

Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Sistemas de Energía
Térmica

Estado del Arte de los Sistemas de Almacenamiento
en Centrales Solares de Concentración

Autor: Alejandro González Suárez

Tutor: Felipe Rosa Iglesias

Departamento Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Sistemas de Energía Térmica

Estado del Arte de los Sistemas de Almacenamiento en Centrales Solares de Concentración

Autor:

Alejandro González Suárez

Tutor:

Felipe Rosa Iglesias

Catedrático de Universidad

Departamento de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Máster: Estado del Arte de los Sistemas de Almacenamiento en Centrales Solares de
Concentración

Autor: Alejandro González Suárez

Tutor: Felipe Rosa Iglesias

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 mi pareja

A mis amigos

A mis compañeros de trabajo

A mis maestros

Resumen

El presente trabajo presenta el estado del arte de los sistemas de almacenamiento en centrales termosolares. En él, se intenta reflejar el estado actual en el que se encuentra la investigación en dicho campo, además de intentar que se comprenda la importancia de considerar, en fase de diseño de la planta, los beneficios de instalar un sistema de almacenamiento.

En un primer apartado, se incluye de forma simplificada la teoría básica de las centrales termosolares y, más particularmente, de los sistemas de almacenamiento. En este punto, se describirán los tipos de centrales y su funcionamiento básico, así como parámetros específicos de las mismas. Sobre los sistemas de almacenamiento, se describen los principios básicos que rigen su funcionamiento, haciendo hincapié en las ventajas y desventajas de cada uno, además de sus características principales.

Posteriormente, en el siguiente apartado, se realiza un análisis bibliométrico sobre la literatura disponible acerca de los sistemas de almacenamiento. En el mismo se intenta reflejar el cambio que ha sufrido la investigación en este campo con el paso de los años e intentar que el lector tenga referencias de hacia dónde se encamina la tecnología. De la selección de artículos destacados encontrados, se seleccionarán algunos temas importantes y se describirá, brevemente, algunos de los trabajos relacionados con dichos temas.

Para finalizar, se realiza un resumen sobre la tecnología solar en la actualidad, relacionando todas las plantas en funcionamiento y en construcción a lo largo y ancho del planeta, con el tipo de tecnología del que disponen. Posteriormente, se describen de forma abreviada las centrales termosolares instaladas en España, dando algunos datos característicos de las mismas.

Abstract

The present work presents the state of the art of storage systems in concentrated solar power plants. In it, it is intended to reflect the current state of research in that field, in addition to trying to understand the importance of considering, in the design phase of the plant, the benefits of installing a storage system.

In a first section, the basic theory of solar thermal power plants and, more particularly, of storage systems is included in a simplified manner. At this point, the types of plants and their basic operation will be described, as well as specific parameters of them. On storage systems, the basic principles that govern their operation are described, emphasizing the advantages and disadvantages of each one, as well as their main characteristics.

Subsequently, in the following section, a bibliometric analysis is carried out on the available literature on storage systems. It tries to reflect the change that research has suffered in this field over the years and try to make the reader have references of where the technology is heading. From the selection of featured articles found, some important topics will be selected and some of the works related to these topics will be briefly described.

To conclude, a summary is made on solar technology at present, linking all the plants in operation and under construction throughout the planet, with the type of technology available. Subsequently, the solar thermal power plants installed in Spain are described in abbreviated form, giving some characteristic data of them.

Índice

Resumen	vii
Abstract	ix
Índice	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
Índice de Figuras	xv
Notación	xix
1 Introducción	1
1.1 <i>La energía solar térmica</i>	1
1.1.1 Beneficios de la energía solar térmica	2
1.1.2 Conceptos principales en plantas de energía solar térmica	4
1.1.3 Esquemas básicos de tipos de plantas	7
1.2 <i>Almacenamiento de energía</i>	9
1.2.1 Importancia del almacenamiento térmico en centrales termosolares	9
1.2.2 Tipos de almacenamiento	11
1.2.3 Consideraciones de diseño y selección del sistema de almacenamiento	16
1.2.4 Desarrollos recientes en almacenamiento	23
2 Estado del arte	27
2.1 <i>Introducción</i>	27
2.2 <i>Estudio bibliométrico</i>	27
2.2.1 Número de publicaciones	27
2.2.2 Evolución bibliométrica por países	27
2.2.3 Evolución bibliométrica por autores	30
2.2.4 Evolución bibliométrica por revistas	31
2.2.5 Financiación	31
2.2.6 Evolución bibliométrica de las tecnologías de almacenamiento	32
2.3 <i>Integración del sistema de almacenamiento en la planta</i>	37
2.4 <i>Problemas de corrosión, estabilidad y compatibilidad de materiales</i>	45
2.5 <i>Almacenamiento latente</i>	48
2.6 <i>Diseño y selección del sistema de almacenamiento</i>	56
3 Plantas de energía solar en la actualidad	67
3.1 <i>Introducción</i>	67
3.2 <i>Plantas de energía solar en operación</i>	67
3.3 <i>Plantas de energía solar en construcción</i>	74
3.4 <i>La energía termosolar en España</i>	80
3.4.1 PS-10 y PS-20	87
3.4.2 Andasol I, II y III	87
3.4.3 La Risca	88
3.4.4 Ibersol Ciudad Real	88
3.4.5 Puerto Errado I y II	88
3.4.6 Extresol I, II y III	89

