. [9]

Atendiendo al último informe de IRENA relativo a los costes de las energías renovables [10], la figura 1.15 muestra la evolución del LCOE desde el año 2010 hasta el 2018 de los distintos tipos de energías renovables en función de las capacidades de estas. Por tanto, existen numerosos valores de LCOE dependiendo de la capacidad que se esté teniendo en cuenta, pero en este caso se atenderá al coste medio para una comprensión más fácil. El gráfico puede dividirse perfectamente en dos partes: aquella con tecnologías cuyos costes han sufrido una pequeña variación en los últimos ocho años y aquella, compuesta por la energía solar tanto fotovoltaica como de concentración, cuyos costes han sufrido una más que acentuada bajada en los últimos años. Además, por un lado, existen sólo dos tecnologías con un aumento, aunque realmente ligero, del LCOE, como son la energía geotérmica y la hidroeléctrica, con costes medios actuales de 7.2 ¢/kWh y 4.7 ¢/kWh respectivamente. Siguiendo el orden ascendente pues, la bioenergía se sitúa tras la hidroeléctrica con un coste actual medio 6.2 ¢/kWh, que bajó desde los 7.5 ¢/kWh en los últimos ocho años. Tras esta, se sitúa la energía eólica onshore con un coste medio de 5.6 ¢/kWh, que dista algo más del doble de la eólica offshore, debido principalmente a la inmadurez de esta última. Por último, los datos más impactantes son, como bien se ha mencionado antes, los referentes a las tecnologías solares, ya que por un lado, la fotovoltaica, que está disfrutando de su década dorada ha sufrido una bajada del coste medio del 77% situándose con un coste medio del 8.5 ¢/kWh, incluso menor al de la energía eólica offshore, mientras que la energía solar de concentración ha experimentado un descenso del LCOE de prácticamente el 50%, de manera que actualmente el coste medio ronda los 18.5 ¢/kWh, aunque es visible cómo existen algunas instalaciones con costes bastante menores más cercanos a los 10 ¢/kWh.

En la tabla 1.2 se muestran estos datos con una mayor exactitud, así como los valores de LCOE entre el quinto y el nonagésimo quinto percentil.

Además, en cuanto a la energía solar de concentración se prevé una continuación de esa tendencia de bajada por lo que en no demasiados años podría pasar a ser una tecnología que compita directamente con las otras fuentes convencionales. Es por ello que este trabajo está orientado completamente a la tecnología solar de concentración y en concreto, la de receptor central o torre ya que se cree que tiene un campo enorme de mejora y desarrollo.

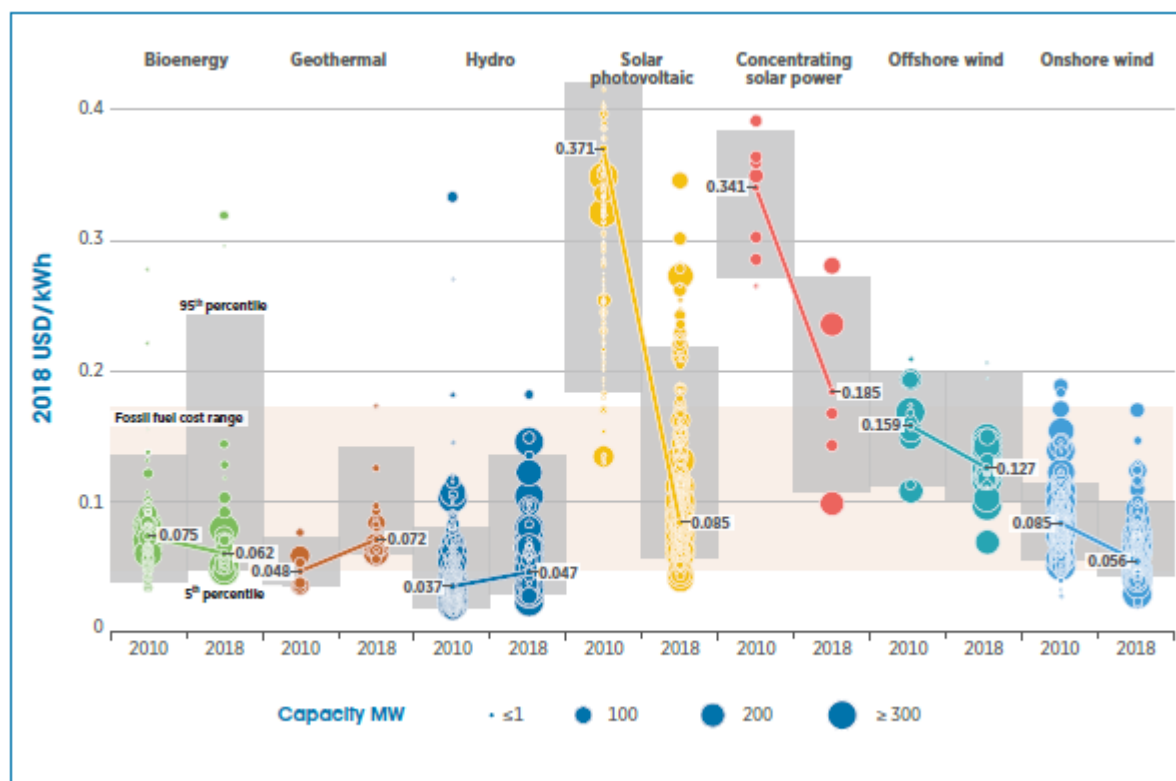


Figura 1.15. LCOE global de energías renovables en redes masivas. [10]

Tabla 1.2. Costes globales de la electricidad, 2018 [10].

	LCOE Global medio 2018 (€/kWh)	LCOE entre 5º y 95º percentil 2018 (€/kWh)	Variación del LCOE de 2017 a 2018
Bioenergía	6.2	4.8-24.3	-14%
Geotérmica	7.2	6-14.3	-1%
Hidroeléctrica	4.7	3-13.6	-11%
Solar fotovoltaica	8.5	5.8-21.9	-13%
Solar de concentración	18.5	10.9-27.2	-26%
Eólica offshore	12.7	10.2-19.8	-1%
Eólica onshore	5.6	4.4-10	-13%

2 LA ENERGÍA TERMOSOLAR

2.1 Introducción

2.1.1 Contexto e historia

Desde siempre, el Sol ha funcionado como una fuente de energía que, para un uso más o menos útil, el ser humano ha tratado de sacar provecho. Lo interesante viene a raíz del auge de las nuevas tecnologías que permiten aprovechar esta energía solar para la producción bien de energía térmica o bien electricidad, gracias a las tecnologías de baja temperatura, alta temperatura y fotovoltaica.

Aunque a día de hoy la energía fotovoltaica es indudablemente la más madura de las tres, la energía termosolar de concentración o CSP (Concentrating Solar Power), desde su primera aparición en la década de los 80 en California [11] por medio de nueve plantas de cilindro parabólico (las cuales llegaron a sumar una capacidad de 354 MW), está creciendo a pasos agigantados y poco a poco puede competir más directamente con la fotovoltaica, sobre todo gracias a la implementación de los nuevos sistemas de almacenamiento térmico. Las previsiones no auguran un coste tan competitivo en la tecnología CSP en comparación con la fotovoltaica, pero la gran baza que supone este almacenamiento térmico de energía, que permite gestionar la producción de electricidad en el momento deseado, es lo que la hace tan interesante. De hecho, según los datos facilitados por IRENA (International Renewable Energy Agency) para el año 2018, tan solo existen 5.5 GW instalados de CSP frente a los 480 GW de energía fotovoltaica instalada, es decir casi 100 veces más. Esto es debido a la gran reducción de costes del panel fotovoltaico provocado por la incorporación de China a este mercado.

Sin embargo, hay motivos para ser optimistas con la tecnología de concentración solar y así lo muestra la figura 2.1, donde se puede apreciar cómo existen 3834 MW de energía que están en desarrollo o en construcción, lo cual es prácticamente la misma cantidad de CSP instalada actualmente, indicando por tanto el enorme crecimiento que augura a esta tecnología. Por consiguiente, está previsto como mínimo doblar la capacidad de energía de concentración solar instalada en el mundo y cada vez el crecimiento tiende a ser más exponencial. En dicha figura se puede observar también cómo España y Estados Unidos, respectivamente, lideran el ranking actual, al que entrarían con gran contundencia en la disputa tanto China como Chile y el MENA (Medio Oriente y el Norte de África), quedando Sudáfrica en una posición algo más secundaria al no llegar al gigavatio instalado. Como es natural, países con pocas horas de sol y clima adverso, apenas tienen representación en este tipo de tecnología.

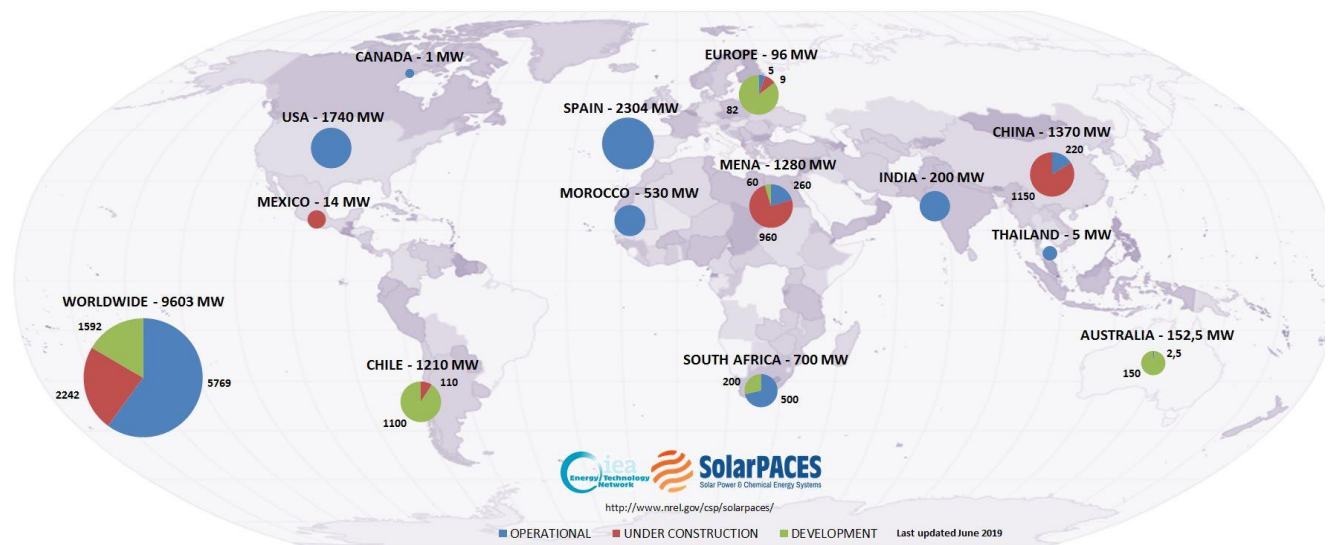


Figura 2.1. Representación de la tecnología CSP en el mundo actualizado a junio de 2019. [9]

2.1.2 Funcionamiento

La energía termosolar de concentración básicamente consiste en el aprovechamiento de la radiación solar directa por medio de unos concentradores ópticos que reflejarán ese flujo solar a un receptor y gracias a la energía térmica se podrá calentar un fluido caloportador el cual produce vapor y alimenta al bloque de potencia para finalmente producir energía eléctrica.

Actualmente también se están implementando los famosos sistemas de almacenamiento térmico de energía (TES) de forma que se consigue una mayor disponibilidad para periodos donde no existe radiación solar y se elimina la producción intermitente que dan otras fuentes de energía como la fotovoltaica o la eólica. Además, el almacenamiento térmico permite centrar la producción de electricidad en los periodos en los que la electricidad tiene una mayor demanda lo cual beneficia el balance económico de la planta [8].

Estos sistemas de almacenamiento térmico se clasifican en pasivos y activos, y estos últimos se dividen a su vez en sistemas directos e indirectos. Cuando se da el caso en el que el medio de almacenamiento térmico es un fluido que puede fluir entre el tanque caliente y el tanque frío de almacenamiento térmico, se habla de sistemas activos. Si además el fluido de almacenamiento térmico también es usado como fluido caloportador (normalmente esto se da con las sales fundidas, pero también está el caso de los acumuladores de vapor que acumulan el vapor sobrante en un recipiente vapor en lugar de en dos tanques) estamos ante un sistema activo directo. Si por el contrario el fluido caloportador es distinto al del almacenamiento térmico (normalmente aceite) estaremos ante un sistema activo indirecto y en este caso, a su vez, sería necesario un intercambiador de calor entre ambos fluidos. Finalmente, si el medio de almacenamiento térmico es sólido, por lo que el fluido caloportador fluye a través de él solamente para carga y descarga, estaremos ante un sistema pasivo de almacenamiento térmico. [13]

2.2 Clasificación

Actualmente existen fundamentalmente cuatro tipos de tecnologías termosolares las cuales son la tecnología de disco parabólico con motor Stirling, la linear Fresnel, la de cilindros parabólicos y la de torre o receptor central. Las dos primeras, en especial la de disco parabólico, aún están en una fase más bien de desarrollo donde no se hacen grandes inversiones en ellas, mientras que las centrales de torre y de cilindro parabólico sí que han entrado en el mercado eléctrico para quedarse, siendo esta última la más asentada actualmente. La figura 2.2 refleja, a modo de resumen, la clasificación de la que se habla.

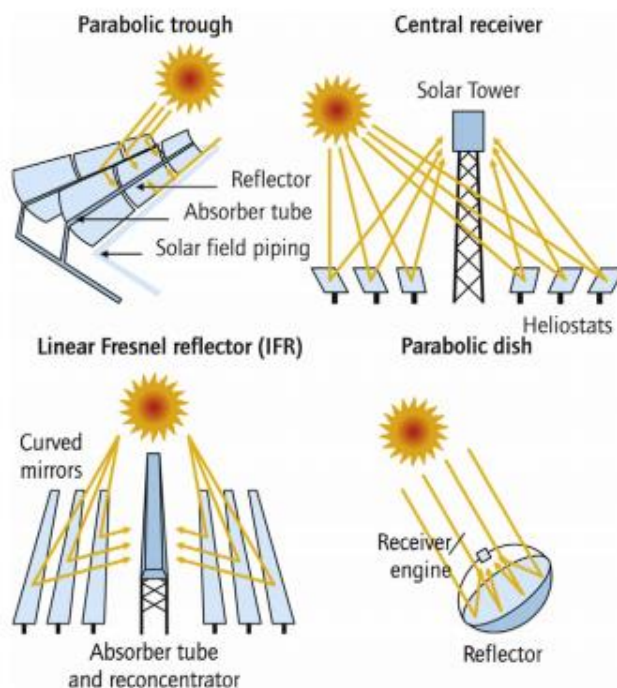


Figura 2.2. Clasificación de las tecnologías CSP. [14]

La figura 2.3 muestra una clasificación de los distintos tipos de tecnologías termosolares según su capacidad instalada en función de si tienen o no sistema de almacenamiento de energía térmica. Esta incluye tanto las plantas que están operativas actualmente como las que están en desarrollo y en construcción, no así las plantas que ya no están operativas a fecha de este trabajo. Destaca sobre todo el liderazgo que tienen las centrales de cilindro parabólico actualmente con un total de 4.5 GW instalados, tanto con almacenamiento como sin él, ya que como bien se comentó anteriormente es la tecnología con mayor madurez en el mercado. En lo referente a centrales sin capacidad de almacenamiento térmico, las centrales de torre no representan un valor significativo ya que estas están llamadas a operar con sistemas de almacenamiento térmico, y la no existencia de centrales de torre sin almacenamiento térmico en construcción o desarrollo lo justificaría perfectamente.

Dada la mayor eficiencia de ciclo que tienen las plantas de torre con sales fundidas frente a las plantas de CCP actuales con aceite, y dada su facilidad para implementar almacenamientos térmicos de alta capacidad, se espera que la tecnología de torre con TES tenga un menor coste de generación y lidere el mercado de la CSP a futuro.

Por último, las centrales termosolares con tecnología linear Fresnel, aún están un escalón bastante por debajo de estas dos, mientras que la tecnología de disco parabólico no consta siquiera de representación.

Realmente la figura 2.3 refleja perfectamente la tendencia actual existente a instalar plantas de CSP con TES, donde la gestionabilidad de la CSP gracias al almacenamiento térmico es el factor diferenciador de esta tecnología frente a otras tecnologías renovables.

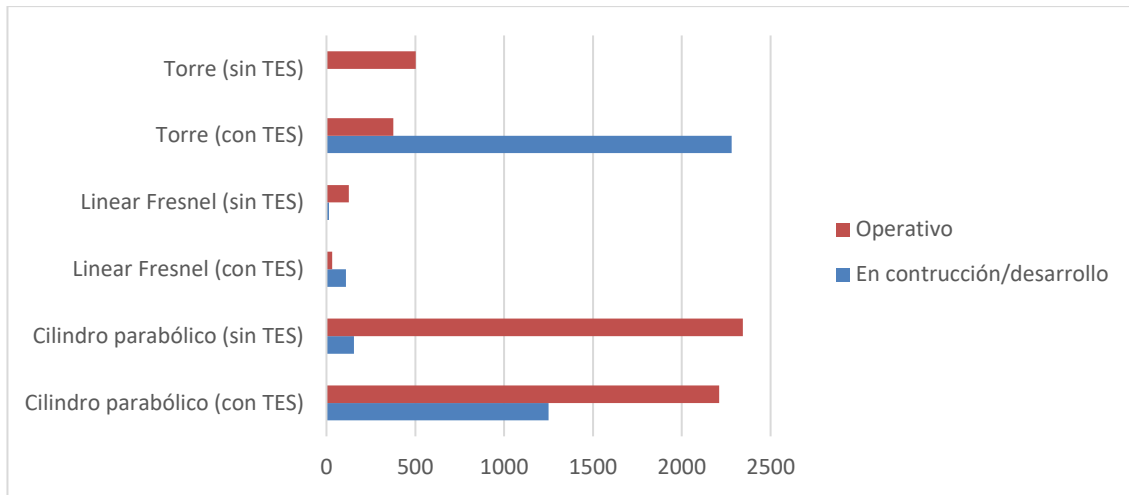


Figura 2.3. Capacidad de las distintas plantas termosolares en función del TES. [15]

Para complementar el gráfico anterior, la figura 2.4 engloba todos los datos anteriormente analizados, mostrando una vez más el liderazgo actual de la tecnología cilindroparabólica, que se reparte prácticamente a partes iguales sistemas con TES o sin TES, dejando con una minúscula representación a las demás tecnologías, no llegando la de torre al 16% del total. No obstante, esto cambia radicalmente cuando se analizan los datos de previsión, ya que el 60% de las nuevas centrales termosolares serán diseñadas de torre con TES, y el 32.8% hará lo propio para centrales de cilindroparabólico. Tecnologías sin TES en desarrollo o construcción no abarcan si quiera el 5% del total.



Figura 2.4. Capacidad (en %) de las plantas termosolares operativas (izquierda) y en construcción/desarrollo (derecha). [15]

Por otro lado, volviendo al estudio de costes realizado por IRENA [10], la figura 2.5 justifica perfectamente la tendencia observada anteriormente y es que, a medida que se establecen los sistemas de almacenamiento térmico y aumenta su número de horas, el coste medio es más bajo. Como bien refleja el gráfico los costes más altos se delegan a sistemas sin almacenamiento térmico (en su mayoría de cilindro parabólico debido al gran dominio de estos en el mercado) y los costes más bajos se intercalan entre sistemas con más de cuatro horas de almacenamiento térmico y alguno incluso sin esto. Es cuanto menos destacable, también, cómo las instalaciones de receptor central son las que, sin lugar a dudas, encabezan los sistemas con los costes más bajos.