3.4.7	Majadas	89
3.4.8	Palma del Río I y II	90
3.4.9	Solnova I, III y IV	90
3.4.10	Manchasol I y II	90
3.4.11	La Dehesa	91
3.4.12	La Florida	91
3.4.13	Gemasolar	92
3.4.14	Helioenergy I y II	92
3.4.15	LEBRIJA I	92
3.4.16	Valle I y Valle II (ARCOSOL-50 y TERMESOL-50)	93
3.4.17	Termosolar Borges	93
3.4.18	Consol Orellana	94
3.4.19	Helios I y II	94
3.4.20	Solabén I, II, III y VI	95
3.4.21	Solarcor I y II	95
3.4.22	ASTE 1A y 1B	96
3.4.23	ASTEXOL II	96
3.4.24	Planta termosolar de Morón	96
3.4.25	Planta termosolar de Olivenza I	96
3.4.26	TERMOSOL I y II	97
3.4.27	Termosolar SoluzGuzman	97
3.4.28	Central termosolar La Africana	97
3.4.29	Arenales	97
3.4.30	Central solar termoeléctrica Enerstar Villena	98
3.4.31	Casablanca	98
4	Resumen y conclusiones	99
	Bibliografía	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Fluidos caloportadores.	7
Tabla 1-2. Materiales potenciales para almacenamiento sensible. (8)	13
Tabla 1-3. Materiales potenciales para almacenamiento latente. (8)	14
Tabla 1-4. Materiales potenciales para almacenamiento termoquímico. (8)	15
Tabla 1-5. Pruebas a materiales para TES en términos de estabilidad y ciclos de vida. (8)	18
Tabla 1-6. Materiales para depósitos de almacenamiento. (8)	20
Tabla 2-1. Balance energético para los casos 2,3 y 4. (12)	43
Tabla 2-2. Análisis de coste de capacidad de almacenamiento sensible y latente. (10)	50
Tabla 2-3. Coste de electricidad para CSP 60 MWe con almacenamiento sensible y latente. (10)	50
Tabla 2-4. Comparación de las energías contenidas de los sistemas estudiados. (19)	54
Tabla 3-1. Centrales termosolares en operación (28)	68
Tabla 3-2. Listado de centrales termosolares en construcción (28)	74
Tabla 3-3. Centrales en operación en España.	80

Índice de Figuras

Figura 1-1. Consumo de energía en el mundo. (1)	1
Figura 1-2. Emisiones de CO ₂ de combustibles fósiles. (1)	2
Figura 1-3. Ahorro de emisiones de CO ₂ (2)	3
Figura 1-4. Empleos creados por las CSP. (2)	4
Figura 1-5. Esquema básico de una CSP.	4
Figura 1-6. Colector cilindro parabólico. (3)	5
Figura 1-7. Colector Fresnel. (4)	6
Figura 1-8. Captadores de disco. (5)	6
Figura 1-9. Campo de heliostatos. (5)	6
Figura 1-10. Esquema de central cilindro parabólica.	7
Figura 1-11. Esquema de central de torre	8
Figura 1-12. Esquema receptor lineal Fresnel	9
Figura 1-13. Esquema de central de disco parabólico	9
Figura 1-14. Esquema funcionamiento motor Stirling	10
Figura 1-15. Diagrama producción y coste de energía por horas. (6)	10
Figura 1-16. Esquema sistema de almacenamiento dos tanques directo (7)	11
Figura 1-17. Esquema sistema de almacenamiento dos tanques indirecto (7)	12
Figura 1-18. Esquema tanque con termoclina con deflector. (7)	12
Figura 1-19. Esquema de sistema termoclina multi medio (7)	13
Figura 1-20. Candidatos para almacenamiento termoquímico. (7)	15
Figura 1-21. Temperatura de salida vs. densidad energética de reactantes para TES termoquímico. (7)	15
Figura 1-22. Consideraciones de diseño del TES. (8)	16
Figura 1-23. Base de un depósito de almacenamiento. (8)	20
Figura 1-24. Reparto de coste de un sistema de almacenamiento sensible en dos tanques. (8)	21
Figura 1-25. Estado de madurez de los TES. (8)	21
Figura 1-26. Tipos de TES en función del movimiento del material. (8)	22
Figura 1-27. Procedimiento dimensionamiento depósitos. (8)	23
Figura 1-28. Tanque de almacenamiento de lecho compacto. (7)	25
Figura 1-29. Esquema de funcionamiento sistema latente en cascada (7)	26
Figura 2-1. Publicaciones sobre almacenamiento de energía térmica. (9)	28
Figura 2-2. Publicaciones totales por países (9)	28
Figura 2-3. Publicaciones por años y países (9)	29

Figura 2-4. Publicaciones según el tipo de almacenamiento (9)	29
Figura 2-5. Colaboraciones y coautorías entre países. (9)	30
Figura 2-6. Colaboraciones y coautorías entre países de la U.E. (9)	30
Figura 2-7. Publicaciones acumuladas por autor. (9)	31
Figura 2-8. Publicaciones acumuladas por revista. (9)	31
Figura 2-9. Evolución de la financiación en las publicaciones. (9)	32
Figura 2-10. Publicaciones anuales por tipo de almacenamiento. (9)	32
Figura 2-11. Publicaciones por año sobre almacenamiento sensible. (9)	33
Figura 2-12. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento sensible por países. (9)	33
Figura 2-13. Publicaciones sobre almacenamiento sensible por países. (9)	34
Figura 2-14. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento sensible por autores. (9)	34
Figura 2-15. Publicaciones por año sobre almacenamiento latente. (9)	35
Figura 2-16. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento latente por países. (9)	35
Figura 2-17. Número de publicaciones sobre almacenamiento latente por países. (9)	36
Figura 2-18. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento latente por autores. (9)	36
Figura 2-19. Publicaciones por año sobre almacenamiento termoquímico. (9)	37
Figura 2-20. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento termoquímico por países. (9)	37
Figura 2-21. Publicaciones sobre almacenamiento termoquímico por países. (9)	38
Figura 2-22. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento termoquímico por autores. (9)	38
Figura 2-23. Comparación temperatura de salida del HTF en proceso de descarga. (10)	39
Figura 2-24. Tipos de almacenamiento según movimiento del material. (6)	40
Figura 2-25. Energía térmica producida y rendimiento de receptor para diferentes sistemas. (11)	41
Figura 2-26. Energía almacenada y rendimiento de descarga para diferentes sistemas. (11)	41
Figura 2-27. Energía producida y rendimiento del bloque de potencia para varios sistemas. (11)	42
Figura 2-28. Esquema conceptual de planta base CaL. (12)	42
Figura 2-29. Análisis de sensibilidad de la relación de presiones. (12)	43
Figura 2-30. Análisis de sensibilidad de la relación de presiones. (12)	44
Figura 2-31. Diagrama del análisis de proceso. (13)	44
Figura 2-32. Mecanismos de corrosión para aleaciones metálicas expuestas a sales fundidas. (14)	45
Figura 2-33. Clasificación de los PCMs. (10)	49
Figura 2-34. Capacidad de almacenamiento de calor de varios PCMs. (10)	49
Figura 2-35. Configuraciones de encapsulamiento de PCMs. (10)	50
Figura 2-36. (a) PCM encapsulado en óxido de silicio; (b) bolas recubiertas de polímero. (7)	51
Figura 2-37. Esquema de un TES de calor latente de tubería de calor. (7)	52
Figura 2-38. LCOE para CSP en Daggett, EE. UU, con distintos costes y sistemas. (18)	53
Figura 2-39. Sistema PCM encapsulado. (19)	53
Figura 2-40. Sistema PCM de carcasa y tubo. (19)	53
Figura 2-41. Almacenamiento con sodio líquido. (19)	54
Figura 2-42. Desglose de costes de los sistemas estudiados. (19)	54

Figura 2-43. Diagramas de incertidumbre para diferentes escenarios. (20)	55
Figura 2-44. Esquema carcasa y tubo aleteado. (22)	57
Figura 2-45. Configuraciones típicas de tanques de lecho compacto. (22)	57
Figura 2-46. Tubos y colectores para tanque rectangular. (22)	57
Figura 2-47. Volumen y coste de candidatos para almacenamiento sensible. (11)	59
Figura 2-48. Velocidad de sub-volúmenes considerados para diferentes ángulos de eyector. (23)	59
Figura 2-49. Porcentaje de sub-volúmenes con velocidades mayores a 10 y 15 mm/s. (23)	60
Figura 2-50. Velocidad en sub-volúmenes en configuración de flujo tangencial en 0° y 30°. (23)	60
Figura 2-51. Esquema planta de acumuladores con sobrecalentamiento. (24)	61
Figura 2-52. Esquema de planta de acumuladores con sales fundidas. (24)	62
Figura 2-53. Esquema de planta de almacenamiento mixto latente y sales fundidas. (24)	62
Figura 2-54. Comparativa de costes entre sistemas. (24)	62
Figura 2-55. Modelo de tanque usado (25)	63
Figura 2-56. Pérdidas de calor en dos regiones distintas. (25)	63
Figura 2-57. Pérdidas de calor en función de la carga. (25)	64
Figura 2-58. Pérdidas de calor en función de la temperatura de trabajo. (25)	64
Figura 2-59. Pérdidas de calor en función de la resistencia del aislamiento (26)	65
Figura 2-60. Pérdidas de calor en función de la conductividad del terreno (26)	65
Figura 2-61. Pérdidas de calor en función del radio del tanque (26)	66
Figura 2-62. Pérdidas de calor en función de la temperatura de almacenamiento (26)	66
Figura 3-1. Mapamundi sobre estado actual de la energía solar (27)	67
Figura 3-2. Nº Centrales Termosolares en operación por países	71
Figura 3-3. Potencia instalada (MWe) por países	71
Figura 3-4. Potencias (MWe) máximas, medias y mínimas en operación por países	71
Figura 3-5. Diagrama por tipo de central instalada	72
Figura 3-6. Centrales en operación con o sin almacenamiento	72
Figura 3-7. Potencia instalada con o sin almacenamiento	72
Figura 3-8. Capacidad de almacenamiento frente a potencia instalada.	73
Figura 3-9. Ratio capacidad/potencia frente a potencia de centrales en operación	73
Figura 3-10. Centrales con almacenamiento instaladas por año.	74
Figura 3-11. Nº Centrales termosolares en construcción por países	75
Figura 3-12. Potencia en construcción (MWe) por países	76
Figura 3-13. Potencias (MWe) máximas, medias y mínimas en construcción por países	76
Figura 3-14. Diagrama por tipo de central en construcción.	77
Figura 3-15. Centrales en construcción con o sin almacenamiento	77
Figura 3-16. Potencia (MWe) en construcción con o sin almacenamiento	77
Figura 3-17. Capacidad de almacenamiento frente a potencia en construcción.	78
Figura 3-18. Ratio capacidad/potencia frente a potencia de centrales en construcción	78
Figura 3-19. Número de centrales por año de entrada en servicio.	79