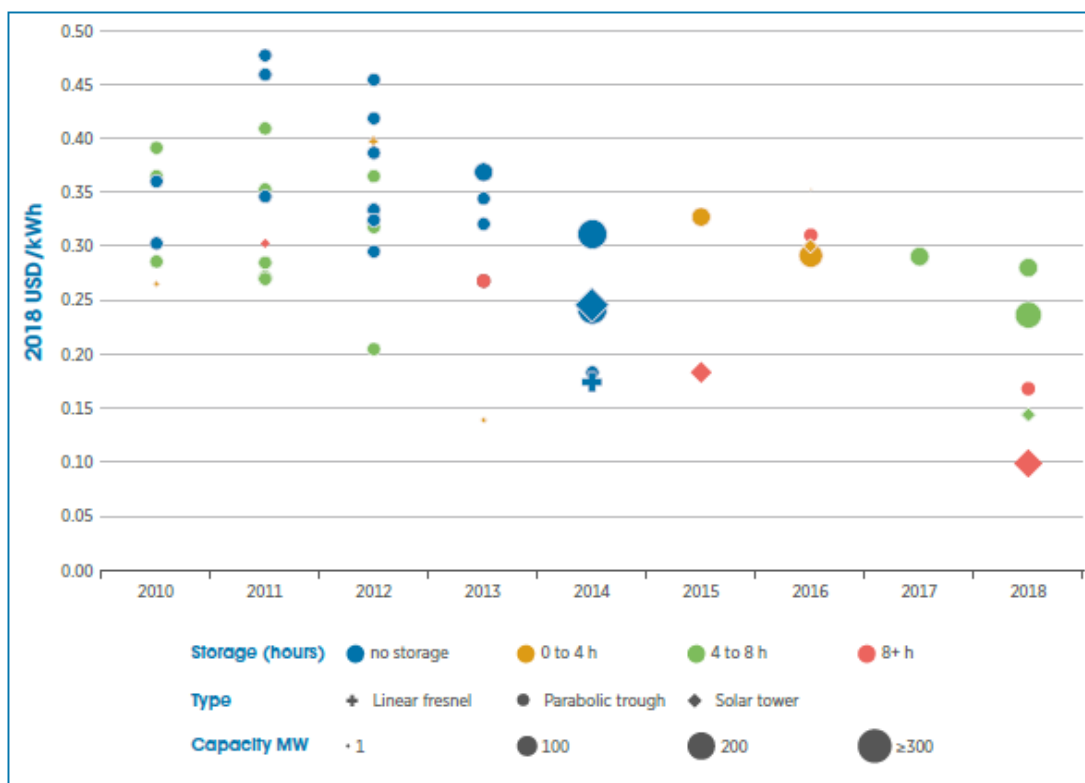


Figura 2.5. LCOE según el tipo de proyecto CSP y año. [10]

A continuación, se dispone a realizar una descripción más exhaustiva de cada tipo de tecnología, indicando su funcionamiento y ventajas y desventajas.

2.2.1 Tecnología de disco parabólico

Estado del arte y funcionamiento

El disco parabólico consiste en un disco parabólico que refleja la radiación en un receptor situado en el foco de la parábola, por lo que se trata del primer tipo de tecnología solar de concentración en un punto. Este receptor, el cual debe ser de cavidad para tratar de disminuir las pérdidas térmicas lo mayor posible, consta de un absorbedor que consiste principalmente en un banco de tubos que son calentados directamente por la concentración de flujo, y por donde circula el fluido de trabajo (normalmente helio o hidrógeno) del motor Stirling. Una vez generado el trabajo, este se transmite a un alternador, generando finalmente la energía eléctrica. Estas centrales cuentan con unidades independientes o módulos, como bien puede apreciarse en la figura 2.6, de manera que cada módulo es capaz de generar entre 5 y 25 kW de potencia eléctrica y además es la única tecnología CSP que utiliza el ciclo Stirling [16].

Centrales operativas

Es tal la inmadurez de esta tecnología que actualmente no existen centrales eléctricas operativas, aunque sí que existen algunas empresas como Tessera Solar que apuestan por esta tecnología y por su irrupción en el mercado en un futuro no muy lejano.

Sí que existen dos proyectos que se llevaron a cabo, consiguiendo ambas centrales de 1.5 MW, como son Maricopa y Tooele Army Depot, pero a día de hoy no están operativas [15].

Ventajas y desventajas

La simplicidad y modularidad de esta tecnología son las principales ventajas que posee, permitiendo abastecer de electricidad a zonas aisladas y poco pobladas, por ejemplo. A su vez, los ratios de concentración son realmente altos (de hasta 2000:1) y no requieren fluidos caloportadores de manera que solo existe el fluido de trabajo del ciclo Stirling, ahorrando así un importante coste tanto de fluido como de un posible intercambiador. Este motor Stirling es capaz de conseguir eficiencias más altas a las de los ya conocidos ciclos de Rankine, no obstante, las altas temperaturas conseguidas pueden llegar a ser un problema para el empleo de los materiales.

Esto sumado a la poca madurez de esta tecnología es lo que hace situar a los discos parabólicos como cuarta en cuanto a relevancia de las tecnologías de concentración solar [17].



Figura 2.6. Disco parabólico (SunCatcher™). [13]

2.2.2 Tecnología Fresnel

Estado del arte y funcionamiento

A diferencia de la tecnología de disco parabólico, los concentradores lineales Fresnel concentran la radiación a lo largo de una línea, y no en un solo punto. Su funcionamiento se basa en un campo de espejos formado por unos vidrios, que actúan como receptores de la radiación solar y la reflejan sobre un tubo absorbedor que compone el receptor. Existe también un segundo espejo auxiliar cilíndrico situado arriba del tubo absorbedor, cuya función se limita a reflejar la radiación solar que se ha desviado en un primer momento al haberse reflejado mediante los espejos principales. Los espejos principales constan de un solo eje de movimiento que se acciona por un motor para tratar de aprovechar la radiación solar al máximo a cada hora. En este caso, tampoco existe fluido caloportador, ya que el fluido que circula a través de los tubos (incluido el tubo absorbedor) es agua, que se evapora en el tubo absorbedor consiguiendo así vapor saturado o sobrecalentado, a una temperatura de unos 270 °C. Como es natural, este vapor se aprovecha en un ciclo Rankine para producir la electricidad deseada [17].

Sin embargo, están empezando a surgir nuevos diseños de tecnología Fresnel que usan sales fundidas, permitiendo así conseguir el tan preciado almacenamiento térmico que, aunque algunas centrales Fresnel la hayan conseguido mediante otros métodos, siempre constará de una mayor duración cuando se empleen sales fundidas.

Centrales operativas

Actualmente esta tecnología es la tercera más fuerte en el mercado. Como reflejan los datos de la figura 2.3, actualmente existen algo más de 157 MW de potencia instalada, con el 80% de ella sin capacidad de almacenamiento térmico. Sin embargo, se prevén 124 MW por implementar, de los cuales algo más del 88% serán diseñados con almacenamiento térmico.

Conviene destacar las plantas operativas actualmente con mayor importancia que son Dhursar, situada en la India y con 125 MW de potencia, lo cual abarca casi la totalidad de la capacidad instalada a día de hoy, y la planta de Puerto Errado 1 y 2, en Murcia (España), con 1.4 y 30 MW de potencia respectivamente. Se esperan al menos dos centrales con capacidad de 50 MW que están siendo desarrolladas (Zhangjiakou) o construidas

(Dacheng Dunhuang) [15].

Ventajas y desventajas

Debido a su gran similitud con la tecnología cilindroparábólica, es conveniente realizar la comparación directamente con esta.

En el caso de la tecnología Fresnel, esta cuenta con unos reflectores que son simples espejos de vidrio planos que están separados del receptor, lo cual permite rebajar el coste considerablemente con respecto a los reflectores parabólicos (tanto para su construcción y diseño como por ejemplo a la hora de realizar las labores de limpieza) que, aunque es cierto que dan una mayor eficiencia, esto no compensa tal disminución de costes. Sin embargo, los ratios de concentración de los Fresnel rondan los 20:1 mientras que los cilindroparábólicos llegan hasta los 80:1, lo que permite alcanzar temperaturas mucho más altas [17].

Por otro lado, la no utilización de fluido intermedio es una clara ventaja al permitir ahorrar de nuevo costes en fluidos e intercambiadores. No obstante, debido a las bajas temperaturas que alcanza el vapor, el rendimiento del ciclo es notablemente inferior llegando a estar 10 puntos por debajo de las centrales cilindroparábolicas, por ejemplo [17]. Hay un claro mercado objetivo para esta tecnología, el vapor de procesos.



Figura 2.7. Planta Termosolar de Tecnología Fresnel (Puerto Errado). [14]

2.2.3 Tecnología cilindroparábólica

Estado del arte y funcionamiento

Los CCP son captadores solares de concentración, que transforman la radiación solar directa en energía térmica, calentando un fluido de trabajo. El CCP consiste en un concentrador cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa sobre la línea focal de la parábola, en la que se sitúa el receptor: el tubo absorbedor. Por el interior del tubo circula el HTF.

Su funcionamiento se basa en unas filas o lazos de colectores que componen el campo solar, que aprovechan la radiación solar mediante el reflejo de esta a unos tubos absorbedores que componen el receptor. Estos tubos absorbedores están formados por tubos de acero con una capa selectiva, y su vez, existe un vacío entre este tubo y una cubierta de vidrio que lo rodea. Los colectores constan de un eje de movimiento para regir al sol en su movimiento.

El estado del arte utiliza distintos fluidos caloportadores, pero la disposición más extendida actualmente es la generación indirecta de vapor, que emplea aceite térmico sintético. Con un 26.5% en peso de difenilo y un 73.5% de bifenilo [17], el HTF (Heat Transfer Fluid) se calienta desde los 290 °C hasta los 390 °C, cediendo el calor al ciclo del agua para generar el vapor deseado que producirá la electricidad en su correspondiente ciclo de potencia, típicamente un ciclo Rankine.

Otro diseño de planta utilizado actualmente es aquel que cuenta con almacenamiento térmico indirecto, de manera que el diseño de la planta es prácticamente similar al anterior descrito, con la diferencia de que en este caso existe almacenamiento térmico. Al ser indirecto, lo típico suele ser el empleo de aceite térmico como HTF y de sales fundidas (típicamente 40% de KNO_3 y 60% de NaNO_3) para el fluido de almacenamiento térmico que, se ubican en dos tanques (uno caliente y otro frío), intercambiando calor con el aceite por medio

de un intercambiador de calor. En esta ocasión el rango de temperaturas del HTF es muy similar a la anterior, con la peculiaridad de que la temperatura alcanzada por las sales fundidas suele estar unos 5°C por debajo del HTF, en función de si se habla de temperatura fría o caliente.

Basado en este último diseño, también existe el de almacenamiento térmico directo, donde la sal fundida se usa como HTF como para fluido de almacenamiento térmico, por lo que se ahorra un intercambiador. De nuevo, existen dos tanques de almacenamiento térmico, aunque en este caso el rango de temperaturas del HTF es bastante distinto, ya que estas pueden alcanzar mayores temperaturas sin riesgo de descomposición térmica. En concreto las temperaturas son de unos 550 °C para la parte caliente y el tanque caliente y de unos 290 °C para la parte fría y el fluido frío.

Por último, pero no menos importante, existe un último diseño que produce vapor directamente, ya que utiliza el agua/vapor como HTF por lo que el agua llega al campo solar a través de las tuberías a una temperatura de unos 126 °C, altamente presurizada hasta los 85 bar. Una vez es calentada, se evapora alcanzando temperaturas de hasta 400 °C, de manera que ya es aprovechable para la generación de electricidad.

Centrales operativas

A día de hoy esta tecnología es, con gran diferencia, la más utilizada de las cuatro y sus 4.5 GW de potencia en operación son prueba de ello. Como bien muestra la figura 2.3, se prevé que el 89% de las nuevas centrales CSP de cilindroparabólico cuenten con almacenamiento térmico.

Solana Solar es un ejemplo de una planta termosolar cilindriparabólica en California que se encuentra operativa desde 2014 y que cuenta con 250 MW de potencia, con un diseño de generación indirecta de vapor, sin almacenamiento térmico. El HTF usado es el aceite sintético que, comercialmente es conocido como Therminol VP-1. [15]

Otro ejemplo, pero en este caso de generación indirecta de vapor con almacenamiento térmico indirecto es la reciente planta termosolar Xina Solar One en Sudáfrica, con una capacidad de 100 MW que utiliza aceite térmico como HTF y sales fundidas como fluido de almacenamiento térmico que, en este caso en concreto cuenta con 5.5 horas de almacenamiento.

Ventajas y desventajas

La mayor ventaja de esta tecnología es su madurez y asentamiento en el mercado, siendo la gran referencia para las otras tecnologías CSP. En consecuencia a esto, existen diversos diseños que pueden utilizarse dependiendo de lo que convenga para cada proyecto. Por descontado, otro gran punto a favor es la capacidad para implementar sistemas de almacenamiento térmico de una manera sencilla.

El mayor de los inconvenientes es que el aceite sintético utilizado como HTF no puede alcanzar temperaturas superiores a 400 °C porque, debido a sus características químicas, se acelera la velocidad de las reacciones de degradación, en especial el cracking térmico [17] y, por consiguiente, los rendimientos no son tan altos al no conseguir temperaturas demasiado elevadas. Por ello se están empezando a implementar diseños de almacenamiento directos con sales fundidas.



Figura 2.8. Planta Termosolar de cilindro parabólico (Valle 1 y Valle 2). [15]

2.2.4 Tecnología de torre

Estado del arte y funcionamiento

La tecnología de receptor central o torre concentra la radiación por medio de heliostatos en un solo punto ubicado en el receptor situado en la parte superior de la torre. El diseño típico actual consta de almacenamiento térmico directo con sales fundidas con una disposición similar a la de cilindroparabólico, es decir con dos tanques de almacenamiento térmico, uno caliente y otro frío.

El HTF, en este caso sales fundidas (típicamente 40% de KNO_3 y 60% de NaNO_3), circula a través del receptor, calentándose desde los 290 °C hasta los 565 °C aproximadamente y en función de las necesidades de la planta este va a parar al circuito para intercambiar calor con el bloque de potencia (ciclo Rankine), o al tanque caliente.

No obstante, también existen diseños algo más antiguos de generación directa de vapor que utilizan agua/vapor como HTF y otros sistemas de almacenamiento térmico, como puede ser a través de vapor presurizado.

Dado que este trabajo se centra en esta tecnología, en el apartado 2.3 se explica en mayor detalle el funcionamiento de cada elemento de una central de torre.

Centrales operativas

Con algo más de 870 MW de capacidad instalada actualmente, las centrales de torre se sitúan en segundo lugar, muy por detrás de la tecnología de cilindroparabólico. No obstante, como bien se comentó anteriormente están llamadas a coliderar junto a la tecnología cilindroparabólica e incluso a sobrepasarla si se consiguen implementar algunas mejoras propuestas de las que se hablará más adelante. [15]

La primera central termosolar de torre construida y probada comercialmente en el mundo se trata de PS10, situada en la provincia de Sevilla, España. Esta, activa aún a día de hoy cuenta con 11 MW de potencia y emplea vapor presurizado como fluido de almacenamiento térmico de una hora, así como agua/vapor de HTF [15]. De hecho, un par de años más tarde empezó a operar PS20, ubicada junto a PS10 y con un diseño similar, pero con una capacidad mayor, 20 MW de potencia.

Un diseño más reciente es la central, aún en construcción, Cerro Dominador, situado en el desierto de Atacama

en Chile. Su diseño, de 110 MW de potencia, está basado en sales fundidas que actúan tanto de HTF como de fluido de almacenamiento térmico, el cual está diseñado para 17.5 horas

Ventajas y desventajas

La ventaja principal de esta tecnología es el campo de mejora que tiene ya que, al tratarse de una tecnología de concentración en un punto y no en línea, como puede ser la cilindroparabólica, se pueden alcanzar temperaturas más elevadas, dando lugar a mayor eficiencia en el ciclo de potencia. Sin embargo, la mayor temperatura de trabajo (los nuevos desarrollos las sitúan en 700°C), supone un mayor requerimiento termomecánico de los materiales constructivos, con un mayor coste.

El almacenamiento directo con sales fundidas y su gran capacidad de almacenamiento es otra de las ventajas, habiendo actualmente plantas en construcción con 17,5 horas de almacenamiento (Cerro Dominador, Abengoa). Eso añadido a la simplicidad del campo solar por el que no existe circulación alguna de HTF, puede resumirse en un coste por cada MWh generado notoriamente inferior al de las centrales cilindroparabólicas [17]. De hecho, al aumentar la capacidad del almacenamiento térmico (MW) de una central de torre, el factor de capacidad aumenta significativamente más que al hacerlo en una Fresnel o cilindroparabólica [13].



Figura 2.9. Planta Termosolar de Receptor Central (Crescent Dunes). [16]

2.3 Centrales de receptor central

2.3.1 Estado del arte

Como bien se ha explicado anteriormente, las centrales de receptor central o torre están en un momento de auge donde los pasos que se están dando en la mejora de la tecnología son cada vez mayores. Aunque actualmente nos encontramos en la segunda generación de tecnología CSP, se habla ya de la tercera generación de esta.

Centrales termosolares que usan las sales de nitrato (mezcla eutéctica de 40% de KNO_3 y 60% de NaNO_3) como fluido caloportador y como fluido de almacenamiento térmico, operando a temperaturas entre los 290 y los 565 °C es el estado del arte de esta tecnología. De hecho, la figura 2.10 representa perfectamente este diseño.

No obstante, como bien se ha señalado antes, también existen diseños de centrales de torre con generación directa de vapor, empleando para ello agua/vapor como HTF y vapor presurizado para el almacenamiento térmico el cual no es tan eficaz como las sales fundidas. Lo que ocurre es que estos diseños tienen grandes dificultades para generar vapor sobrecalentado, así como una gran sensibilidad al paso de las nubes [17].

A modo de resumen, en la siguiente figura se sintetiza el esquema que engloba todos los elementos que van a describirse. Este esquema representa la disposición más común actual y consta de un sistema de almacenamiento térmico directo, siendo las sales fundidas el fluido de trabajo. Los heliostatos reflejan la radiación solar procedente del sol hacia el receptor de la torre, donde la sal fundida se calienta desde los 290 hasta los 565 °C. Una vez caliente pasa al tanque caliente de almacenamiento térmico y es entonces cuando pasa a intercambiar calor con el bloque de potencia, alimentando al generador de vapor que acaba produciendo la energía eléctrica mediante un ciclo Rankine. La sal una vez cede su calor vuelve hacia el tanque frío y de ahí de nuevo al receptor para volver a repetir el ciclo.

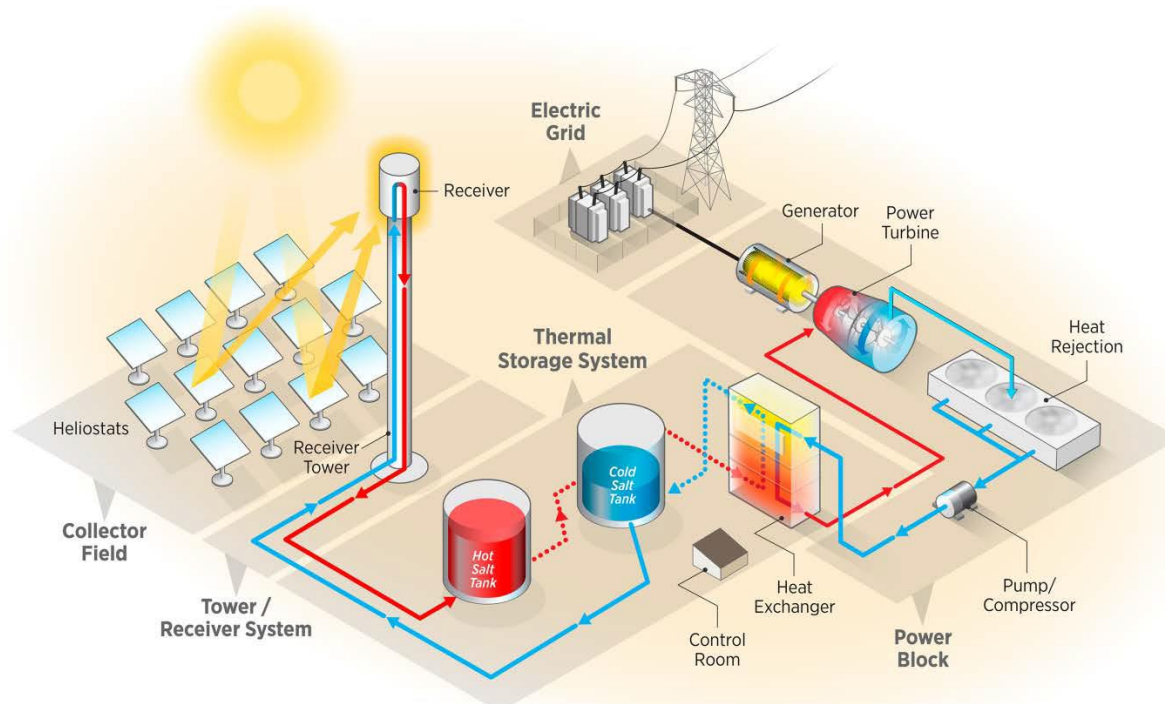


Figura 2.10. Esquema de central termosolar de torre con almacenamiento térmico directo y sales fundidas (estado del arte). [8]

A continuación, se explica con más detalle el funcionamiento de la tecnología solar de torre, dividido en varios puntos.