Figura 3-20. Centrales totales previstas con o sin almacenamiento.	79
Figura 3-21. Potencia (MWe) total prevista con o sin almacenamiento.	80
Figura 3-22. Número de centrales por año de entrada en servicio en España.	80
Figura 3-23. Número de centrales instaladas por comunidad autónoma	83
Figura 3-24. Potencia instalada por comunidad autónoma	84
Figura 3-25. Centrales en España con o sin almacenamiento	84
Figura 3-26. Potencia (MWe) en España con o sin almacenamiento	84
Figura 3-27. Diagrama por tipo de central España.	85
Figura 3-28. Capacidad de almacenamiento frente a potencia en España	85
Figura 3-29. Ratio capacidad/potencia frente a potencia de centrales en España	86
Figura 3-30. Energía producida y demanda cubierta en España con energía termosolar (27)	86
Figura 3-31. Energía producida con energía termosolar por mes y año en España (27)	86
Figura 3-32. PS-10 y PS-20 (29)	87
Figura 3-33. Andasol I y II (30)	87
Figura 3-34. Esquema de funcionamiento de Andasol. (31)	88
Figura 3-35. Puerto Errado II. (32)	89
Figura 3-36. Extresol I, II y III (30)	89
Figura 3-37. Planta termoeléctrica de Palma del Río I y II (33)	90
Figura 3-38. SOLNOVA I, II y IV. (29)	90
Figura 3-39. Manchasol I y II (30)	91
Figura 3-40. Central Solar termoeléctrica La Dehesa (35)	91
Figura 3-41. Gemasolar (36)	92
Figura 3-42. Helioenergy I y II. (29)	92
Figura 3-43. Valle I y Valle II (37)	93
Figura 3-44. Esquema de funcionamiento	93
Figura 3-45. Termosolar Borges (38)	94
Figura 3-46. Termosolar Orellana. (39)	94
Figura 3-47. Helios I y II. (29)	94
Figura 3-48. Solabén I, II, III y VI. (29)	95
Figura 3-49. Solarcor I y II (29)	95
Figura 3-50. ASTE 1A y 1B. (40)	96
Figura 3-51. Central termosolar La Africana (41)	97
Figura 3-52. Casablanca (42)	98

Notación

CSP	Concentrated Solar Plant
TES	Thermal Energy Storage
HTF	Heat Transfer Fluid
IEA	International Energy Association
m	Caudal
C_p	Calor específico
$C_{p,s}$	Calor específico sensible
$C_{p,l}$	Calor específico latente
T	Temperatura
T_f	Temperatura de fusión
T_s	Temperatura del PCM en estado sólido
T_l	Temperatura del PCM en estado líquido
PCM	Phase Change Material
h_c	Entalpía cambio de fase
a_r	Fracción de reacción
H	Calor de reacción por unidad de masa
LCOE	Levelized Cost of Energy
U.E.	Unión Europea
E.E.U.U.	Estados Unidos
TIT	Turbine Inlet Temperature
EPCM	Encapsulated Phase Change Material
CAPEX	Capital Expenditure

1 INTRODUCCIÓN

Las energías renovables, especialmente la energía solar concentrada (CSP, Concentrated Solar Plant) representan un recurso energético cada vez más atractivo. Esto se debe principalmente, a la necesidad cada vez mayor, de intentar cuidar el planeta en el que vivimos y asegurar, en la medida de lo posible, la disponibilidad durante mucho tiempo de los recursos que nos aporta.

Uno de los factores que determinan el desarrollo de la tecnología anteriormente mencionada es la posibilidad de integrar sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES, Thermal Energy Storage) cada vez más eficientes y con un coste menor, de forma que reduce el carácter intermitente de este tipo de plantas, haciéndolas más competitivas. Este aspecto se ha convertido en algo tan esencial, que hasta el 70 % de las plantas en construcción cuentan con TES.

En este capítulo se introducen los conceptos básicos necesarios para comprender el funcionamiento de una CSP, los tipos de plantas, los sistemas posibles de almacenamiento y las ventajas de éstos.

1.1 La energía solar térmica

El consumo de energía ha crecido rápidamente en los últimos años, debido al aumento de la población, la industrialización y la urbanización. Sin embargo, los métodos para obtener dicha energía encuentran serias dificultades para hacerlo de forma limpia y segura para el medio ambiente y, por ello, el mundo está sufriendo serios cambios. La figura 1-1 muestra el consumo total de energía en el mundo, pudiendo observarse una tendencia creciente que se prevé que continúe durante los próximos años.

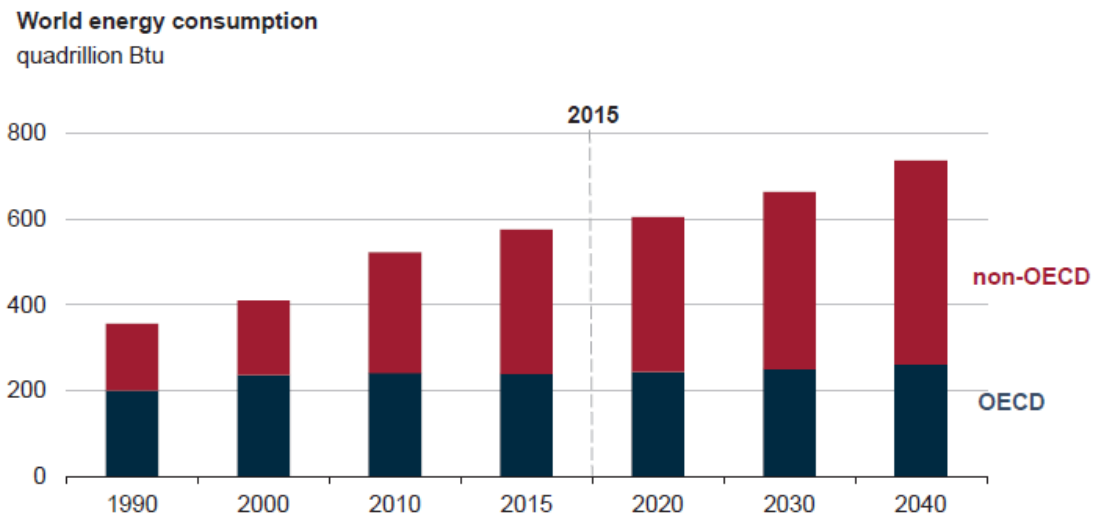


Figura 1-1. Consumo de energía en el mundo. (1)

En la actualidad, el 80% de la energía primaria proviene de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural, etc.), que son grandes culpables de las emisiones de CO₂ producidas a la atmósfera. La figura 1-2 muestra las emisiones de CO₂ producidas por diferentes combustibles fósiles.

Para intentar reducir al máximo este problema, surge la necesidad de fuentes de energías renovables y limpias, que eviten estas emisiones que están produciendo un perjudicial cambio en la estructura del planeta. Con los desarrollos y la infraestructura adecuadas, está previsto que las renovables reduzcan las emisiones en un 30% para el año 2050. Por ello, la tendencia actual se centra en desplazar las fuentes fósiles, sobre todo la procedente del carbón, sustituyéndolas por energías renovables, entre las que se encuentra la energía solar térmica.

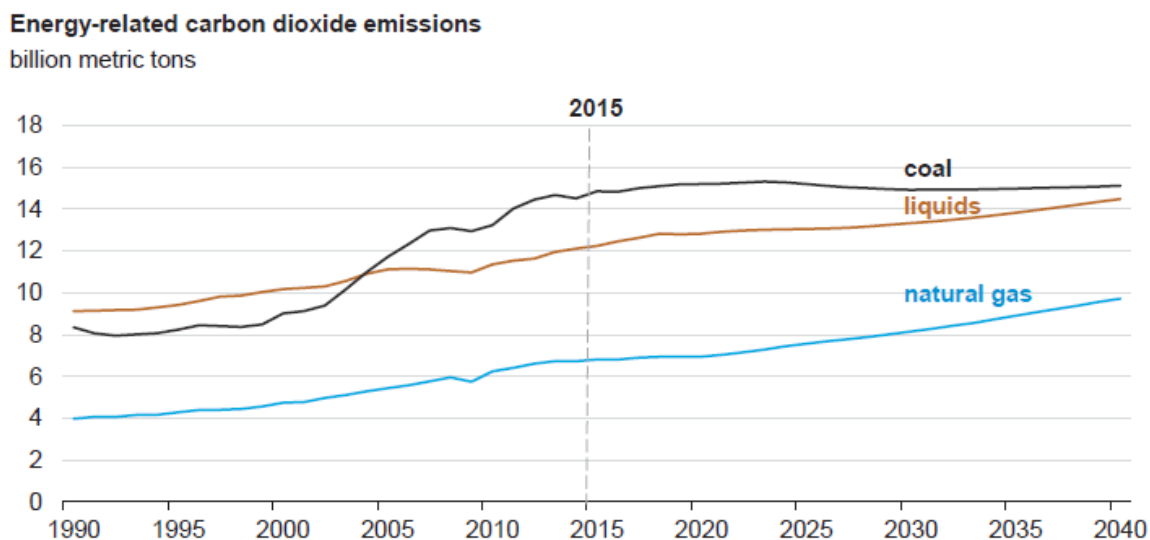


Figura 1-2. Emisiones de CO₂ de combustibles fósiles. (1)

Básicamente se llama energía solar térmica a aquella energía eléctrica que se producirá usando la energía proveniente de la radiación solar, mediante su concentración sobre un fluido térmico caloportador (HTF, Heat Transfer Fluid), que portará el calor necesario para producir vapor en unas determinadas condiciones, el cual será llevado a una turbina con la que será producida dicha energía eléctrica.

Derivada de la fusión nuclear que se produce en el sol, se libera una cantidad de energía en forma de radiación hacia la Tierra de grandes magnitudes. Se estima que la energía anual que el sol libera es de entre 1757 y 49837 EJ, tremendamente superior al consumo total de energía primaria necesario en el mundo, que ronda los 573 EJ. Esto significa que, si se aprovechara completamente los recursos que da el sol, se podría satisfacer la demanda energética mundial únicamente con estos sistemas. Sin embargo, la Asociación Internacional de la Energía (IEA, International Energy Association), estima el suministro de energías renovables (solar, geotérmica, eólica) en un 1,4%, poniendo en evidencia el poco aprovechamiento de este recurso. Se estima que el sol continuará proporcionando energía solar los próximos 4 mil millones de años, lo que lo convierte en una fuente de energía sostenible y renovable. La irradiancia que llega a la superficie terrestre en buenas condiciones puede ser de aproximadamente 1000 W/m².