Heliostatos

Los heliostatos no son más que unos espejos que reflejan la radiación solar hacia el receptor de forma que hacen calentar al fluido caloportador. Estos deben seguir la imagen del sol en todo momento de manera que siempre se esté reflejando dicha imagen de la forma más óptima, consiguiendo concentrar en el receptor

aproximadamente el 97% de la radiación que llega [17]. Para ello, los heliostatos normalmente cuentan con dos ejes de rotación sobre los que está apoyado, formando una T, y que son controlados mediante un sistema de control. Además, este aparato está formado por diversas facetas que son unos módulos que conforman la superficie reflectante que, a su vez, está apoyada sobre una estructura de soporte.

Una función importante de los heliostatos es que, por medio del sistema de control, tienen la cualidad de desenfocar en caso de que llegue a existir sobrecalentamiento en el receptor, esto es, algunos de los espejos se sacan de seguimiento, dejando de reflejar la radiación en el receptor y reduciendo así la temperatura sobre el mismo.



Figura 2.11. Heliostato de Noor III en Marruecos. [17]

Destacar también que el tamaño de los heliostatos es altamente variable y depende en gran medida del diseño de cada central, pero suelen rondar los 100 m² de superficie. En cuanto al material utilizado, las facetas suelen ser de vidrio, aunque revestidas con una capa de plata o aluminio [23].

Fluido caloportador

El fluido caloportador es el encargado de conseguir la temperatura necesaria en el receptor para posteriormente hacer llegar esa energía al bloque de potencia donde se generará la electricidad. Existen numerosos fluidos utilizados como fluido caloportador en esta tecnología, pero el más utilizado es la sal fundida de la que se hablará más adelante. También podrían utilizarse fluidos gaseosos como el aire que permiten unas temperaturas más elevadas que en el anterior caso.

En cualquier caso, en la actualidad solo se utilizan dos fluidos, que son las sales fundidas y el agua/vapor de agua. En el caso del agua, esta se calienta en el receptor llegando a convertirse en vapor que se utiliza directamente en el ciclo de potencia sin necesidad de tener ningún intercambiador en la instalación. Se puede decir que el funcionamiento es similar a una planta de carbón convencional con ciclo de Rankine, ya que el agua se evapora y se sobrecalienta en el receptor hasta temperaturas de entre 250 y 500 °C para finalmente alimentar a la turbina y generar la electricidad. No ocurre lo mismo en el caso de las sales fundidas ya que estas sí que necesitan un intercambiador o generador de vapor, alcanzando temperaturas de hasta 565 °C aproximadamente. Además, esta sal es aprovechada y también se usa en los tanques de almacenamiento de energía térmica, gracias a sus buenas propiedades.

Receptor

El receptor es uno de los elementos más importantes de las centrales termosolares de torre ya que estos son los encargados de transformar la radiación térmica proveniente del sol en calor y por tanto altas temperaturas. Los receptores se clasifican principalmente en externos y de cavidad, aunque también existen los volumétricos. Sean del tipo que sean, los receptores comerciales actuales se componen de varios paneles con sus respectivos tubos dispuestos paralelamente, que están interconectados en configuración paralela o en serie. Por estos tubos pasa el fluido caloportador y es calentado gracias a los mecanismos de convección y radiación [23].

Los receptores de cavidad están asociados a la configuración de campo norte, es decir, con los espejos detrás de la torre, al norte de esta. Los receptores externos, sin embargo, están asociados a la configuración de campo circular, estando los heliostatos alrededor de la torre, que no está situada en el centro del círculo, sino desplazada ligeramente hacia el sur [17].

En el caso de que el fluido caloportador sea agua/vapor, este se separa en dos zonas principales que son la de

precalentamiento y evaporación y la de sobrecalentamiento y esto es debido básicamente a la diferencia entre el agua que actúa como líquido y el vapor que actúa como gas [23]. Sin embargo, la mayoría de plantas termosolares utilizan las sales como fluido caloportador y en este caso la disposición del receptor se puede decir que es unitaria al contrario que con agua/vapor.

Los receptores actualmente están fabricados de aleaciones de níquel e incluso de superaleaciones de níquel como puede ser el Inconel Alloy 625 (In625) o el Haynes 230 aún más utilizado, ya que este es el elemento que más altas temperaturas debe soportar [8].

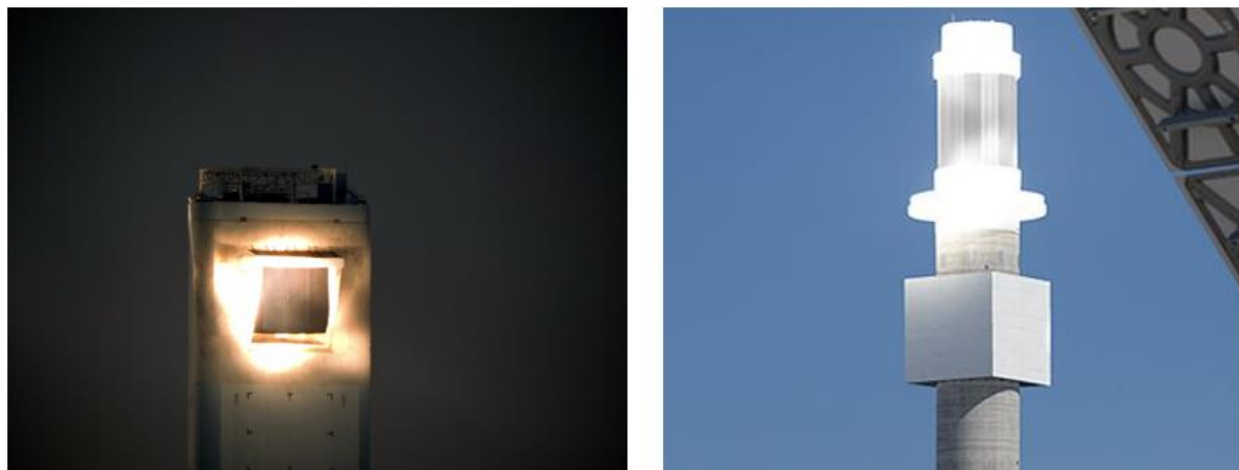


Figura 2.12. Receptor solar de cavidad (izquierda) [Abengoa] y externo (derecha). [18]

Torre

La torre no es más que el elemento estructural que soporta el receptor solar, aunque realmente también alberga al bloque de potencia. En función de las condiciones requeridas y la disposición del campo de heliostatos la altura de la torre será mayor o menor para que los costes queden lo más optimizado posible. Algunas compañías optan por dotar de un gran hueco a la torre, disminuyendo considerablemente los costes de construcción.

Si el campo solar está dispuesto según la configuración de campo norte, la altura requerida de la torre será mayor que si la configuración utilizada es de campo circular por lo que también lo será el coste asociado a la torre [17].

Almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico viene a consagrarse en las tecnologías termosolares y especialmente en las de receptor central. Gracias a las sales fundidas, estos sistemas son capaces de almacenar la energía excedente durante periodos de sol, pudiendo generar energía eléctrica en aquellos periodos donde no haya sol, por tanto. Esta novedosa solución viene para tratar de suplir la mayor carencia de las renovables que no es otra que la intermitencia. Las principales ventajas del almacenamiento térmico son:

- Generación de energía con disponibilidad flexible, pudiendo de esta forma generar la energía eléctrica cuando exista una mayor demanda o para aprovechar de una manera óptima el TOD.
- Mayor eficiencia del sistema ya que elimina la intermitencia causada por momentos del día en los que pasen nubes.
- El sistema de almacenamiento térmico consta de una alta eficiencia moviéndose en un rango de valores entre el 95% y el 99% [23].
- El tiempo de arranque de la central puede reducirse gracias a la energía almacenada.
- Mayor factor de capacidad ya que naturalmente la central aumenta considerablemente el número de horas de operación. Puede llegar a pasar de estar entre el 20-25% en un sistema sin TES hasta un 60-85% en uno con TES [24].
- Menor coste nivelado de la energía ya que se aumentan las horas a plena carga del bloque de potencia.

El diseño de almacenamiento térmico asentado en el mercado consta principalmente de dos tanques de

almacenamiento de sales, uno frío y otro caliente. En el tanque frío las sales se encuentran a unos 290 °C para evitar la solidificación de estas, mientras que en el tanque caliente las sales están a unos 565 °C, también líquidas, aprovechando por tanto el calor sensible para dicho almacenamiento de energía. Las sales, que parten desde el tanque frío, fluyen a través del receptor, donde se calientan y van a parar al tanque caliente. Una vez allí, el flujo de sales diseñado fluye hacia el generador de vapor y tras enfriarse vuelve hasta el tanque frío, desde donde se repite el ciclo.

Actualmente, para el tanque frío se emplea acero al carbono, típicamente el CS A516 Gr 70 con una buena resistencia. Para el tanque caliente se utiliza un acero inoxidable, normalmente el SS 347, debido obviamente a las mayores temperaturas de operación que se alcanzan.

Bloque de potencia

Actualmente, en las centrales termosolares de torre, la tecnología que se estila en lo relativo a los bloques de potencia son los ciclos Rankine, similares a los que utilizan las demás centrales convencionales. El funcionamiento se basa en la generación de vapor saturado o sobrecalentado que alimentará posteriormente a una turbina para finalmente generar la electricidad. Dependiendo de si el fluido caloportador es sales fundidas o agua/vapor existirá un generador de vapor o no, pero por lo general, cuando se habla de sistemas termosolares de torre, también se habla de sales fundidas por lo que la disposición típica es la del ciclo Rankine convencional.

Elementos auxiliares

Conviene destacar algunos de los elementos auxiliares que también intervienen en el funcionamiento de una central termosolar de torre. Estos elementos son básicamente las bombas, las válvulas, el traceado eléctrico y el aislamiento, el piping y los sensores.

Como no puede ser de otra forma, el objetivo de las bombas de la instalación no es otro que bombear el fluido de trabajo, en este caso las sales fundidas, a para que fluyan a través de las tuberías de la instalación. Las bombas utilizadas actualmente en las centrales termosolares con sales de nitrato son las bombas verticales, concretamente bombas de tipo cantiléver, para evitar así el uso de rodamientos en las sales. De esta forma es necesario la utilización de un cárter, con todos los problemas que eso puede conllevar [8].

Otro elemento fundamental en el circuito de tuberías son las válvulas, que se encargan de regular correctamente el flujo de las sales fundidas, especialmente en los arranques y paradas. Actualmente se suelen emplear válvulas con empaquetadura, aunque aún existe algún problema relativo al calentamiento uniforme en las paredes de la válvula. Estas válvulas emplean sellos de SS 347 y vermiculita.

El traceado eléctrico tiene la función de mantener la temperatura siempre por encima del punto de fusión (240°C), evitando los problemas de congelación y bloqueo en las tuberías de sales. En cuanto al aislamiento, este debe ser capaz de cubrir tuberías, válvulas y tanques. El traceado debe ser cubierto por una lámina de acero inoxidable antes de aplicarse la primera capa de aislamiento, el cual suele ser de fibra de vidrio o lana mineral [8].

El piping o la canalización comprende todo el elemento estructural de las tuberías en la instalación para que las sales de nitrato puedan fluir correctamente. El estado del arte de la tecnología de torre utiliza acero al carbono CS A106 Grado B para las tuberías frías y acero inoxidable AISI 304, 304H y 304L o incluso SS 347 para las tuberías calientes.

Los sensores son un elemento indispensable en cualquier instalación con un sistema de control. Para este caso se emplean medidores de flujo, sensores de presión, sensores de nivel para los tanques, controladores químicos en tiempo real (para controlar niveles de óxido, de humedad, corrosividad...) o monitores de flujo en tiempo real [8].

2.3.2 Mejoras propuestas

Es bien sabido que las centrales solares de torre son una de las tecnologías con mayor campo de mejora que existen en el mercado actualmente. El principal problema, como no puede ser de otra manera, es el coste asociado a esta tecnología y por ello, en 2011, el Departamento de la Energía de los Estados Unidos (DOE), lanzó la “SunShot Initiative” con el objetivo de conseguir generar electricidad con tecnologías CSP de una forma totalmente competitiva. Para ello, el DOE proponía un objetivo de LCOE de 6 ¢/kWh el cual se cree que puede conseguirse en la tercera generación de CSP que está a punto de entrar [8].

Una vez queda definido el estado del arte de la tecnología termosolar de torre, se procede a analizar pues, esas mejoras que, de ser testadas e implementadas favorablemente, llevarían a la tercera generación de esta tecnología, donde los costes serían significativamente menores. Dichas mejoras incluyen numerosas medidas a tomar, pero las más factibles pasan por la utilización de otras sales distintas a las ya conocidas sales solares (bien sales de carbonato o bien de cloruro) que permitan alcanzar temperaturas de trabajo más elevadas, del orden de 700 °C, para la implementación de ciclos con una mayor eficiencia (en torno al 50%) como puede ser el ciclo supercrítico de CO₂ o el de H₂O, en lugar del ya más que conocido ciclo de Rankine.

En concreto, el mapa de ruta realizado por NREL [8] establece unos objetivos de costes y mejoras en concordancia con el objetivo del DOE de un LCOE de 6 ¢/kWh. El campo solar no debe superar los \$75/m², ni un error óptico de 3 mrad, además de conseguir ratios de concentración superiores a 50 que permitan conseguir esas altas temperaturas, así como tener un ciclo de vida de al menos 30 años. El receptor tiene que llegar a conseguir temperaturas de hasta 720 °C y eficiencias de más del 90%, todo ello por menos de \$150/kW_{th}. En lo referente al TES, este debe suponer un gasto menor de \$15/kW_{th}, con eficiencias energéticas y exergéticas mayores del 99% y 95% respectivamente. Por otro lado, en lo relativo a los materiales, estos deben costar menor de \$1/kg y ser capaces de operar en un rango de temperaturas entre los 250 °C y los 800 °C. Finalmente, el ciclo sCO₂ debe poder trabajar con temperaturas mayores de 700 °C que consigan un rendimiento de al menos el 50%, además de tener un coste de menos de \$900/kW_e. De conseguir estos objetivos, se estaría hablando pues de una tecnología completamente competitiva en el mercado, la energía termosolar de receptor central.

Por suerte, el paso del tiempo favorece a la reducción de estos costes y a medida que se avanza en la curva de aprendizaje, disminuye el riesgo de la tecnología lo que, añadido a la feroz competencia asiática por abaratar costes, beneficia considerablemente esta bajada de costes.

2.3.2.1 Sales de almacenamiento térmico

Como bien se ha indicado anteriormente, las sales que se utilizan actualmente son las llamadas sales solares o sales de nitrato cuya composición es 60% de NaNO₃ y 40% de KNO₃ y cuya temperatura de operación está limitada entre los 240 °C y 565 °C correspondientes a la temperatura de solidificación y temperatura de descomposición respectivamente.

Con objeto de encontrar nuevas sales más eficientes hay que tener en cuenta que un fluido que actúe como HTF y como fluido de almacenamiento térmico debe contar con buenas propiedades térmicas y químicas que no son otras que un bajo punto de fusión (que evitaría algunas labores de operación y mantenimiento para estar siempre por encima de ese valor), alto calor específico (mientras mayor sea, mayor será la eficiencia del ciclo) y conductividad térmica, baja viscosidad (lo cual beneficiaría el ahorro de energía utilizada a la hora de bombear) estabilidad térmica a temperaturas del orden de 700 °C, compatibilidad química con el CO₂ o buen comportamiento a la corrosión [13].

Si bien es cierto que la temperatura de descomposición de las sales de nitrato puede aumentarse hasta los 600 °C, dicha temperatura sigue estando lejos del objetivo deseado. Un buen candidato pueden ser las sales de carbonato, las cuales han sido testeadas en composiciones de 32% de Li₂CO₃, 33% de Na₂CO₃ y 35% de K₂CO₃ llegando a aguantar temperaturas de hasta 700 °C antes de empezar a descomponerse.

A continuación, se muestra una tabla con las propiedades básicas de los dos tipos de sales.

Tabla 2.1. Principales propiedades de las sales de nitrato y de carbonato [24].

Fluido	Composición (% en peso)			Cp (J/g·K)	Temperatura de fusión (K)	Temperatura de descomposición (K)	C. energético (\$/kWh)
Sal solar (NaNO ₃ - KNO ₃)	60	40	-	1.5	240	600	8.8
Sal ternaria de carbonato (Li ₂ CO ₃ - Na ₂ CO ₃ - K ₂ CO ₃)	32	33	35	1.7	397	662	26.1

Las sales de carbonato destacan por su alto calor específico que incluso superan al de las sales solares, así como por su elevada temperatura de fusión y coste energético. Este alto calor específico, ligado a su alta densidad energética haría posible una disminución más que notable del volumen de los tanques de almacenamiento térmico con respecto a los actuales que contienen sales de nitrato.

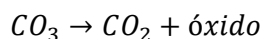
Partiendo de la base de que las sales de nitrato son una tecnología ya madura y asentada en el mercado, a continuación se explican los distintos problemas que hacen que, aún a día de hoy, no sea posible la implementación de estas novedosas sales de carbonato.

Los principales retos a superar de las sales de carbonato son los siguientes [25]:

- Temperatura de fusión muy elevada. Casi 160 °C mayor que la de las sales de nitrato, es un lógico inconveniente por la necesidad de tener que operar siempre con temperaturas superiores a 400 °C. No obstante, esta temperatura puede llegar a reducirse hasta en 75 °C mediante la adición de NaNO₃, KCl o NaOH.
- Temperatura de descomposición muy elevada. Por un lado, es un punto a favor porque así existe más margen de operación, pero claro eso también implica trabajar con temperaturas más altas por lo que el rango de operación se iría de los 240-565 °C de las sales de nitrato a los 400-700 °C de las sales de carbonato. Esto tendría efectos inmediatos en la elección de los materiales de tanques y tuberías, que se comentará más adelante.
- Desgraciadamente, el precio de estas sales es bastante elevado, costando \$2.4/kg frente a los aproximados \$0.72/kg [26] de las sales de nitrato. Este alto precio es debido fundamentalmente al carbonato de litio con un precio de unos \$6/kg, precio que además parece tener gran incertidumbre en su futuro debido a la alta demanda esperada de litio para baterías, entre otras cosas. La idea es que el coste de del sistema de almacenamiento térmico que emplea estas sales ronde entre los \$27-30/kWh, frente a los \$58-66/kWh, que tendrían actualmente [8].
- Cuando la atmósfera que envuelve a la sal es aire, esta adquiere una pobre estabilidad térmica por lo que a los 600 °C aproximadamente empieza la descomposición térmica, situación a la que no se debe llegar en ningún momento. Aunque se puede llegar a aumentar este punto de fusión hasta los 650 °C con atmósfera de aire, una posible solución podría ser el uso de una atmósfera de CO₂ ya que este es intrínsecamente compatible con el carbonato y podría conseguirse alejar el punto de fusión hasta los 750 °C [25]. A priori, esto parece una solución bastante factible pero como bien se va a explicar a continuación, los tanques necesitan respirar, por lo cual esto provocaría una fuga constante de CO₂ liberando grandes cantidades de este gas y por tanto incumpliendo el objetivo principal de las energías renovables. Por eso la atmósfera de aire es la única opción interesante.

No obstante, se están estudiando otros tipos de sales como cloruros, donde las mezclas de MgCl₂ y KCl por un lado y de ZnCl₂, NaCl y KCl por otro, son dos buenas candidatas. La primera de ellas cuenta con un coste por kg realmente barato y la segunda con un bajo punto de fusión. Aunque puede llegar a mitigarse la corrosión en ambas y más allá de algunas propiedades térmicas y químicas no tan buenas, el gran problema de estas sales es su gran corrosividad en contacto con aire o agua, y esto es lo que realmente hace más interesante a las sales de carbonato ya que estas sí que presentan un buen comportamiento a la corrosión [8].

Por tanto, una de las mayores dificultades a la que aspira esta tercera generación de centrales termosolares de torre, es poder lidiar con la problemática de las sales de carbonato. Tanto las sales de nitrato como las de carbonato, al llegar a la temperatura de descomposición desencadenan la siguiente reacción:



Como bien se ha indicado anteriormente, la descomposición de las sales de carbonato empieza a tener lugar a partir de los 700 °C aproximadamente por lo que nunca debería llegarse a dicha temperatura en el tanque de almacenamiento de sales calientes, ya que en caso de llegar a esa temperatura habría que tratar de inhibir la reacción haciendo que se ralentice o detenga, así que es más conveniente simplemente controlar mediante los sistemas de control que nunca se alcancen tan altas temperaturas.