Considerando el máximo ahorro y eficiencia energética, se espera que las CSP produzcan una contribución global eléctrica del 7% para 2030, y un 25% para 2050. Con esto, está previsto que las CSP suministren el 6% de la demanda global de potencia en el mundo para 2030 y el 12% para 2050.

El rango de potencias en este tipo de sistemas es muy amplio, abarcando desde unos cuantos kilovatios hasta grandes plantas de varios megavatios. Las pequeñas instalaciones suelen usarse en lugares donde los recursos para la distribución eléctrica no son tan abundantes o donde es complicado hacer llegar la electricidad. La radiación solar también se puede utilizar para aplicaciones como calefacción de espacios, suministro de agua caliente, refrigeración por absorción, etc., utilizando los dispositivos adecuados.

Su naturaleza intermitente y la falta de disponibilidad durante las horas punta de consumo requieren la necesidad de TES o un sistema de almacenamiento de electricidad basado en baterías.

Se espera que la energía solar térmica se convierta en uno de los pilares fundamentales de la generación de energía en el futuro, principalmente debido a la reducción de los costes de implantación, mantenimiento y operación, las mejoras en las construcciones y los rendimientos, y el desarrollo de nuevos sistemas que permiten ampliar el rango de operación de estas centrales.

1.1.1 Beneficios de la energía solar térmica

La energía solar térmica tiene muchos beneficios, los cuales son citados a continuación:

- Flexible y producible a demanda.
- Fácilmente integrable en la red eléctrica.
- Ambientalmente sostenible.
- Reduce la emisión de carbono y mejora la calidad del aire. La figura 1-3 muestra la cantidad de CO₂ que se prevé reducir mediante el empleo de estos sistemas. Se prevé que con un crecimiento moderado del mercado de CSP se ahorren 650 millones de toneladas de CO₂ para el 2040, y 1250 millones para 2050.

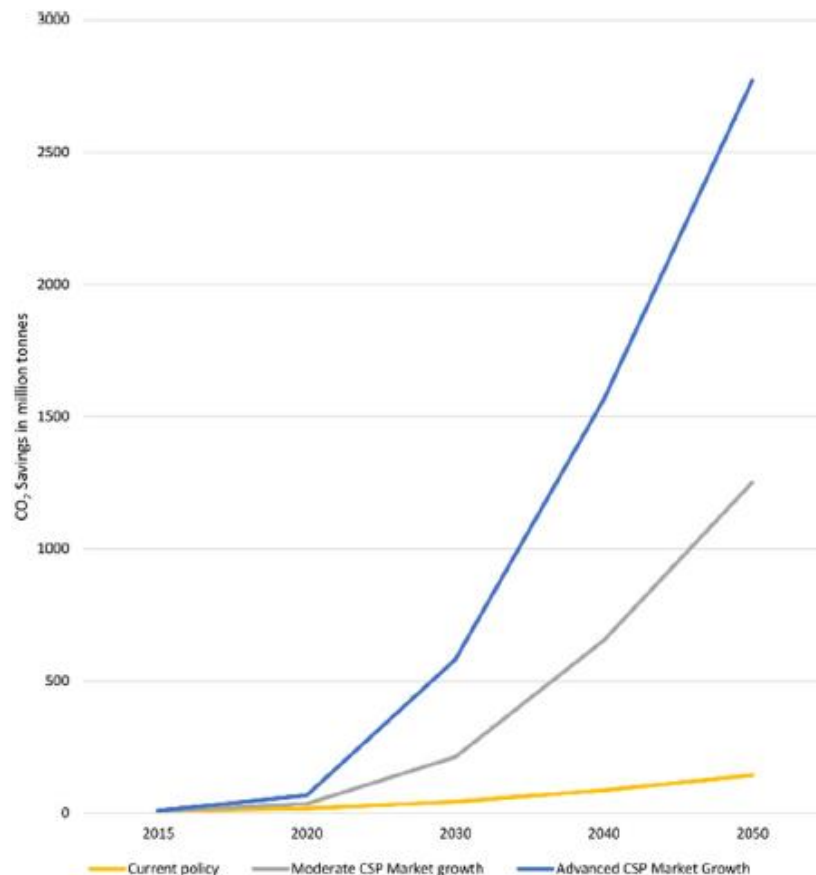


Figura 1-3. Ahorro de emisiones de CO₂ (2)

- Crea empleos e impulsa la economía nacional. Uno de los grandes beneficios de las CSP es la creación de empleo, y ello se muestra en la Figura 1-4. Con un crecimiento moderado de este mercado.
- Puede ubicarse en lugares no agrícolas e inhóspitos como desiertos y sitios áridos.
- Utiliza tecnología experimentada como espejos, turbinas, tubos, generadores eléctricos, etc.
- Las centrales eléctricas pueden complementar otras fuentes primarias de generación eléctrica.
- Se ajusta a la demanda cuando se integra un sistema de almacenamiento térmico
- Muy adecuado para su uso en configuración híbrida con plantas de combustibles fósiles, especialmente en plantas de ciclo combinado de gas natural
- Utilización de agua mínima cuando se combina con enfriamiento en seco

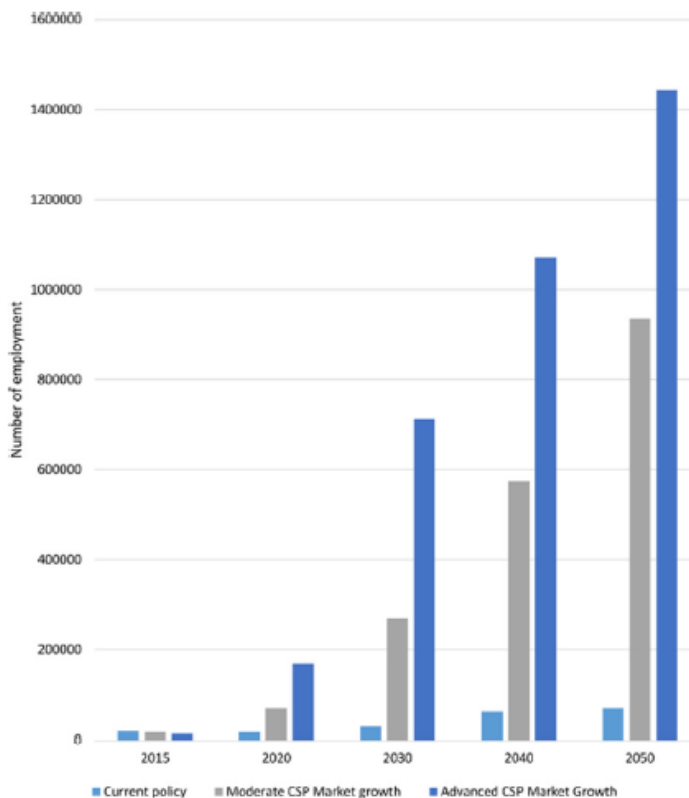


Figura 1-4. Empleos creados por las CSP. (2)

1.1.2 Conceptos principales en plantas de energía solar térmica

Como se ha citado anteriormente, en una CSP la energía eléctrica se produce mediante un generador movido por una turbina de vapor, cuyo vapor es producido mediante la aportación térmica que le facilita el HTF, cuya temperatura se alcanza haciéndolo pasar por un campo de receptores, que reciben la radiación solar que es concentrada mediante espejos (captadores). Por tanto, se podría dividir, a grosso modo, una CSP en tres partes fundamentales: colectores (concentrador y receptor, con su HTF), sistema de almacenamiento y bloque de potencia.

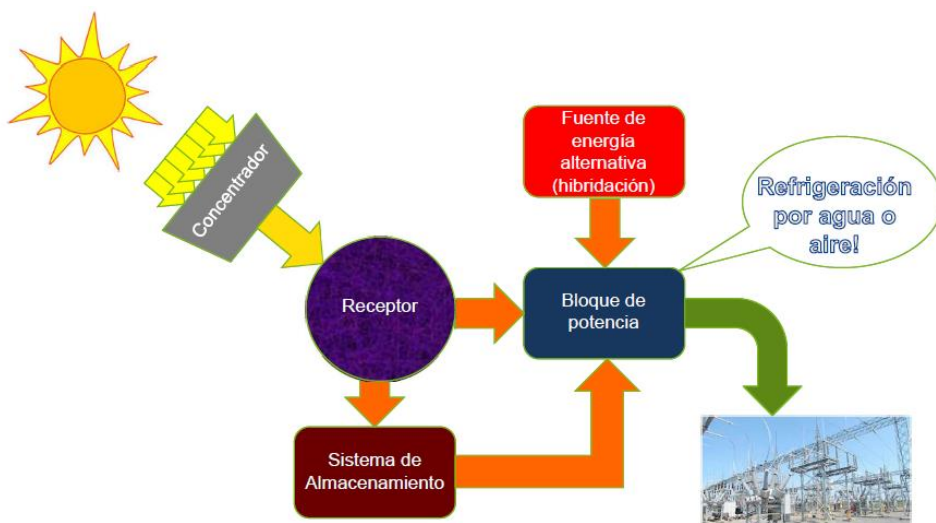


Figura 1-5. Esquema básico de una CSP.

continuación, se describen brevemente estos conceptos:

- Colectores solares: es el componente principal de una CSP, puesto que se encarga de convertir la energía solar entrante en energía en forma de calor. Ese calor es transferido a un fluido (HTF) que puede ser aire, aceite, agua u otro compuesto el cual circula a través de los colectores, bien hacia el sistema de almacenamiento o bien hacia el generador de vapor. Se dividen principalmente en dos grupos, lineales o puntuales.
 - Concentradores de foco lineal: concentran la radiación solar hacia un receptor con forma lineal. Pueden ser captadores cilindro parabólicos (Figura 1-6) o captadores Fresnel (Figura 1-7).
 - Concentradores de foco puntual: concentran la radiación solar en un punto concreto. Pueden ser de disco parabólico (Figura 1-8) o de campo de heliostatos (receptor central o de torre) (Figura 1-9).