Surge entonces la idea de la utilización de la atmósfera de CO₂ ya que, debido a su compatibilidad intrínseca con las sales de carbonato, puede conseguirse aumentar la temperatura de descomposición de 650 °C con atmósfera de aire hasta los 700°C, como ya se explicó en el punto anteriormente, pero se desecha rápidamente debido a la respiración de los tanques [25], que funciona de la forma siguiente.

Operación de Carga

Las sales transcurren desde el tanque frío, que se encuentra a 450 °C, calentándose en el receptor hasta los 650 °C para finalmente ir al tanque caliente, de forma que se almacena la energía térmica. Durante el proceso de carga, el nivel de sales del tanque frío disminuye mientras el nivel de sales sube en el tanque caliente. De igual forma el volumen de la fase gaseosa libre en ambos tanques cambia de forma inversa. Con objeto de nivelar las presiones en ambos tanques y no sufrir sobrepresiones, existe una línea de equilibrio entre ambos, como puede apreciarse en la figura 2.13, de forma que el aire sobrante del tanque caliente va a parar al tanque frío lo que a priori provocaría una igualdad de presiones, aunque lo cierto es que no se consigue realmente. Esto es debido a que el aire caliente, al entrar al tanque frío y ponerse en contacto con el aire frío, se enfría y por tanto se contrae, disminuyendo su volumen por lo que no se consigue esa igualdad real de presiones. Por eso es necesario suministrar aún más aire al tanque frío para, de esa forma, conseguir la igualdad de presiones absoluta. Hay que tener en cuenta que ese aire suministrado no puede ser atmosférico porque la humedad daría problemas de corrosión en las paredes y es por eso por lo que se emplea aire seco.

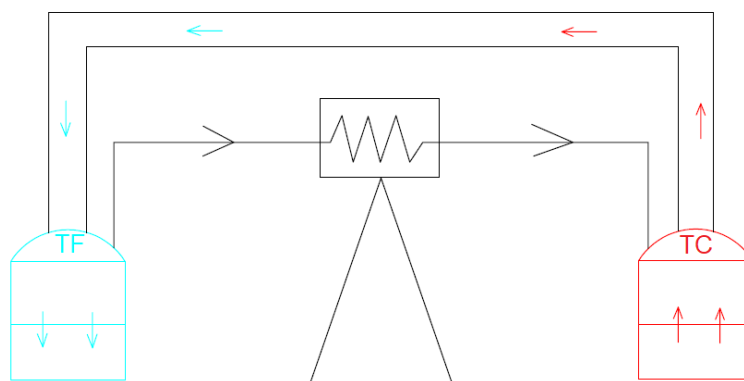


Figura 2.13. Carga de sales del Tanque Frío al Tanque Caliente

Operación de descarga

Una vez que la energía térmica del tanque caliente se ha aprovechado por completo, se comienza con la labor de descarga para volver a repetir el ciclo una vez el sol vuelve a salir. De igual manera que en la carga, las sales realizan un recorrido de un tanque a otro, aunque en este caso es el camino inverso, del tanque caliente al tanque frío. Es por ello que ahora es el tanque caliente el que empieza a llenarse de aire, frente al frío donde el aire comienza a sobrar y aunque, como se dijo anteriormente existe un regulador de presión, en este caso debido al aumento de temperatura que sufre el aire frío al cambiar al tanque caliente, se produce una expansión por lo que el volumen de aire aumenta y será necesario realizar un venteo en el tanque caliente para así liberar aire y nivelar las presiones, provocando así la respiración del tanque.

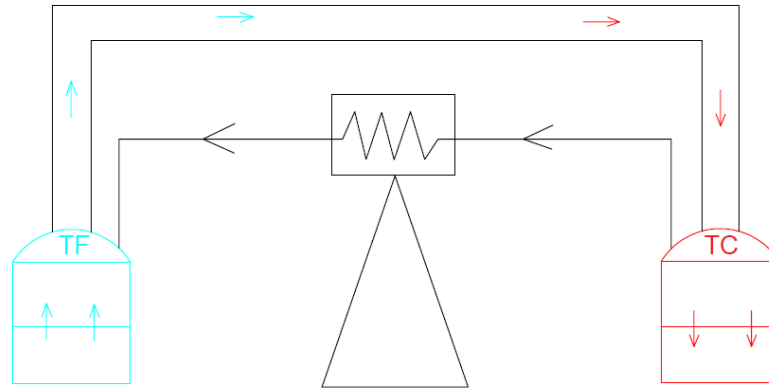


Figura 2.14. Descarga de sales del Tanque Caliente al Tanque Frío

Dicha respiración se lleva a cabo con aire seco, un gas que no supone ningún problema medioambiental. Si existiera un problema si se hubiese tomado la decisión de optar por el uso de CO_2 como gas de cobertura en los tanques de sales. Aun cuando el CO_2 permite aumentar la estabilidad de las sales de carbonato en 50°C , durante la respiración de los tanques se generarían toneladas de CO_2 emitidas a la atmósfera, lo cual nos desviaría del objetivo principal de esta tecnología. Por ello, la idea es utilizar una atmósfera de aire generando un salto de temperatura de las sales de carbonato entre 400 y 650°C , un salto de temperatura que es ligeramente inferior al que se emplea actualmente con las sales de nitratos en las centrales solares.

2.3.2.2 Ciclo supercrítico de CO_2

Con objeto de dar el salto a la tercera generación de CSP, el ciclo supercrítico de CO_2 es otra implementación obligatoria a tener en cuenta. Basado en el ciclo Brayton, es un ciclo cerrado capaz de convertir el CO_2 en energía eléctrica, a diferencia del ciclo Rankine que lo hace con el vapor [8].

El DOE no tiene dudas en situar al ciclo supercrítico de CO_2 como el ciclo mejor posicionado para esta nueva generación y es que la característica más interesante de este ciclo de potencia es el rendimiento que puede llegar a alcanzar, que se sitúa en hasta un 50% , superando en más de siete puntos al rendimiento de un ciclo Rankine típico. Además, la alta densidad del CO_2 cerca de su punto crítico supone un menor peso y volumen para el sistema, así como menores pérdidas térmicas y bloques de potencia más simples, lo que facilita las operaciones de instalación, operación y mantenimiento [8].

Básicamente existen tres configuraciones de ciclos sCO_2 estudiadas hasta la fecha: simple, de recompresión y de enfriamiento parcial, que se muestran en la siguiente figura.

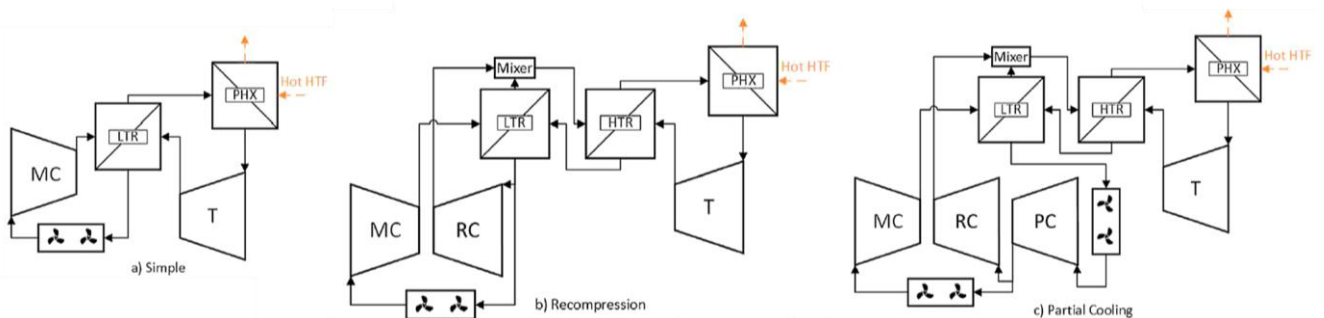


Figura 2.15. Configuraciones típicas del ciclo sCO_2 : a) Simple, b) Recompresión, c) Enfriamiento parcial. [27]

El primero de ellos, el simple, está formado por un compresor, una turbina, un enfriador, un recuperador y un intercambiador de calor primario. El HTF cede calor al CO_2 a través del intercambiador primario de manera que este se expande en la turbina. Posteriormente el gas caliente de escape de la turbina se aprovecha por medio del recuperador, elevando la temperatura del gas a la salida del compresor [27].

En segundo lugar, está el ciclo de recompresión, que añade un compresor aguas arriba del enfriador, así como otro recuperador de modo que existe uno de temperatura alta y otro de temperatura baja. Además, también

cuenta con un elemento mezclador que mezcla el flujo procedente del recompresor y del recuperador de temperatura baja para que ganen calor finalmente en el recuperador de temperatura alta. La idea de esto es tratar de mejorar la eficiencia del ciclo con respecto al de ciclo simple [27].

Finalmente, el ciclo de enfriamiento parcial es muy similar al de recompresión con la diferencia de que en este, justo entre el recuperador de temperatura baja y el recompresor, se añade un compresor de primera etapa precedido de un enfriador. El ciclo tiende a operar con ratios de presión más elevados a través de la turbina por lo que, de este modo, se conseguiría una mayor densidad energética que en el ciclo de recompresión, disminuyendo la recuperación requerida por el ciclo [27].

No obstante, a la hora de evaluar qué ciclo puede ser el que mejor se adapte a la tecnología CSP, la opción del ciclo de recompresión se muestra realmente interesante a la hora de implementarlo en una central CSP, debido sobre todo a la gran eficiencia que puede llegar a alcanzar.

A continuación se muestra un esquema de tal y cómo quedaría la disposición de la planta al contar con un ciclo sCO_2 de recompresión.

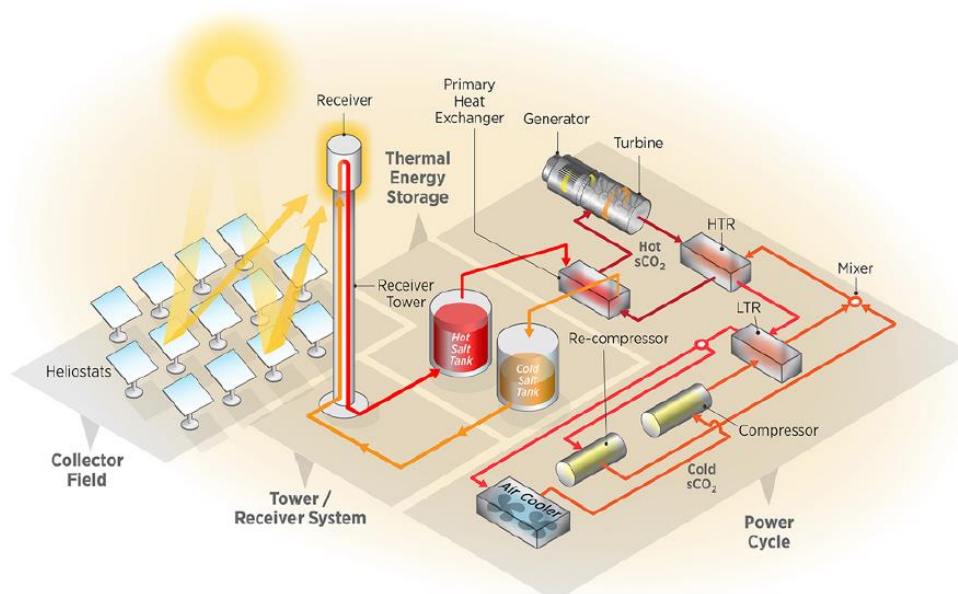


Figura 2.16. Esquema de central termosolar de torre de sales fundidas con ciclo sCO_2 de recompresión. [27]

2.3.2.3 Elementos de la instalación

El hecho de aumentar más de 100 °C en las temperaturas de operación no pasa desapercibido por los materiales que componen los elementos que soportan estas temperaturas y es que, teniendo en cuenta que en una instalación actual de torre, los materiales empleados por lo general no aguantan más de 600 °C, esto supone un nuevo problema a considerar. Teniendo en cuenta que la nueva temperatura máxima de operación va a rondar los 700 °C, los materiales actuales no van a poder ser utilizados en todos los lugares que eran empleados anteriormente.

Por ello, el receptor deberá seguir fabricándose con Haynes 230 principalmente (una superaleación de níquel, cromo, tungsteno y molibdeno), ya que dicho material es más resistente térmicamente que el In625. Las bombas, por su parte, necesitarán nuevos diseños y materiales, particularmente aquellas del tanque caliente, por lo que la opción de bombas externas no puede ser descartada. De igual forma ocurrirá con los otros elementos tales como las válvulas, tuberías o sensores [8].

El mayor de los problemas viene en el diseño de los nuevos tanques, especialmente en el tanque caliente que alcanzará temperaturas de hasta 700 °C. Como es obvio, ya no se podría utilizar ni el CS A516 Gr 70 para el tanque frío ni el SS 347 para el tanque caliente, pero sí que se podrá usar el SS347 para el tanque frío ya que estará a unos 400 °C. La mayor dificultad viene en el tanque caliente, para el cual se han estudiado diversos materiales y diseños. Una primera solución sería la utilización de materiales más resistentes térmicamente y el In625 del que ya se ha hablado antes, es un buen candidato para esto. No obstante, el alto coste de este material es su mayor desventaja así que puede ser conveniente desarrollar otro diseño de tanque que emplee materiales

refractarios para abaratar costes.

Referente a la primera idea de utilizar superaleaciones como la de In625 para el tanque caliente, existen ya estudios que demuestran la no viabilidad del proyecto y Turchi lo explica perfectamente en [28], donde concluye que el coste del tanque caliente es unas tres veces mayor que en una central cilindroparabólica con sales fundidas y almacenamiento térmico directo (estado del arte).

No obstante, en este trabajo se modelarán ambos diseños de manera que una comparación más completa pueda llevarse a cabo.

3 MODELAJE

3.1 Descripción del análisis

En este capítulo del trabajo se llevará a cabo la descripción y el análisis de los dos modelos objeto de estudio de forma que puedan compararse entre ellos. Para llevar a cabo esta labor, se ha optado por la utilización de la herramienta System Advisor Model, SAM en adelante, el cual es un modelo informático desarrollado por NREL del U.S. Department of Energy que trata de analizar los aspectos económicos y tecnológicos de proyectos basados en la industria de energía renovable.

SAM [29] es básicamente un software gratuito donde se elige tanto un modelo financiero como una serie de valores que caractericen el correcto funcionamiento del proyecto. Dichos valores vienen determinados en su mayoría en SAM con un valor por defecto a modo de ayuda para usuarios con menos conocimientos, aunque podrán ser modificados si el usuario así lo requiere. Dependiendo de estos valores de entrada, SAM realiza la consecuente simulación y concluye con unos resultados que son de interés para evaluar los costes y las inversiones en un proyecto de ese tipo.

La herramienta está formada por una interfaz de usuario que conecta directamente al mismo con el programa a través de las variables de entrada que describen, como bien se ha indicado, tanto las características físicas del sistema como los valores de coste y financieros. Además, permite controlar las simulaciones de manera que se puede realizar una simple o simulaciones paramétricas que permiten evaluar mejor los resultados para poder optimizarlos.

Los resultados vienen desglosados en años, meses y horas para hacer así un análisis mucho más exhaustivo. Ejemplos de esto puede ser la producción de energía o el Cash Flow del proyecto. No obstante, también existen otros resultados de gran interés que son globales como el LCOE o el factor de capacidad. Los resultados se muestran en una pantalla final de manera intuitiva en forma de gráficas y tablas personalizables para el usuario.

Por todo esto y, dado que SAM es capaz de simular proyectos termosolares de concentración solar de torre, se ha elegido al software para realizar la comparación entre los dos modelos de central eléctrica, que se detallan a continuación.

El objetivo principal del análisis no es otro que tratar de comparar la viabilidad económica de los dos modelos que se exponen a continuación, y de alguna forma tratar de investigar y estudiar las nuevas mejoras que se están empezando a implementar en este campo. Dicha comparación se hará con distintos parámetros como puede ser el LCOE, PPA o CAPEX.

“Un PPA (Power Purchase Agreement) es un acuerdo de compraventa de energía limpia a largo plazo desde un activo concreto y a un precio prefijado entre un desarrollador renovable y un consumidor —por lo general, empresas que necesitan grandes cantidades de electricidad— o entre un desarrollador y un comercializador que revenderá la energía... es un compromiso que permite al desarrollador renovable tomar una decisión de inversión bajo criterios de rentabilidad vs. riesgo y/o conseguir la financiación necesaria para ejecutar el proyecto” [30].

El CAPEX (Capital Expenditure) básicamente es la inversión realizada en el inmovilizado fijo de una empresa (edificios, terrenos, maquinarias, etc.) con el objetivo de mejorar el valor de su activo no corriente. Para este caso en concreto, el CAPEX puede definirse como el cociente entre el coste de construcción y la producción de energía total, con unidades de \$/MWh.

Para realizar esta comparación, en primer lugar, se tendrá como referencia un primer modelo basado en el estado del arte de la tecnología termosolar de torre, el cual se optimizará correspondientemente de manera que se encuentre un valor del SM (múltiplo solar) que haga el LCOE mínimo.

El múltiplo solar se define como el ratio entre la potencia térmica generada por el campo solar y la potencia térmica requerida por el bloque de potencia en condiciones nominales. Es decir, de alguna forma representa el sobredimensionado que necesita un campo solar para cubrir un excedente de energía térmica que se traduce

finalmente en un almacenamiento de energía térmica, por lo que este factor siempre será mayor que uno y solo tiene sentido cuando se habla de sistemas con almacenamiento térmico propio integrado. Por ello, a primera vista puede creerse que a medida que aumenta este factor, mayor será la gestionabilidad de la central, ya que existirá un gran exceso entre la energía generada en el campo, que deberá almacenarse correspondientemente, y la necesaria para generar electricidad en condiciones nominales, lo cual se traduce en una mayor producción de energía y reducción del LCOE. No obstante, hay que tener en cuenta que llegará un punto óptimo de manera que el aumento en la producción de energía provocada por instalar más heliostatos no se vea compensada por el aumento de costes provocados al aumentar el mismo campo de heliostatos, existiendo entonces un punto óptimo donde el LCOE sea el mínimo posible. En otras palabras, llega un punto a partir del cual instalar más heliostatos en el campo solar deja de ser eficiente puesto que estos no son capaces de compensar sus propios costes de instalación.

Una vez se consiga el óptimo de la planta, se implementará el segundo modelo con sus correspondientes mejoras propuestas y se tratará de igualar para un campo de heliostatos similar, para así realizar las comparaciones pertinentes.

3.2 Modelo base común para SAM

Para llevar a cabo la comparación, se va a establecer un modelo de central con unas características comunes para cada uno de los dos modelos a analizar.

La central en cuestión utiliza la tecnología solar de torre o receptor central, con sales fundidas tanto como HTF como fluido de almacenamiento térmico. Además, conviene señalar que la disposición que se sigue en el esquema de la central es la misma para los dos modelos, dejando de lado que puedan existir otro tipo de ciclo o fluidos. Los valores principales que la definen se muestran en las tablas siguientes:

Parámetros principales

Se muestran a continuación los primeros valores de entrada que es necesario facilitar a SAM en la pestaña “Diseño del Sistema”.

Tabla 3.1. Parámetros principales

Parámetros principales	
Producción bruta de la turbina	110 MWe
Factor de conversión de energía bruta a neta	0.9
Múltiplo Solar	Parámetro a optimizar
Horas de almacenamiento térmico	13

Se define un factor de conversión de energía bruta a neta de 0.9 por lo que 11 MW serán empleados por la propia central para hacer funcionar su maquinaria. Además, la ubicación del proyecto será en el desierto de Atacama (Chile), donde existe una gran radiación directa de $7.5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ y una difusa de $1.28 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, de manera que la DNI (Direct Normal Irradiance) elegida en el punto de diseño será de 940 W/m^2 .

Campo de heliostatos

El campo de heliostatos se dispone circularmente alrededor de la torre, de manera que cada modelo contará con un número distinto de heliostatos, así como una disposición distinta ya que SAM optimiza este campo de heliostatos en función de los valores de entrada.

SAM hace uso de un algoritmo llamado SolarPILOT para la optimización del campo de heliostatos de manera que la función objetivo sea la óptima, es decir que el “coste de la energía” sea el mínimo posible. Hay que tener en cuenta que este coste de la energía no es lo mismo que el LCOE, y solo tiene sentido en este contexto de optimización de SAM. De esta forma SAM realiza varias iteraciones y encuentra los valores óptimos de la altura de la torre y la geometría del receptor (altura y diámetro), así como el número de heliostatos y su disposición o layout.

Tabla 3.2. Campo de heliostatos

Campo de heliostatos	
Anchura del heliostato	13 m
Altura del heliostato	11 m
Factor de reflectancia del espejo	0.9

Además, existen más valores de entrada que están relacionados con la operación de los heliostatos, el lavado de estos, el área del terreno, restricciones del campo solar o más propiedades de los propios heliostatos. Dichas variables de entrada han sido seleccionadas teniendo en cuenta los valores por defecto que facilita SAM para estos casos.

Torre y receptor

Como bien se comentó anteriormente, los valores referentes a la geometría de la torre y el receptor serán calculados por el propio programa SAM gracias a su algoritmo de iteración según el cual consigue el óptimo coste de la energía. Por tanto, en cada modelo a analizar se encontrarán unos valores distintos para la altura de la torre, así como para el diámetro y la altura del receptor, los cuales implicarán a su vez otros resultados.

El patrón de flujo que siguen las sales fundidas al entrar en el receptor para calentarse es el número 2 de la siguiente figura. El flujo entra por la parte sur de manera que se desvía tanto a sureste como a suroeste para posteriormente seguir un serpentin y después de eso acabar cruzándose y saliendo por la parte norte finalmente. Esta es la disposición más favorable para el hemisferio sur, que es el caso que concierne a este trabajo.

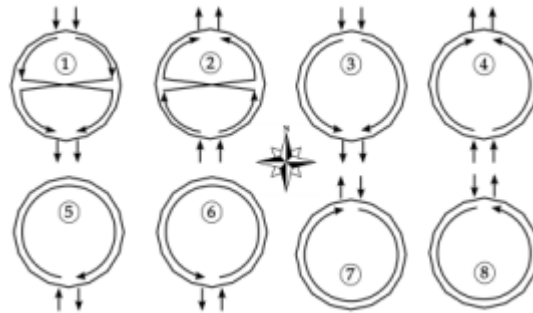


Figura 3.1. Configuraciones típicas del patrón de flujo en el receptor (SAM).

Se muestran una serie de datos comunes para ambos modelos en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Receptor

Receptor	
Diámetro de los tubos	50 mm
Espesor de los tubos	1.5 mm
Número de paneles del receptor	20
Flujo máximo en el receptor	1200 kWt/m ²
Emitancia y absortancia	0.88-0.94
Flujo máximo en el receptor	1200 kWt/m ²
Tipo de receptor	Cilíndrico

En lo relativo a las pérdidas, se modelan unas pérdidas estimadas de calor en el receptor de 30 kWt/m² mientras que el piping se diseña con unas pérdidas de 10200 Wt/m que dependerán fundamentalmente de la longitud de la torre.

Además, dado que SAM solo permite la elección del acero SS AISI316 como material de las tuberías del receptor, el sistema deberá simularse con dicho material pero corrigiendo el correspondiente coste por la implementación del Haynes 230 como material base.

Ciclo de potencia

Conviene señalar algunos parámetros generales que serán similares para los dos modelos independientemente de si se utiliza el ciclo supercrítico de CO₂ o el ciclo convencional de Rankine.

Tabla 3.4. Ciclo de potencia

Ciclo de potencia	
Energía necesaria de la bomba para mover el HTF	0.55 kW/kg/s
Fracción de energía térmica requerida para el standby	0.2
Fracción de energía térmica requerida para el arranque	0.5
Tiempo de arranque del bloque de potencia	0.5 horas
Factor de generación mínima de la turbina	0.2
Factor de generación máxima de la turbina	1.05

La fracción de energía térmica requerida hace alusión a la fracción de la corriente de energía de la turbina requerida por el almacenamiento para mantener el ciclo en standby. La fracción de energía requerida para el arranque, sin embargo, la hace a la fracción de la corriente de energía de la turbina requerida por el sistema durante el arranque.

El factor de generación mínima de la turbina se refiere al valor mínimo por el cual el bloque de potencia no genera electricidad. Ocurre lo contrario con el factor de generación máxima de la turbina que hace referencia al valor máximo de producción de electricidad del bloque de potencia, de manera que, si se excede la energía, el sistema tendría que desenfocar alguno de los heliostatos.

Adicionalmente, el flujo de masa del fluido caloportador en el ciclo, que será distinta para cada modelo, queda definido mediante la siguiente expresión:

$$\dot{m}_{HTF} = \frac{P_{ciclo}}{C_p \cdot (T_{C_{HTF}} - T_{F_{HTF}})}$$

Donde:

\dot{m}_{HTF} = flujo másico del HTF en el ciclo [kg/s]

P_{ciclo} = Potencia térmica del ciclo [kWt]

C_p = Calor específico del HTF [kJ/(kg·K)]

$T_{C_{HTF}}$ = Temperatura caliente del HTF [°C]

$T_{F_{HTF}}$ = Temperatura fría del HTF [°C]

Almacenamiento térmico

El sistema de almacenamiento térmico se basa en dos tanques, uno que contiene las sales calientes y otro que contiene las sales frías de manera que las sales van circulando a través del circuito y calentándose hasta almacenarse en el tanque caliente y de alguna forma cargarlo de energía.

Este sistema queda definido por su capacidad de almacenamiento térmico, el cual se expresa como el producto del número de horas de capacidad total de almacenamiento térmico y de la potencia térmica del ciclo. También debe hacerse mención al volumen disponible del fluido de almacenamiento térmico, que es calculado por SAM haciendo uso de nuevo del número de horas de capacidad total de almacenamiento térmico, además de la capacidad del bloque de potencia. De esta manera, ambos valores obtendrán valores diferentes para cada uno de los dos modelos a analizar.

Cada tanque está definido con una altura de 12 metros y adicionalmente, tanto el tanque caliente como el frío disponen de un calentador eléctrico que, en caso de que la temperatura bajase drásticamente, estos calentadores siempre la mantendrían por encima de la temperatura de solidificación de las sales.

Costes y parámetros económicos

En lo referente a los costes de los equipos, sistemas y demás, SAM desglosa varias partidas a las cuales les asigna un coste por defecto en concreto, que son valores realmente cercanos a la realidad por lo que se tendrán en cuenta a la hora de analizar los modelos. A su vez, SAM distingue principalmente entre costes directos, costes indirectos y costes de operación y mantenimiento.

En concreto SAM proporciona valores de **costes directos** para el campo de heliostatos, la torre y el receptor, almacenamiento térmico, bloque de potencia y contingencia.

En primer lugar, el **campo de heliostatos** cuenta con tres partidas diferentes las cuales son la mejora y preparación del terreno, el coste en sí del campo de heliostatos, que engloba la instalación y unidades de estos, el cableado, la mano de obra y demás equipamiento requerido, y una partida reservada a todos los costes directos que no aparezcan en ninguna de las categorías de SAM. Esto ocurre así porque realmente SAM emplea los costes totales de instalación (que engloba tanto costes directos como indirectos) para realizar los cálculos, de forma que las distintas categorías solo sirven a modo de guía para el usuario. Dicho esto, para la mejora y preparación del terreno se elige un valor de \$16/m² y para el campo de heliostatos \$140/m², siendo el “área reflectiva” por la que se multiplicarán estos valores. No se ha creído oportuno añadir ningún coste directo más en la partida antes mencionada.

En lo relativo a la **torre y el receptor**, el coste de ambos se modela por una función exponencial definida por un coste fijo y un exponente.

En el caso del coste de la torre, este queda definido por la siguiente expresión:

$$C_{TORRE} = C_{FIJO} \cdot e^{(k \cdot (H_T - \frac{H_R}{2} + \frac{H_H}{2}))}$$

Donde:

C_{TORRE} = Coste total de la torre

C_{FIJO} = Coste fijo de la torre, que engloba la construcción, materiales y mano de obra

k = Exponente de escala del coste de la torre, que relaciona el coste de la torre con su altura

H_T = Altura de la torre

H_R = Altura del receptor

H_H = Altura del heliostato

El coste del receptor queda definido por:

$$C_{RECEPTOR} = C_{REF} \cdot \left(\frac{A_{RECEPTOR}}{A_{REF}} \right)^{k_R}$$

Donde:

$C_{RECEPTOR}$ = Coste total del receptor

C_{REF} = Coste de referencia del receptor, que incluye el coste por área de referencia englobando costes de instalación, mano de obra y equipos

$A_{RECEPTOR}$ = Área del receptor

A_{REF} = El área de referencia en el que se basa el coste de referencia del receptor

k_R = Exponente de escala del coste del receptor, que relaciona el coste del receptor con el área del mismo

De todas formas, el coste realmente importante es el global, por lo que los valores de los parámetros recientemente descritos no tendrán gran importancia, salvo para los cálculos que realiza SAM.

En siguiente lugar, se encuentran los costes de **almacenamiento térmico**, en unidades de \$/kWh, incluyendo la instalación del sistema de almacenamiento térmico con las sales, junto a su equipamiento necesario y respectiva mano de obra.

Los costes del **bloque de potencia** cuentan con tres partidas, todas ellas en unidades de \$/kWe, que están

destinadas a los costes de un posible apoyo a la central con energía fósil, al propio ciclo de potencia y al coste general de la planta. El primer coste será inexistente en ambos modelos ya que estos no requieren de ningún tipo de apoyo de energía fósil o similar. El coste del ciclo de potencia incluirá tanto la instalación de los componentes como el equipamiento y mano de obra necesario. El coste general de la planta incluye la instalación de los demás componentes y elementos de control, así como la construcción de edificios y su correspondiente mano de obra y equipamiento requerido.

Finalmente, se establece un coste de **contingencia** que trata de tener en cuenta la incertidumbre de estos costes, por lo que un valor del 7% se cree bastante conservador para este caso.

A continuación, se definen los **costes indirectos** que son aquellos que no pueden ser identificados con un equipo en concreto o algún servicio de instalación.

Destacan tres partidas principalmente, que son el **EPC** (Engineering-Procure-Construct), el **impuesto sobre las ventas** y el coste asociado a las **compras de terrenos**. El primero de ellos engloba los costes relacionados con el diseño y la construcción del proyecto y el permitting, consultoría, estudios geotécnicos y ambientales o desarrollo del proyecto son buenos ejemplos de lo que significa esto. Por ello se establece un coste del EPC del 13% de los costes directos. El impuesto sobre ventas, por otro lado, queda definido como el 80% de los costes directos multiplicados por la tasa del impuesto sobre ventas, que es del 5%, mientras que el coste asociado a las compras de terrenos queda establecido como \$10000/acre, siendo esta área la total necesaria para el proyecto.

Por último, SAM también cuenta con los costes de **operación y mantenimiento**, de los cuales destacan principalmente los costes fijos relativos a la capacidad y los costes variables relativos a la generación de energía. Una vez más, haciendo uso de la ayuda que proporciona SAM con sus valores por defecto, se han tomado como los costes de estos, \$66/kW·año y \$3.5/MWh respectivamente.

En lo referente a los **parámetros financieros y las amortizaciones**, se ha optado por continuar con los valores por defecto de SAM para cada uno de los dos modelos.

Se ha elegido un objetivo de TIR del 11% a 20 años de manera que SAM emplea un algoritmo para conseguir el PPA que se requeriría para esos valores. Además, se ha definido un periodo de análisis de 25 años, así como una tasa real de descuento del 6.4% y una tasa de inflación del 2.5%, las cuales conforman la tasa nominal de descuento, que será del 9.06%. Se establecen también los impuestos federales (21% por año) y estatales (7% por año), mientras que se define el impuesto sobre ventas del que se hablaba antes, y la tasa de seguros anual, del 0.5% de los costes de instalación. A su vez, el valor residual al final de la vida del proyecto será del 0% de los costes de instalación, es decir 0 euros.

Cabe destacar que se ha establecido un periodo de 18 años para cubrir la deuda a largo plazo con una tasa de interés de deuda del 7%, habiendo definido previamente una DSCR (ratio de cobertura del servicio de la deuda, que de alguna forma mide la solvencia de una empresa) de 1.3.

La financiación de la construcción se basa en un préstamo a corto plazo del 100% de los costes de instalación, con una tasa de interés anual del 4%. Estos costes irán incluidos en su totalidad al coste del proyecto por lo que deben tenerse en cuenta.

Las amortizaciones, por su parte, no se variarán durante todo el estudio, de forma que se empleará el método MACRS (Modified Accelerated Cost Recovery System) para amortizar el 90% durante los 5 primeros años y el 1.5% durante los 15 primeros años. A su vez, se hará uso de la amortización lineal, amortizando el 2.5% en 15 años y el 3% en 20 años.

Por último, destacar que no se ha tenido en cuenta ningún incentivo para el proyecto por parte del Estado u otra entidad pública.

Producción

En relación a la producción de energía eléctrica de la central, esta queda definida a partir de la demanda que solicite el cliente y su correspondiente TOD (Time Of Delivery). Para el caso que ocupa este proyecto, se establecerá un modelo de producción plana a 24 horas debido a que la electricidad utilizada cerca del Desierto de Atacama, que es el emplazamiento de la central, será destinada en su totalidad a la industria minera chilena la cual cuenta con una demanda constante a 24 horas. De esta forma, en SAM se elige un TOD uniforme que haga que la producción de energía eléctrica sea constante cada hora.

Por otro lado, debido a la degradación que sufren los equipos de la central año tras año, se debe establecer un ratio de degradación de 0.5% anual, según el cual la producción anual de energía eléctrica disminuiría un 0.5% cada año con respecto al anterior.

3.3 Modelo 1

3.3.1 Descripción del modelo

El primer modelo que se va a analizar será el estado del arte de las centrales de torre, de manera que se tomará como referencia para poder compararlo con el otro modelo. Aunque ya se han detallado los aspectos más destacados del estado del arte de las centrales termosolares de torre, se vuelven a resumir nuevamente a continuación.

- Sal de nitrato como HTF y fluido de TES.
- Ciclo Rankine con rendimientos del 42%.
- Temperaturas de hasta 565 °C.
- Tanque frío fabricado de CS A516 Gr 70.
- Tanque caliente fabricado de SS 347.
- Disposición similar a la de la figura 2.10.

3.3.2 Implementación en el SAM

Teniendo en cuenta que los valores descritos en el apartado 3.2 son comunes para los dos modelos, cada uno de estos apartados se centrarán en comentar aquellos valores y características que son distintos entre estos modelos.

Parámetros principales

Destacan los siguientes valores de entrada en la pestaña Diseño del Sistema de SAM.

Tabla 3.5. Parámetros principales, Modelo 1

Parámetros principales	
Rendimiento del ciclo	0.42
Temperatura caliente del HTF	565 °C
Temperatura fría del HTF	290 °C

En esta pestaña SAM destaca los cálculos de la potencia térmica del ciclo (262 MWt) y de la potencia requerida a la salida del receptor para que el ciclo trabaje en el punto de diseño, la cual no es más que el producto del múltiplo solar y la propia potencia térmica del ciclo, por lo que dicho valor quedará pendiente hasta que no se optimice el múltiplo solar.

Campo de heliostatos

Los resultados de la optimización se muestran directamente en el apartado 4.1.

Torre y receptor

Los resultados de la optimización se muestran directamente en el apartado 4.1.

A su vez, es destacable la elección de la ya conocida como sal solar o sal de nitrato como fluido HTF, así como el Haynes 230 como material de las tuberías del receptor, el cual supondrá un coste específico a la hora de valorarlo en su correspondiente partida.

Ciclo de potencia

Como bien se comentó anteriormente, el ciclo utilizado por este modelo es el ciclo de Rankine típico con un rendimiento de 0.42.

SAM calcula el flujo másico del HTF en el punto de diseño a partir de la potencia térmica del ciclo y el C_p y la diferencia de temperaturas del HTF, resultando ser de 632.4 kg/s.

Adicionalmente, se cree conveniente señalar los siguientes valores que se han tenido que definir para el ciclo de potencia.

Tabla 3.6. Valores para definir al ciclo de Rankine, Modelo 1

Ciclo Rankine	
Presión de saturación del vapor	100 bar
Temperatura ambiente	35 °C
Tipo de condensación	Por aire
DTI	16 °C

Donde DTI es la diferencia de temperatura inicial que no es más que la diferencia de temperatura de condensación del ciclo y la temperatura ambiente del bulbo seco.

Almacenamiento térmico

Los resultados se muestran directamente en el apartado 4.1.

Costes del proyecto

Teniendo en cuenta los costes que se han definido en el apartado 3.2, a continuación se muestran los costes globales de cada partida.

- Los costes del campo de heliostatos permanecen invariables tal y como se definían, por lo que los resultados totales son de \$24 077 838 para la partida asociada a la mejora del terreno, y \$210 681 088 para el campo de heliostatos, sumando un total de \$234 758 926.
- Se han establecido unos valores para SAM de manera que el resultado final del coste de la torre sea de \$37 072 508.
- El coste asociado al receptor ha sido modificado correspondientemente para adaptarlo al Haynes 230 como material de los tubos de este, resultando ser de \$62 341 388.
- En cuanto al coste del almacenamiento térmico, un valor de \$22/kWh_t fue elegido como representativo para el coste de esta partida, de manera que el coste final de esta partida pasa a ser \$74 904 760.
- En el apartado del ciclo de potencia, se ha creído conveniente tomar un valor de \$290/kWh_e para el coste relativo al balance de la planta y un valor de \$1040/kWh_e para el coste del ciclo de potencia, los cuales se traducen en \$31 900 900 y \$114 400 000 respectivamente.
- El coste de contingencia por su parte permanece como el 7% del coste directo total.
- Los valores finales de los costes totales se mostrarán en el apartado 4.1 de una forma más ilustrativa.

3.4 Modelo 2

3.4.1 Descripción del modelo

En este caso ya entran en juego las mejoras propuestas del apartado 2.3.2, de manera que el modelo se caracteriza por la utilización de sales de carbonato como fluido caloportador y como fluido de TES, así como por la implementación del ciclo supercrítico de dióxido de carbono y sus respectivas consecuencias, entre las que destacan, especialmente, la obligatoriedad de usar nuevos materiales para el diseño de la planta, debido a las altas temperaturas. La idea de este nuevo ciclo sCO_2 es aumentar considerablemente el rendimiento del ciclo de manera que tanto el tamaño como el coste del campo solar se vean disminuidos.

En este caso se ha elegido como la opción más interesante la implementación del ciclo sCO_2 de recompresión, debido a su gran combinación de eficiencia térmica y simplicidad.

La disposición del modelo realmente es prácticamente similar al estado del arte con las diferencias que se acaban de nombrar en el párrafo anterior. De hecho, la figura 2.16 sintetiza perfectamente el nuevo modelo que se pretende describir.

En cuanto al múltiplo solar, en este caso la idea no es tanto optimizar la planta para conseguir el mejor valor de múltiplo solar, sino tratar de variar este factor para conseguir bien una planta que produzca la misma cantidad de energía, o bien una planta con un campo solar de heliostatos similar, para que así sea mucho más sencillo llevar a cabo la respectiva comparación entre modelos.

Como bien se comentó en el apartado 2.3.2, el poder lidiar con las nuevas temperaturas que rondan los 700 °C es el reto más difícil de todos y por ello en este modelo se deben contemplar nuevos materiales más resistentes térmicamente. En un primer momento podría optarse por usar materiales como el In625 o el Haynes 230 para el tanque caliente, así como para las tuberías que mayor temperatura deben soportar. Sin embargo, se prevén unos costes excesivos, especialmente en el tanque caliente de almacenamiento de sales y es por eso que este modelo tratará de optimizar el diseño de ese tanque de forma que los costes puedan ser rebajados considerablemente. No obstante, estas tuberías que mayor temperatura deben soportar (que son básicamente las que comunican al tanque caliente con el receptor), deberán fabricarse de Haynes 230.

Para ello, el diseño del tanque caliente estará fabricado de acero SS 347, pero estará aislado de la parte más caliente por una capa de refractario, de manera que la temperatura que se alcance ya en la parte de acero sea de al menos 565 °C para buscar la compatibilidad térmica. La siguiente figura muestra a modo esquemático las capas que comprenden al tanque en este nuevo diseño.



Figura 3.2. Diseño del tanque caliente para el modelo 3

Por tanto, el nuevo tanque caliente estará formado por tres capas básicamente que van desde una primera de material refractario con idea de que la siguiente capa, de acero SS 347, no tenga que soportar temperaturas tan elevadas, y una última capa de aislamiento (típicamente de fibra de vidrio) para evitar posibles quemaduras o riesgos industriales. Se necesitará pues, a partir de este diseño, un cálculo justificado de los espesores de cada capa, el cual se realiza a continuación.

Antes de nada, deberán considerarse las siguientes hipótesis y datos de partida:

1. La conductividad térmica del material refractario, acero SS 347 y fibra de vidrio es, respectivamente, de 0.15, 22 y 0.05 W/(m·K).
2. El espesor de la capa de SS 347 será de 7 cm.
3. El radio del tanque es de 20 m sin contar los espesores de las capas.
4. La temperatura de la parte más externa del tanque debe ser de 50 °C como máximo.
5. La temperatura más alta que se alcanza en el tanque es de 650 °C.
6. Se asume que las pérdidas por unidad de superficie serán 50 W/m².
7. Dado que la capa de material refractario y la de acero van a estar fijadas, ambas deben tener un coeficiente de dilatación similar o muy parecido, lo cual se torna imposible ya que el del acero es de 18.9 °C⁻¹ y los materiales refractarios apenas llegan a los 5 °C⁻¹. Teniendo en cuenta que el acero es el elemento estructural, esta solución se hace inviable por lo que se define un material refractario ideal cuyo coeficiente de dilatación sea perfectamente compatible con el SS 347. Además, no se podría hacer uso de unas posibles juntas de dilatación puesto que las altas temperaturas acabarían fundiendo dichos elementos.

Con todo esto ya se puede aplicar la ley de Fourier para la transmisión de calor por conducción que caracteriza el tanque caliente. La expresión, particularizada para cilindros, es la siguiente:

$$\frac{Q}{A} = \frac{\Delta T}{r \cdot \frac{\ln(r_2/r_1)}{k}}$$

Donde:

Q = Flujo de calor por conducción a través del tanque [W].

A = Superficie [m].

ΔT = Diferencia de temperatura entre las superficies [K].

r = Radio del cilindro [m].

r₁ = Radio interno [m].

r₂ = Radio externo [m].

k = Conductividad térmica [W/mK].

En primer lugar, se calcula el espesor de la capa de material refractario haciendo uso de la ley de Fourier.

No obstante, particularizando para el caso actual, donde existen tres resistencias térmicas por conducción, la expresión quedaría de la siguiente forma:

$$\frac{Q}{A} = \frac{T_1 - T_4}{r \cdot \frac{\ln\left(\frac{r+e_1}{r}\right)}{k_1} + (r+e_1) \cdot \frac{\ln\left(\frac{r+e_1+e_2}{r+e_1}\right)}{k_2} + (r+e_1+e_2) \cdot \frac{\ln\left(\frac{r+e_1+e_2+e_3}{r+e_1+e_2}\right)}{k_3}}$$

Donde:

T_i = Temperatura de la superficie i [K].

e_i = Espesor de la capa i, donde 1, 2 y 3 corresponden al refractario, acero y aislamiento respectivamente [m].

Tras realizar los correspondientes cálculos con la ayuda de un programa informático, los resultados que se obtienen se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.7. Espesores de las capas del tanque caliente

	Material refractario	SS 347	Aislamiento
Espesor (cm)	25.66	7	52.14

A modo de resumen, a continuación se vuelven a mencionar los aspectos claves que describen este nuevo modelo, el cual es prácticamente similar al modelo anterior solo que más optimizado económicamente.

- Sal de carbonato como HTF y fluido de TES.
- Ciclo sCO₂ con rendimientos de hasta el 48%.
- Temperaturas de hasta 650 °C.
- Tanque frío fabricado de SS 347.
- Tanque caliente fabricado de SS 347 más una capa de material refractario.
- Elementos auxiliares fabricados de Haynes 230.
- Disposición similar a la de la figura 2.16.

3.4.2 Implementación en el SAM

Parámetros principales

A diferencia del modelo 1, este modelo se beneficia del ciclo supercrítico de CO₂ por lo que el rendimiento del ciclo es notablemente mayor y, además, al utilizar las sales de carbonato las temperaturas de operación del HTF son también más elevadas.

Tabla 3.8. Parámetros principales Modelo 2

Parámetros principales	
Rendimiento del ciclo	0.48 ¹
Temperatura caliente del HTF	650 °C
Temperatura fría del HTF	400 °C

En esta pestaña SAM destaca los cálculos de la potencia térmica del ciclo (239 MWt) y de la potencia requerida a la salida del receptor para que el ciclo trabaje en el punto de diseño, la cual tendrá que ser distinta que en el primer modelo, debido a la diferencia del SM.

Campo de heliostatos

Los resultados de la optimización se muestran directamente en el apartado 4.2.

Torre y receptor

Los resultados de la optimización se muestran directamente en el apartado 4.2.

Dado que SAM no facilita la elección de otro material que no sea el SS AISI316, se simulará con ese mismo material, pero al final se aplicará un factor corrector que elevará adecuadamente el coste asociado al material que realmente es Haynes 230.

De la misma forma se debe utilizar la función “User defined” en el tipo de HTF ya que SAM solo dispone de la sal solar por defecto. Con ayuda de un artículo del periódico Faraday Discussions [31], se han conseguido las propiedades necesarias para definir la sal de carbonato en SAM, que no son otras que el calor específico, la densidad, la viscosidad y la conductividad, a las temperaturas correspondientes. Además, se ha tenido que

¹ Se hace imposible conseguir una eficiencia del 50% debido al salto térmico tan pequeño que está condicionado a la optimización del ciclo que realiza SAM de la conductancia del recuperador.

interpolan en varias ocasiones ya que el artículo estudia el rango entre los 450 y los 600 y para este trabajo se emplean rangos entre los 400 y los 650 °C.

Ciclo de potencia

Como bien se indicó anteriormente, la opción elegida para el ciclo de potencia será el ciclo supercrítico de dióxido de carbono, concretamente el ciclo de recompresión, por lo que ese será el que se seleccione en el programa.

En este ciclo, SAM trata de conseguir la eficiencia del ciclo facilitada del usuario en función de los parámetros de diseño. De hecho, SAM hace uso de un algoritmo para conseguir dicha eficiencia de manera que la conductancia del recuperador sea la mínima posible, por lo que la temperatura fría del HTF se tendrá que ver incrementada para poder conseguirlo. Sin embargo, ese aumento de temperatura fría del HTF, que se verá más adelante puede acabar limitando bastante el salto térmico, lo que a su vez limitará la eficiencia del ciclo, por eso se define en 0.48 en lugar de 0.5.

Como consecuencia de este nuevo rendimiento, así como de un nuevo Cp y temperaturas de operación, el flujo másico sufrirá la consecuente variación, llegando hasta los 892.8 kg/s.

Destacan también los siguientes valores de entrada, que se muestran en la tabla 3.

Tabla 3.9. Valores para definir al ciclo sCO₂, Modelo 2

Ciclo sCO ₂	
Temperatura ambiente	35 °C
DT1	10 °C
DT2	20 °C
Rendimiento isentrópico del compresor	0.89
Rendimiento isentrópico de la turbina	0.9
Consumo eléctrico ventilador de refrigeración	1.5% de la potencia térmica del ciclo

Donde DT1 es la diferencia de temperaturas entre la temperatura ambiente y la temperatura de entrada al compresor principal, y DT2 es la diferencia de temperaturas entre la temperatura caliente del HTF y la temperatura de entrada a la turbina.

Costes del proyecto

Teniendo en cuenta los costes que se han definido en el apartado 3.2, a continuación se muestran los costes globales de cada partida.

- Los costes del campo de heliostatos permanecen invariables tal y como se definían, por lo que los resultados totales son de \$24 062 302 para la partida asociada a la mejora del terreno, y \$210 545 136 para el campo de heliostatos, sumando un total de \$234 607 438. Son valores muy similares debido a que el campo de heliostatos es prácticamente igual en ambos casos.
- Se han establecido unos valores para SAM de manera que el resultado final del coste de la torre sea de \$37 072 508.
- El coste asociado al receptor ha sido modificado correspondientemente para adaptarlo al Haynes 230 como material de los tubos de este, resultando ser de \$60 524 748.
- En cuanto al coste del almacenamiento térmico, el coste debe ser notablemente superior debido, en primer lugar, a la utilización de sales de carbonato en lugar de sales de nitrato y, en segundo lugar al empleo del material refractario en el tanque caliente. De esta forma el coste se estima que asciende hasta tres veces aproximadamente del coste del modelo base, principalmente debido a la relación de costes que guardan las sales de nitrato y carbonato, la cual es muy cercana a 1:3. Por tanto se aplica un

coste de \$60/kWh que se traduce en un coste total de \$178 750 000.

- Para realizar una estimación de los costes referentes al ciclo de potencia supercrítico de dióxido de carbono, se ha tenido en cuenta la siguiente referencia [32], según la cual se hace una estimación de \$1160/kWe para el coste asociado al ciclo de potencia, que se traduce en un total de \$127 600 000. EL coste asociado al balance de la planta permanece invariable, de manera que con \$290/kWe, el coste final es de \$31 900 000.
- El coste de contingencia por su parte permanece como el 7% del coste directo total.
- Los valores finales de los costes totales se mostrarán en el apartado 4.2 de una forma más ilustrativa.

4 RESULTADOS

4.1 Modelo 1

Una vez se han introducido todos los parámetros de diseño y datos de partida, se puede realizar ya la optimización del múltiplo solar tal y como se explicó en el apartado 3.1. Para ello se partirá de un múltiplo solar inicial de 2.5 y se irá aumentando una unidad decimal hasta los 3.5 hasta que se encuentre el LCOE más bajo. Por tanto, cada vez que se modifica el SM, se debe optimizar y calcular el campo de heliostatos en SAM y posteriormente simular el sistema para que proporcione los resultados. La gráfica 4.1 refleja el LCOE y la producción anual de energía en función del SM.

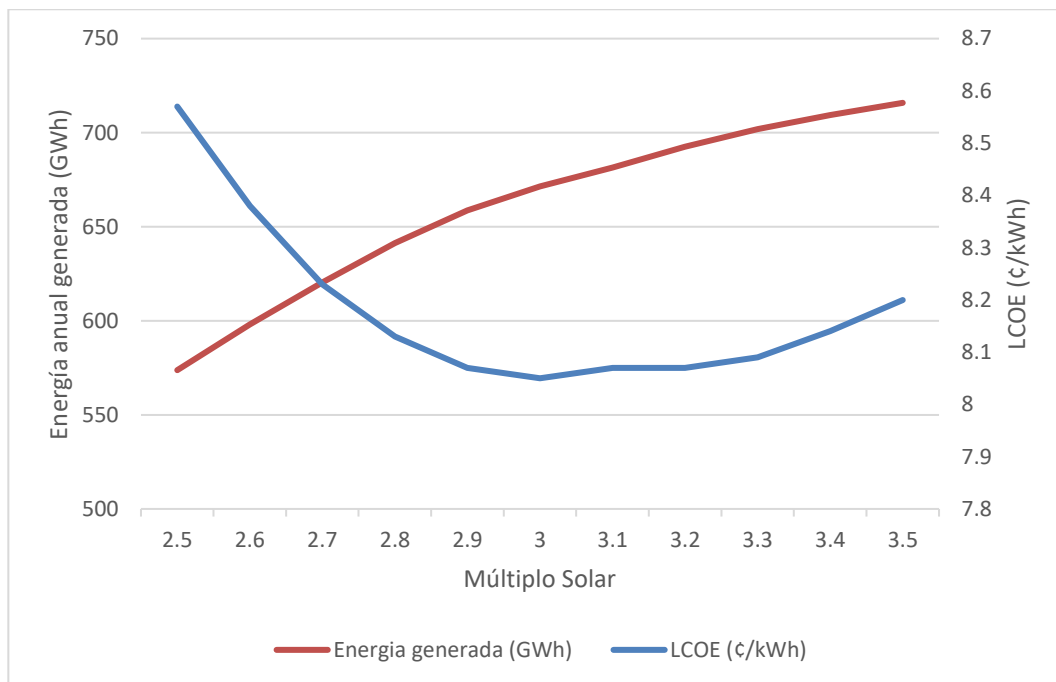


Figura 4.1. Optimización del SM en función del LCOE y la Energía Anual Generada

Como bien puede observarse, el valor mínimo del LCOE se encuentra para un múltiplo solar de 3, valor a partir del cual la producción de energía deja de crecer tanto a como lo hacía por debajo de este. Este valor óptimo se corresponde con un LCOE de 8.05 €/kWh y una energía anual generada de 671.4 GWh.

A continuación se muestra la tabla 4.1 que recoge los resultados principales del proceso de optimización que se ha llevado a cabo.

Como era de esperar, a medida que se aumenta el SM también lo hace el factor de capacidad lógicamente, así como el campo solar y respectivamente el número de heliostatos, que también se traduce en el aumento de la energía generada.

Tabla 4.1. Resultados de la optimización del SM

Múltiplo Solar	Facto de Capacidad (%)	LCOE (£/kWh)	Número de heliostatos	Energía Anual Generada (GWh)
2.5	66.2	8.57	8904	573.8
2.6	69	8.38	9293	598.1
2.7	71.5	8.23	9798	620.4
2.8	73.9	8.13	10099	641.3
2.9	75.9	8.07	10514	658.6
3	77.4	8.05	10849	671.4
3.1	78.6	8.07	11032	681.5
3.2	79.9	8.07	11477	692.6
3.3	80.9	8.09	11911	701.8
3.4	81.8	8.14	12359	709.3
3.5	82.5	8.2	12787	715.9

Tras realizar la simulación en SAM con los datos que se han descrito en el capítulo anterior y con el valor óptimo del múltiplo solar, se obtienen los correspondientes resultados. SAM proporciona numerosos resultados tanto económicos como tecnológicos, que se analizarán lo más exhaustivamente posible a continuación.

En primer lugar, se comentarán los resultados relativos al campo de heliostatos que, como bien puede apreciarse en la tabla 4.1, finalmente resultan ser un total de 10849 heliostatos que siguen la disposición que se muestra en la figura 4.2.

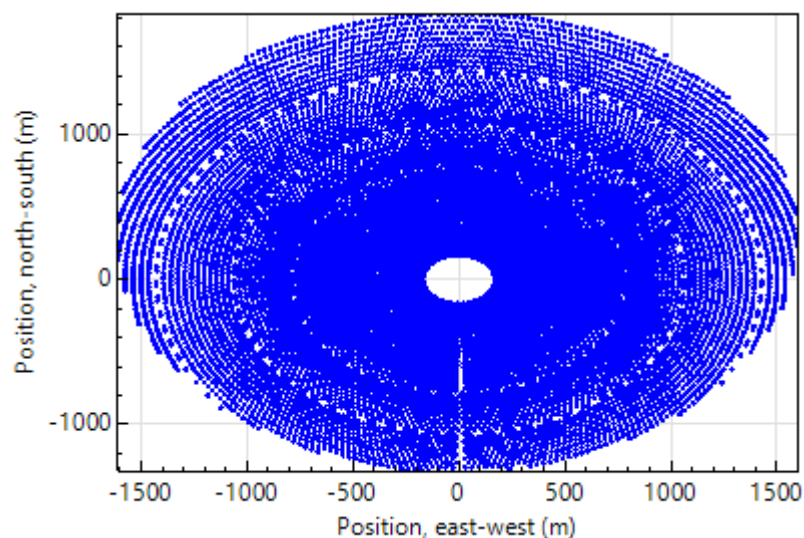


Figura 4.2. Layout del campo de heliostatos, Modelo 1

Por tanto, el área total del terreno resulta ser de 1 967 acres, es decir, 7 960 976 m², mientras que el área total reflectiva de los heliostatos resulta ser de 1 504 865 m².

Por otro lado, los valores relativos a la torre y el receptor que se han conseguido gracias a la optimización del campo solar se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Valores óptimos de la torre y receptor, Modelo 1

Optimización torre y receptor	
Altura de la torre	226.5 m
Anchura del receptor	19.02 m
Diámetro del receptor	18.41 m
Flujo máximo a la entrada del receptor	2 277 kg/s
Pérdida total del piping	6 007 kWt

En cuanto al apartado del sistema de almacenamiento térmico, destaca la capacidad térmica de almacenamiento, de 3 405 MWt·h, y el volumen de fluido de almacenamiento térmico disponible en los tanques de 16 339 m³, que implicará un volumen de almacenamiento de los tanques de 17 824 m³, con su correspondiente diámetro de 43.5 m, lo que provocará unas pérdidas de 0.86 MWt.

A nivel económico, se ha creído útil realizar un análisis el CAPEX que básicamente está formado por los costes de campo solar, torre, receptor, almacenamiento térmico, bloque de potencia, contingencia y costes indirectos. Por ello se ha realizado el gráfico circular que se muestra en la figura 4.3, donde se aprecia que los costes asociados al campo son sin duda alguna los mayores de todo el proyecto, representando el 30% del total. En segundo lugar, con un 21% del total, se encuentra el bloque de potencia que incluye tanto costes asociados al ciclo de potencia como a los costes de edificios y demás sistemas de la planta en general, por lo que la suma de estas dos partidas representa ya la mitad del CAPEX. En tercer lugar se encontrarían los costes indirectos, con un 18% del total y, con solo un 11% del total estaría el sistema de almacenamiento térmico en cuarto lugar, seguido muy de cerca por el coste asociado al receptor. Finalmente, los costes de la torre y de contingencia estarían en última posición representando apenas un 5% del CAPEX. De esta forma los costes directos representan el 82% del total.

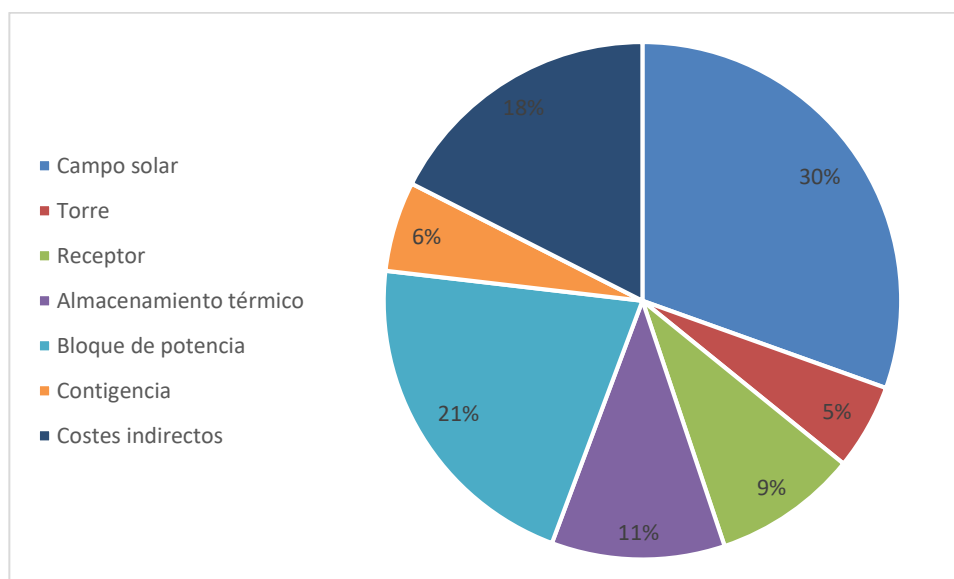


Figura 4.3. CAPEX desglosado del Modelo 1

Se muestra, a modo de resumen, el CAPEX desglosado en las partidas recientemente analizadas en la tabla 4.3, donde los costes directos son la suma de los costes de campo solar, torre, receptor, almacenamiento térmico, bloque de potencia y contingencia. Cabe destacar el total de los gastos directos e indirectos que se elevan hasta los \$691 321 360.

Tabla 4.3. CAPEX desglosado, Modelo 1

Partida	Coste (\$)
Campo solar	210 681 088
Torre	37 072 508
Receptor	62 341 388
Almacenamiento térmico	74 904 760
Bloque de potencia	146 300 000
Contingencia	38 876 432
Costes directos	570 176 176
Costes indirectos	121 145 184
TOTAL	691 321 360

En lo relativo a los resultados globales, SAM muestra una serie de valores principales, los cuales se muestran en la tabla 4.1, que podrían resumir un poco la viabilidad del proyecto. En concreto, se espera que el primer año la central produzca 671.4 GWh de energía eléctrica, con un factor de capacidad de 77.4 %. A nivel económico, se espera que el PPA el primer año esté en torno al 10.02 ¢/kWh con un aumento del 1% al año, y un LCOE de tan solo 8.05 ¢/kWh, los cuales son valores realmente bajos si se comparan con los estudios realizados por IRENA [10]. Por último, cabe destacar un total de gastos de inversión de \$814 388 736 que definen el proyecto por completo.

Tabla 4.4. Resultados principales, Modelo 1

Medida	Valor
Energía anual (Año 1)	671 421 504 kWh
Factor de capacidad (Año 1)	77.4 %
PPA el primer año	10.02 ¢/kWh
Aumento del precio del PPA	1% cada año
LCOE	8.05 ¢/kWh
Gastos de inversión	\$814 388 736

Como resultado final se ha creído conveniente mostrar la degradación de la central que afecta a la producción de energía y es que, como bien se definió en el apartado 3.2, la degradación año tras año es del 0.5% de la energía producida el año anterior, por lo que en los 25 años de análisis del ciclo de la central, la energía producida se ve disminuida en un total de 11.33%, que se traduce en 76.1 GWh. Esto se ve perfectamente recogido en la figura 4.4.

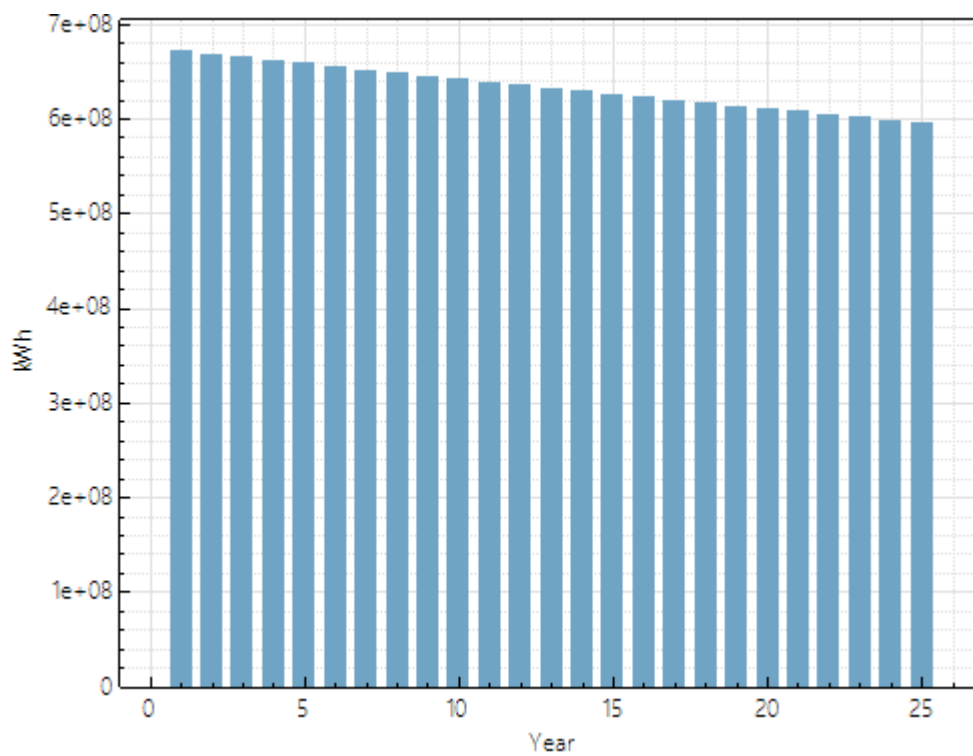


Figura 4.4. Producción anual de energía, Modelo 1

4.2 Modelo 2

En esta ocasión no se optimiza el múltiplo solar por lo que se explicó anteriormente en el apartado 3.1, así que se tratará de conseguir aquel múltiplo solar que consiga un campo de heliostatos de una magnitud similar a la del modelo 1.

Para ello se han realizado las pertinentes simulaciones con los distintos valores de múltiplo solar y se consigue un campo solar realmente similar, con 10 842 heliostatos y la siguiente disposición que se muestra en la figura 4.4. Dicho campo solar se ha conseguido para un valor de múltiplo solar de 3.4.

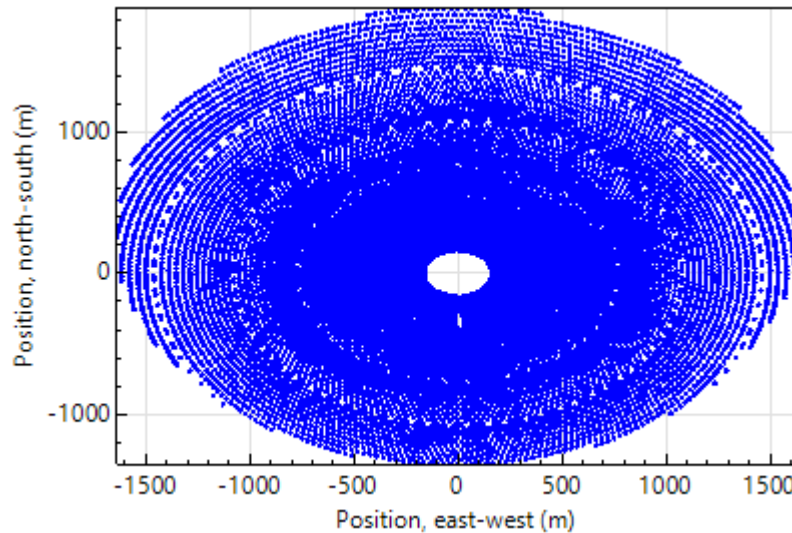


Figura 4.5. Layout del campo de heliostatos, Modelo 1

Como consecuencia de este campo solar, el área total del terreno resulta ser de 2 044 acres, es decir, 82 701 558 m², mientras que el área total reflectiva de los heliostatos resulta ser de 1 503 894 m².

Una vez definido el múltiplo solar, ya se puede simular el sistema por lo que SAM ya es capaz de calcular los resultados referentes a este modelo.

Continuando con los valores relativos a la torre y al receptor, los óptimos calculados por el algoritmo de SAM son los que se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Valores óptimos de la torre y el receptor, Modelo 2

Optimización torre y receptor	
Altura de la torre	219.5 m
Anchura del receptor	19.28 m
Diámetro del receptor	17.41 m
Flujo máximo a la entrada del receptor	3643 kg/s
Pérdida total del piping	5820 kWt

En cuanto al apartado del sistema de almacenamiento térmico, se vuelve a hacer mención a la capacidad térmica de almacenamiento, en este caso de 2 979 MWt·h, y el volumen de fluido de almacenamiento térmico disponible en los tanques de 20 721 m³, que implicará un volumen de almacenamiento de los tanques de 22 604 m³, con su correspondiente diámetro de 49 m, lo que provocará unas pérdidas de 1.24 MWt. Dicho

valor del diámetro del tanque es demasiado elevado, por lo que podría estudiarse la opción de emplear dos tanques calientes de almacenamiento en lugar de uno solo, opción que SAM no permite.

En los resultados relativos al ciclo de potencia, se debe destacar que es imposible conseguir una eficiencia mayor del 48% ya que el salto térmico de apenas 160 °C y un C_p de algo más de 1.6 kJ/(kg·K) limitan bastante este rendimiento. Este salto tan pequeño se debe a que SAM trata de optimizar la temperatura fría del HTF para que la conductancia del recuperador sea la mínima posible, por lo que esta temperatura pasa de los 400 °C que se habían establecido inicialmente a 490.8 °C. Además, SAM calcula otros resultados que son de interés los cuales se muestran a continuación.

Tabla 4.6. Resultados del ciclo sCO₂

Ciclo sCO ₂	
Fracción de recompresión	0.304
Presión más baja del ciclo	9.71 MPa
Conductancia del recuperador de baja temperatura	15.1 MW/K
Conductancia del recuperador de alta temperatura	16.5 MW/K

A nivel económico, nuevamente se ha representado el CAPEX desglosado en sus distintas partidas en el gráfico circular de la figura 4.6. En esta ocasión, el mayor de los costes es el asociado al campo solar, representando un cuarto del total, y seguido por el coste asociado al almacenamiento térmico que ocupa el 22% del total, debido en gran parte al alto coste de la sal de carbonato (especialmente por la inclusión del litio), así como al material refractario añadido al tanque caliente. En tercera posición se encuentra el coste del bloque de potencia, con un 19% y seguido muy de cerca por los costes indirectos que representan el 17% del total, lo que se traduce en un 83% de costes directos. Por último, los costes de receptor, contingencia y torre representan el 17% en su conjunto, repartiéndose los costes de manera realmente parecida.

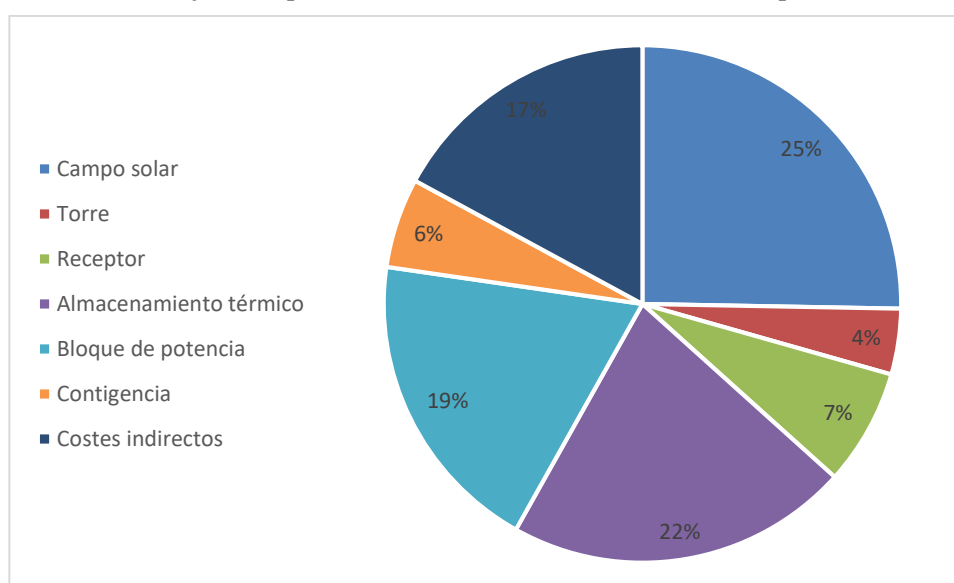


Figura 4.6. CAPEX desglosado del Modelo 2

Se muestran, a modo de resumen, el CAPEX desglosado en las partidas recientemente analizadas en la tabla 4.8, donde los costes directos son la suma de los costes de campo solar, torre, receptor, almacenamiento térmico, bloque de potencia y contingencia.

Tabla 4.7. CAPEX desglosado, Modelo 2

Partida	Coste (\$)
Campo solar	210 545 136
Torre	34 178 332
Receptor	60 524 748
Almacenamiento térmico	178 750 000
Bloque de potencia	159 500 000
Contingencia	46 729 236
Costes directos	690 227 452
Costes indirectos	142 315 200
TOTAL	832 542 652

Finalmente, se resumen los resultados globales facilitados por SAM tras realizar la última simulación. En este caso la energía producida asciende hasta los 649.5 GWh, consiguiendo un factor de capacidad de 74.9 %. En lo relativo a los valores económicos, el precio del PPA el primer año es de 12.06 ¢/kWh con un aumento del 1% cada año, mientras que el LCOE es de 12.12 ¢/kWh y los gastos de inversión totales se elevan hasta casi los 1 000 millones de dólares.

Tabla 4.8. Resultados principales, Modelo 2

Medida	Valor
Energía anual (Año 1)	649 497 728 kWh
Factor de capacidad (Año 1)	74.9 %
PPA el primer año	12.06 ¢/kWh
Aumento del precio del PPA	1% cada año
LCOE	12.12 ¢/kWh
Gastos de inversión	\$945 470 208

Por último se recogen los datos de degradación de la producción de energía de la central en la figura 4.7, donde puede apreciarse esa degradación del 0.5% anual, donde la producción disminuye en un total de 70.72 GWh, es decir una disminución del 10.89 %.

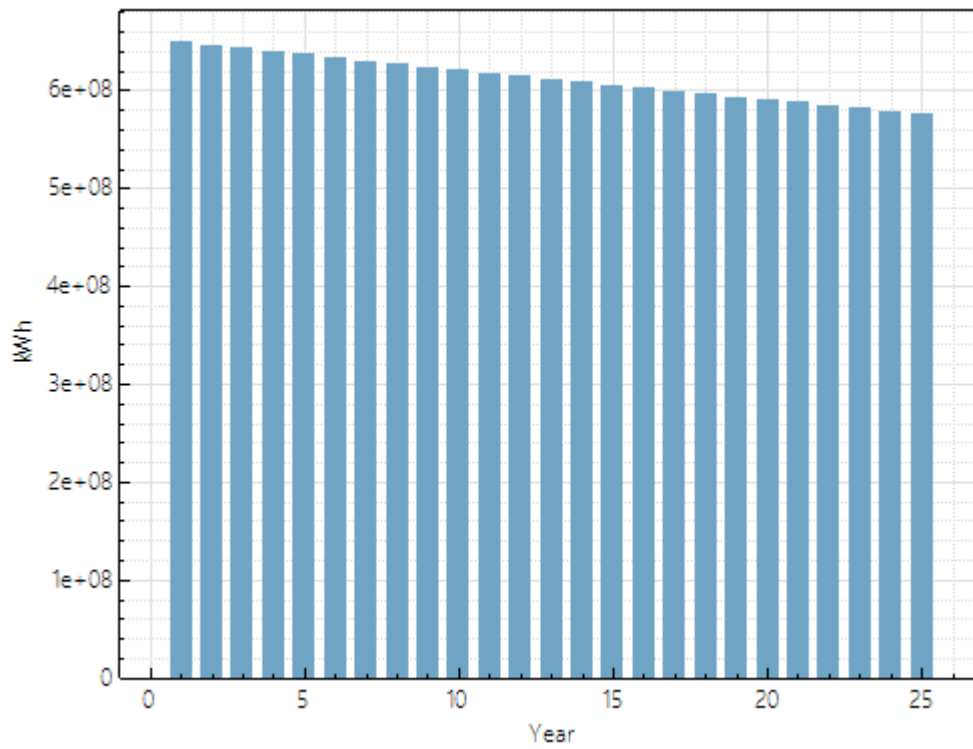


Figura 4.7. Producción anual de energía, Modelo 2

4.3 Comparación entre los modelos

Una vez se han conseguido todos los resultados, en este apartado se procederá a realizar la correspondiente comparación entre ambos modelos de la forma más completa posible.

No viene mal recordar que el objetivo de esta comparación era tratar de conocer la viabilidad tanto técnica como económica de una posible implementación de una serie de mejoras al estado del arte de la central termosolar de torre, entre las que destacan básicamente la incorporación de sales de carbonato en lugar de sales de nitrato, así como la implementación de un ciclo sCO_2 al bloque de potencia de esta central, para aprovechar las altas temperaturas que se consiguen. Para ello se han modelado los dos modelos de central en SAM, un software de código abierto desarrollado por NREL, y se ha simulado ambos modelos de manera que cuenten con un campo solar de igual magnitud para que así la comparación se lleve a cabo de una forma más intuitiva.

Primeramente, se compararán los resultados técnicos principales obtenidos como consecuencia de la simulación en SAM.

Se destaca la diferencia geométrica que existe en la torre y receptor en ambos modelos, de manera que en el primer modelo la altura de la torre y el diámetro del receptor es levemente superior que en el segundo modelo, aunque la altura del receptor sí que permanece prácticamente igual. En concreto, existe una diferencia de 7 metros en la altura de la torre (3.12%) y de 1 metro en la altura del receptor (5.42%). Esto es debido fundamentalmente a la diferencia de las propiedades en las sales, particularmente en la conductividad térmica y el C_p , ya que a medida que estos aumentan, la superficie de transferencia requerida disminuye.

En cuanto al sistema de almacenamiento térmico, lo lógico tendría que ser que las sales de carbonato, al disponer de un mayor calor específico y densidad energética, necesitarían un volumen de tanque inferior, pero lo cierto es que, el salto térmico tan limitado que se da en el modelo 2, de 160 °C, en comparación con el del modelo 1, de 275 °C, es lo que provoca que se requiera de un mayor volumen de tanque en el modelo 2, de manera que el volumen de los tanques en el modelo 1 será de 17 824 m³ y en el modelo 2 de 22 604 m³, existiendo así una diferencia de 4 780 m³.

Por último, analizando la producción de energía de cada modelo se encuentran resultados que no se esperaban en un primer momento. La gran baza de este segundo modelo y el ciclo supercrítico de CO_2 y sus altas eficiencias, era su elevada producción ya que, se había aumentado en 6 puntos ese rendimiento del ciclo, un valor más que significativo. De esta manera, al realizar la comparación entre ambos modelos con un campo de heliostatos de igual magnitud, lo lógico es pensar que, dado que la energía generada por el campo es la misma, debido a la diferencia de rendimiento de los ciclos, el segundo modelo era el mejor posicionado para generar más energía anual de los dos. Sin embargo, al simular cada modelo en SAM, se observa que la producción de energía en el primer modelo es significativamente mayor que en el segundo modelo y, de igual forma ocurre con el factor de capacidad. Concretamente el modelo 1 consigue producir una energía de 671 421 504 kWh, mientras que el modelo 2 produce 649 497 728 kWh, lo que se traduce en una diferencia de energía de 21 923 776 kWh.

Por lo tanto, al contrario de cómo podría haberse pensado en un primer momento, la energía producida es mayor en el modelo base que en el que emplea las nuevas mejoras, por lo que debe buscarse la explicación a esto. Como bien refleja la figura 4.8, la producción de energía en el modelo 1 es mayor en prácticamente todo el año, exceptuando la época invernal (noviembre, diciembre y enero), donde la energía producida en el modelo 2 es ligeramente superior a esta. Es decir, de alguna forma, cuando existen muchas horas de sol el modelo 1 sale favorecido frente al modelo 2 y cuando existen pocas horas de sol ocurre completamente lo contrario. De esta manera, para averiguar qué está ocurriendo se ha decidido realizar un análisis más exhaustivo de los días de verano y días de invierno, por lo que a continuación se muestra el análisis de un día aleatorio en verano y otro en invierno, que permitan justificar estas dos tendencias.

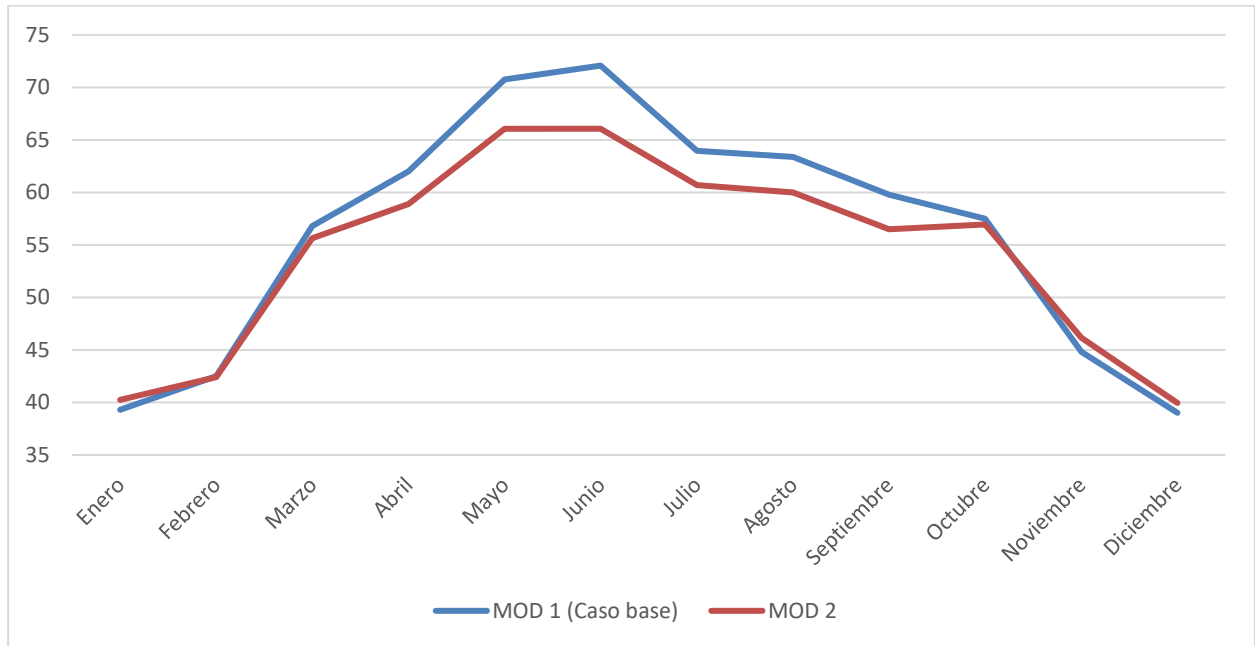


Figura 4.8. Energía anual producida por el sistema (Gwh)

La figura 4.9 ilustra la energía producida el 4 de enero del primer año, donde destaca principalmente la parada y el arranque que se produce el mismo día. Como bien puede observarse, desde el momento del arranque y durante la producción continua de energía, es el modelo 1 el que mayor energía produce, y eso es debido fundamentalmente a una mayor eficiencia del receptor por parte de este modelo, la cual llega hasta un 0.96, mientras que el receptor del modelo 2 llega a tener una eficiencia algo mayor del 0.92, por lo que esta diferencia de prácticamente cuatro puntos es lo que explicaría la mayor producción de energía por parte del modelo 1. Las altas temperaturas alcanzadas en el segundo modelo es lo que justificaría estas grandes pérdidas de calor en el receptor. No obstante, es en los momentos de parada donde el segundo modelo recorta distancias, ya que el ciclo es capaz de seguir produciendo una hora más, siguiéndose esta tendencia en todas y cada una de las paradas del año. Por tanto, en los meses de inviernos, donde suele haber al menos un arranque y parada diario, es donde sale favorecido el modelo 2 ya que le saca un mayor rendimiento estas paradas. En concreto en este día en particular, la producción de energía generada por el modelo 1 es de 1.110 GWh, mientras que la generada por el modelo 2 es de 1.133 GWh.

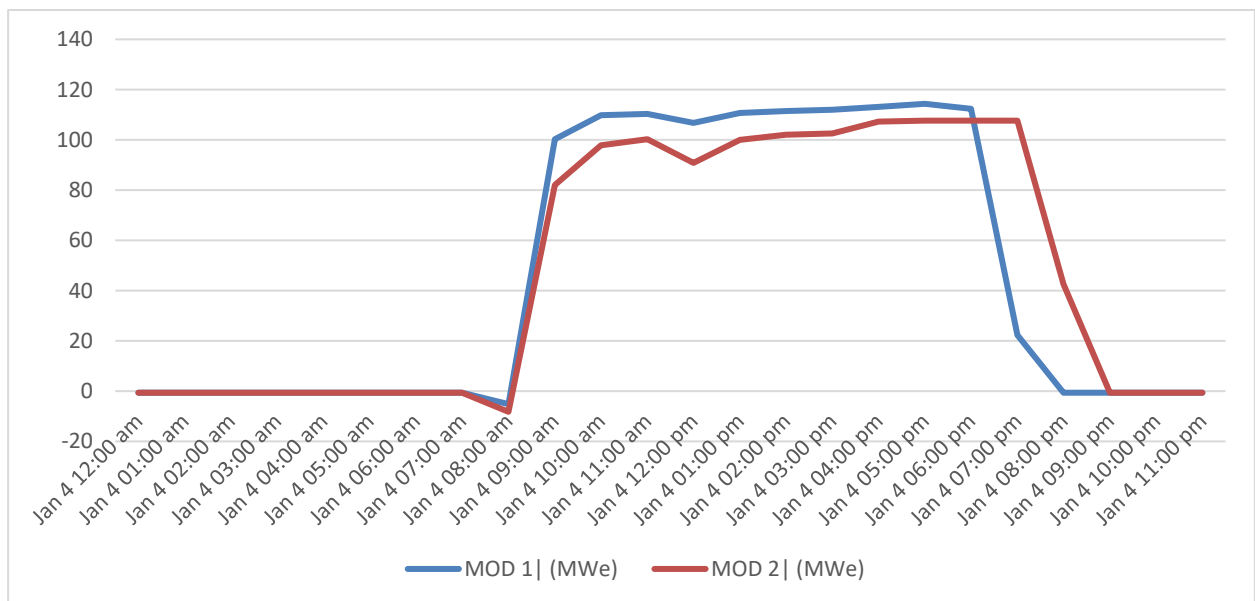


Figura 4.9. Potencia generada durante el 4 de enero por ambos modelos

En cuanto a la producción de energía en verano, la figura 4.9 muestra la potencia generada cada hora durante los días 3 y 4 de agosto. En esta ocasión, se ha creído conveniente representar dos días seguidos en lugar de

uno solo, por lo que se va a explicar a continuación. Como bien se indicó en la explicación de la figura anterior, cada vez que existe una parada se penaliza la producción del modelo 1 y por tanto se favorece la del modelo 2, pero al ser verano, lógicamente el número de horas de sol es mucho mayor por lo que los arranques y paradas disminuyen considerablemente, lo cual favorece al modelo 1 que, a producción constante, es capaz de generar más energía que el modelo 2. Se ha querido mostrar por tanto dos días seguidos para que se aprecie cómo en dos días completo solo se ha requerido una parada. De hecho, observando los valores de SAM, se puede ver que en agosto en concreto se realizan 15 arranques y paradas, es decir la mitad que en un mes invernal, lo cual explicaría perfectamente este liderazgo del modelo 1. En concreto, durante ambos días, el modelo 1 consigue producir una energía total de 4.720 GWh, mientras que el modelo 2 llega a producir hasta 4.536 MWh.

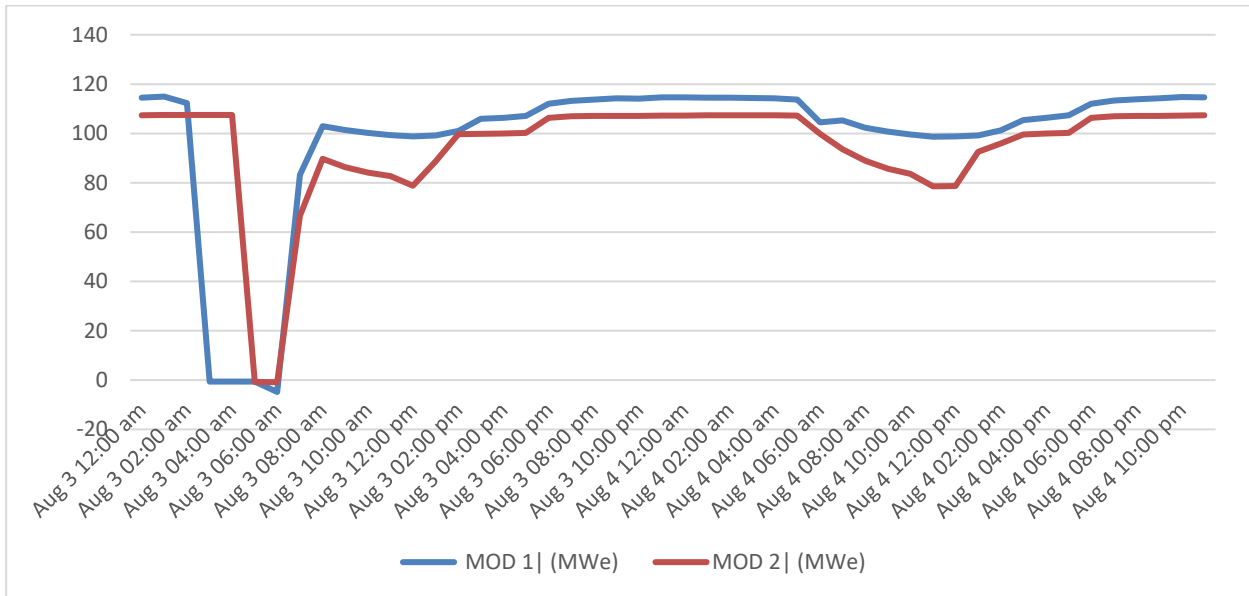


Figura 4.10. Potencia generada durante el 3-4 de agosto por ambos modelos

Por tanto, se concluye la incapacidad de este nuevo modelo de central termosolar de torre de ser capaz de generar una mayor energía que las actuales, aunque parta de un ciclo con una mayor eficiencia. La penalización de la eficiencia del receptor se torna un factor crítico en este desarrollo.

A continuación, se va a realizar la comparación económica y para ello se hará uso de los resultados establecidos en los apartados anteriores. Para ello se ha realizado una gráfica que recoge la variación de cada coste del modelo 2 con respecto al modelo 1 y se muestra en la figura 4.11.

En primer lugar, dado que ambos campos solares son de una magnitud similar, lógicamente esta variación de coste es de 0 dólares ya que se necesita la misma cantidad de heliostatos, el mismo terreno y la misma mano de obra. En lo relativo a la torre y receptor, estos ven su coste disminuido levemente lo que se debe fundamentalmente a unas dimensiones ligeramente inferiores en el caso del segundo modelo, ya que los materiales empleados para la fabricación de ambos elementos son los mismos. El gran desafío llega cuando se compara el coste del sistema del almacenamiento térmico el cual, como bien indica la figura 4.11. sufre un aumento del 58% con respecto al del modelo 1. Esto se justifica por la diferencia de costes en las sales (relación aproximada de 3:1) más la incorporación al tanque del material refractario. Hay que recordar que esta opción del material refractario ha abaratado los costes del TES considerablemente, pues de haberse construido el tanque de Haynes 230, los costes serían realmente desorbitados. De hecho, observando los gráficos circulares expuestos en los apartados anteriores, el coste asociado al TES pasa del cuarto lugar en el modelo uno, al segundo en el modelo dos, solo superado por el campo solar. En cuanto al bloque de potencia, el aumento de coste no es tan significativo, rondando el 8%, lo que llama a ser optimistas en este campo ya que aún queda un largo camino en cuanto a la optimización de este ciclo de sCO₂ el cual, gracias a su pequeño tamaño, podrá competir en costes perfectamente con el ya más que asentado ciclo de Rankine. Costes indirectos y de contingencia sufren un aumento del 15% y 17% respectivamente, pero lo hacen simplemente por ser un valor proporcional del total de los costes directos. Finalmente, el LCOE, cuyo valor es especialmente útil para realizar esta comparativa, sufre un aumento del 17%, lo que termina de concluir el

resultado desfavorable de la posible implementación de estas nuevas mejoras a la tecnología termosolar de torre. De igual forma ocurre con el CAPEX, que sufre otro aumento del 17% con respecto al estado del arte.

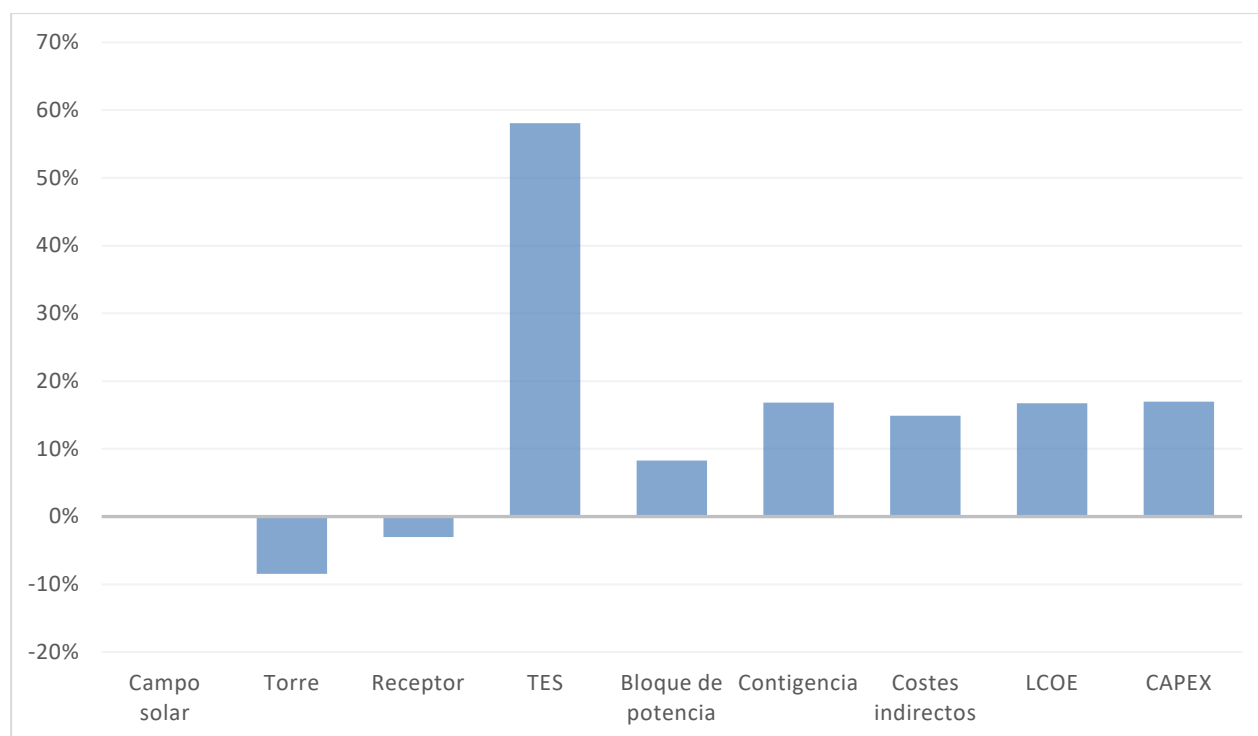


Figura 4.11. Variación de costes del Modelo 2 frente al Modelo 1

5 CONCLUSIONES

El objetivo de este trabajo no era otro que el de tratar de estudiar una serie de mejoras propuestas en la tecnología termosolar de torre, de la mano de las sales de carbonato y el ciclo supercrítico de dióxido de carbono, que llevasen a una reducción de costes de la tecnología CSP y por tanto a una mayor competitividad en el mercado energético.

Para ello se definieron dos modelos a comparar, donde el primero de ellos era el estado del arte de la tecnología termosolar de torre (Modelo 1) y, el segundo de ellos, estaba formado por las nuevas mejoras implementadas (Modelo 2). Debido a los altos costes esperados en el segundo modelo, a consecuencia de las altas temperaturas soportadas, se definió un diseño de tanque caliente fabricado de SS 347 y con una capa de material refractario próxima a las sales, que de alguna forma aislara a la estructura de acero de las altas temperaturas.

Posteriormente, se realizó una simulación por medio del software SAM (System Advisor Model) que ha permitido comparar dichos modelos tanto tecnológicamente como económicamente, y las conclusiones que se han podido sacar son las siguientes.

SAM es una herramienta poco potente que no reproduce el Modelo 2 de forma fidedigna, ya que no se termina de apreciar la implementación de las sales de carbonato. Por ello, para realizar este tipo de análisis puede ser más conveniente la utilización de códigos propios independientes.

Al contrario de cómo podía esperarse en un primer momento, para un mismo campo solar el Modelo 2 produce una menor cantidad de energía que el Modelo 1, a pesar de tener un ciclo con una eficiencia mucho mayor. Esto se debe fundamentalmente a la penalización que sufre la eficiencia del receptor que, al operar a tan altas temperaturas no consigue compensar las pérdidas térmicas con el gran rendimiento del ciclo de potencia, por lo que finalmente se necesitaría un campo solar mayor para producir tal energía, aun teniendo un ciclo más eficiente.

Adicionalmente, los costes asociados al Modelo 2 son notablemente superiores a los del Modelo 1, pese a la rebaja consecuente al nuevo diseño de tanque caliente. Este gran aumento se debe fundamentalmente al elevado coste de las sales de carbonato, en especial por el litio del que se componen. Adicionalmente afecta la no reducción del campo solar debido a la pérdida de eficiencia del receptor. En concreto el LCOE del Modelo 1 está en los 8.05 €/kWh, mientras que el del Modelo 2 en los 12.06 €/kWh, es decir una diferencia de 2 €/kWh, que no resulta nada insignificante.

Se concluye doblemente que la implementación de estas nuevas sales de carbonato no ha conseguido el resultado esperado, por lo que a priori no se ve factible esta vía de investigación, a expensas de que pueda optimizarse la eficiencia del receptor para operar a altas temperaturas y poder competir realmente con el estado del arte. Se abre por tanto otra alternativa, que pone el foco en las sales de cloruro, cuyo coste es cuantiosamente inferior al de estas sales de carbonato, aunque la corrosividad del HTF presenta un problema adicional nada despreciable.

REFERENCIAS

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica, «Inventario Nacional de emisiones de Gases de Efecto Invernadero: Informe Resumen,» 2019.
- [2] www.ree.es, «Series Estadísticas Nacionales,» 13 junio 2019. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>. [Último acceso: 16 junio 2019].
- [3] International Renewable Energy Agency, «Renewable Electricity Capacity and Generation Statics,» 1 abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>. [Último acceso: 20 mayo 2019].
- [4] International Energy Agency, «Global Energy & CO2 Status Report,» 2018.
- [5] International Energy Agency, «Electricity Information: Overview,» 2018.
- [6] EUROSTAT, «Share of renewable energy in gross final energy consumption,» 17 agosto 2018. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=t2020_31. [Último acceso: 5 06 2019].
- [7] HELIOSCSP, «Concentrated Solar Power (CSP) Vs Photovoltaic (PV),» 22 febrero 2019. [En línea]. Available: <http://helioscsp.com/concentrated-solar-power-csp-vs-photovoltaic-pv/>. [Último acceso: 10 junio 2019].
- [8] NREL, «Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap,» 2017.
- [9] International Energy Agency & Nuclear Energy Agency, «Projected Cost of Generating Electricity,» 2015.
- [10] International Renewable Energy Agency, «Renewable Power Generation Costs in 2018,» 2018.
- [11] W. S. Keith Lovengrove, Concentrating solar power technology: principles, developments and applications, Woodhead Publishing, 2012.
- [12] SolarPACES & IEA, «CSP Projects Around the World,» Junio 2019. [En línea]. Available: <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>.
- [13] J. G.-V. E. O. A. K. A. S. L. F. C. Angel G. Fernández, «Mainstreaming commercial CSP systems: A technology review,» *ELSEVIER*, vol. 140, pp. 152-176, 2019.
- [14] C. Z. T. J. Y. Y. S. Y. L. L. Wang Fuqianga, «Progress in concentrated solar power technology with parabolic trough collector system: A comprehensive review,» *ELSEVIER*, vol. 79, pp. 1314-1328, 2017.
- [15] SolarPACES, «Concentrating Solar Power Projects,» 2019. [En línea]. Available:

- <https://solarpaces.nrel.gov/>. [Último acceso: 2 junio 2019].
- [16] R. M. B. Carnerero, ESTUDIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE FLUJO Y FACTOR DE DESBORDAMIENTO DE UN SISTEMA DE DISCO PARABÓLICO, Sevilla, 2011.
- [17] S. G. Garrido, Centrales Termosolares CCP. Volumen 1. Fundamentos técnicos. Principales equipos y sistemas, Madrid: Renovetec, 2013.
- [18] Tessera Solar, «Technology,» [En línea]. Available: <http://www.tesseractosolar.com/north-america/technology.htm>. [Último acceso: 2019 mayo 28].
- [19] OHL Industrial, «Planta Termosolar 30 MW Puerto Errado 2. Murcia,» [En línea]. Available: <http://www.ohlindustrial.com/proyectos/planta-termosolar-30-mw-puerto-errado-2-murcia/>. [Último acceso: 2019 mayo 28].
- [20] Torresol Energy, «Multimedia,» [En línea]. Available: http://torresolenergy.com/?sfid=4868&_sft_tipo-de-multimedia=valle-1-y-valle-2. [Último acceso: 28 mayo 2019].
- [21] SOLARRESERVE, «Crescent Dunes,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.solarreserve.com/en/global-projects/csp/crescent-dunes.html>. [Último acceso: 28 mayo 2019].
- [22] S. Kraemer, «Morocco's Noor III Solar Tower CSP to Deliver Power by October,» SolarPACES, 4 marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.solarpaces.org/moroccos-noor-iii-solar-tower-csp-deliver-power-october/>. [Último acceso: 28 mayo 2019].
- [23] S. G. B. G. A. P. M. P. P. S. R. U. S. W. Dr. Reiner Buck, «Sistemas de Torre Solar - Estado y perspectiva,» Stuttgart, 2014.
- [24] S. S. N. U. M. H. T. B. Alexander Bonk, «Advanced heat transfer fluids for direct molten salt line-focusing CSP plants,» *ELSEVIER*, vol. 67, pp. 69-87, 2018.
- [25] C. P. P. G.-G. A. R. P. E. S.-J. L. A. P.-M. Sonia Fereres, «Molten carbonate salts for solar thermal energy power plants: Cover gas effect on fluid thermal stability,» *ELSEVIER*, vol. 188, pp. 119-126, 2018.
- [26] IDAE, «Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020,» Madrid, 2011.
- [27] C. T. Ty Neises, «Supercritical carbon dioxide power cycle design and configuration optimization to minimize levelized cost of energy of molten salt power towers operating at 650 °C,» *ELSEVIER*, vol. 181, pp. 27-36, 2019.
- [28] J. V. M. B. Craig. S Turchi, «Molten salts power towers operating at 600-650 °C: Salt selection and cost benefits,» *ELSEVIER*, vol. 164, pp. 38-46, 2018.
- [29] A. P. D. J. F. T. N. a. M. W. f. N. a. T. F. P. G. a. T. F. P. G. a. T. F. P. G. a. S. J. a. I. C. Nate Blair, «System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description,» Denver, 2014.
- [30] Iberdrola, S.A., «Acuerdos de Compraventa de Energía,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/top-stories/contrato-ppa-energia>. [Último acceso: 7 Agosto 2019].

- [31] J. C. P. Z. Z. T. y. a. J. W. Xuehui An, «Determination and evaluation of the thermophysical properties of an alkali carbonate eutectic molten salt,» *Faraday Discussions - Royal Society of Chemistry*, pp. 327-338, 11 febrero 2016.
- [32] T. M. C. J. J. P. A. M. K. Brian D. Iverson, «Supercritical CO₂ Brayton cycles for solar thermal energy,» *ELSEVIER*, vol. 111, pp. 957-970, 2013.