Figura 1-6. Colector cilindro parabólico. (3)

- HTF: es el fluido que se encarga de llevar el calor desde los receptores al sistema de almacenamiento o el generador de vapor. Es importante que el fluido tenga una baja viscosidad y una alta capacidad calorífica. La elección del fluido de trabajo depende principalmente de la temperatura de trabajo del mismo. En la tabla 1-1 se recogen los HTF más usados en función del rango de temperaturas para el que son adecuados.
- TES: el sistema de almacenamiento permite extender las horas de funcionamiento de la planta durante las horas en las que no incide radiación. De esta forma el sistema es capaz de adaptarse mejor a la demanda, haciéndolo mucho más efectivo. Hay tres tipos principales: sensible, latente y termoquímico, que serán desarrollados en apartados posteriores. La mayoría de las plantas que cuentan con TES usan el almacenamiento sensible indirecto de dos tanques con sales fundidas, con una mezcla de nitrato de sodio y nitrato de potasio.



Figura 1-7. Colector Fresnel. (4)



Figura 1-8. Captadores de disco. (5)



Figura 1-9. Campo de heliostatos. (5)

Tabla 1-1. Fluidos caloportadores.

Rango de temperaturas de utilización	Fluidos Caloportadores
> 400 °C	Gases de combustión, vapor recalentado, aire, sales fundidas, metales fundidos.
400 °C ↔ 200 °C	Gases de combustión, vapor recalentado, aire, fluidos caloportadores orgánicos (fluidos térmicos).
200 °C ↔ 50 °C	Vapor saturado, agua, agua sobrecalentada, aire.
50 °C ↔ 0 °C	Agua, aire.
0 °C ↔ -30 °C	Salmueras, glicoles, freones, NH ₃ , SO ₂ , CO ₂ .
-30 °C ↔ -100 °C	Metano, propano.
< -100 °C	Aire líquido, H ₂ , N ₂ (Criogenia)

- **Bloque de potencia:** el bloque de potencia consta de dos partes fundamentales, turbina y generador. En la turbina se produce el salto entálpico del vapor producido anteriormente, convirtiendo la energía (principalmente térmica) del vapor en energía mecánica, que se traduce en el giro del eje de la turbina. Este giro del eje es el que se transmite al rotor del generador, que se encarga de transformar esta energía mecánica en energía eléctrica que es finalmente vertida a la red.

1.1.3 Esquemas básicos de tipos de plantas

Existen cuatro tipos principales de plantas solares, clasificadas en función del tipo de captador del que disponen. Todos ellos son descritos a continuación:

- Centrales cilindro parabólicas

El sistema consiste básicamente en unos espejos parabólicos de forma lineal que alcanzan hasta los 600 metros de largo, como puede verse en el esquema de la Figura 1-10. Estos concentradores se orientan automáticamente en función de la dirección de la radiación de forma que se aumente su eficacia para captar la misma. En el foco de estos concentradores se encuentra una tubería por la que circula el HTF (receptor), que alcanza una temperatura de hasta 400 °C. Este receptor se encuentra dentro de una envoltura de vidrio que reduce las pérdidas de calor. Después de aumentar su temperatura, el HTF se envía al sistema de almacenamiento o al generador de vapor, para producir posteriormente la energía eléctrica. La eficiencia de este tipo de centrales es de alrededor del 15%.

Las centrales cilindro parabólicas son las más efectivas y usadas en todo el mundo, siendo alrededor del 90% de las centrales instaladas de este tipo. La mayoría de las instaladas son de 50 MWe de potencia. En España hay 39 plantas cilindro parabólicas.

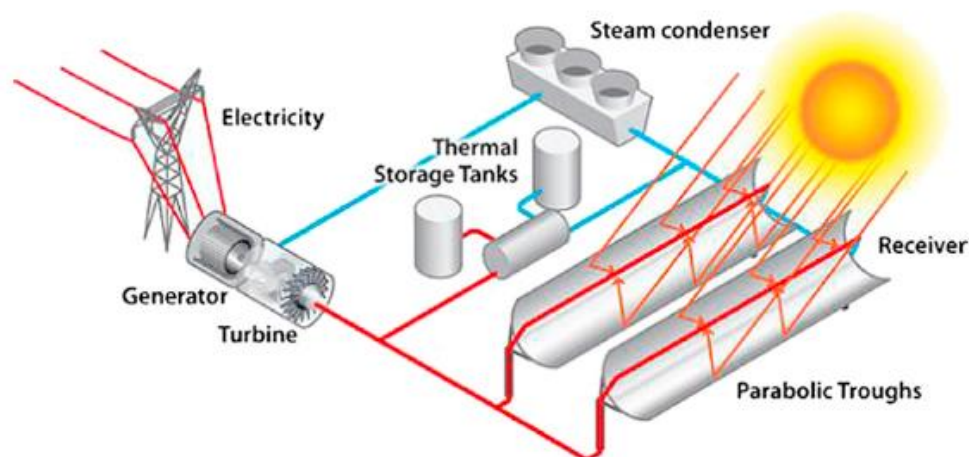


Figura 1-10. Esquema de central cilindro parabólica.

- Central de torre o de receptor central

Las centrales de torre es una tecnología más moderna que la de centrales cilindro parabólicas y está más indicada para las centrales de grandes potencias, puesto que resultan más económicas. Principalmente consiste en un campo de grandes espejos planos (heliostatos) que reflejan la radiación solar hacia un receptor situado en la parte más alta de la torre. Estos heliostatos, que pueden contarse por cientos o incluso miles, concentran la radiación procedente del sol hasta 1500 veces, llegando a alcanzar temperaturas de trabajo de hasta 700 °C.

Este tipo de centrales son las que tienen mayor facilidad para contar con sistemas de almacenamiento, para alargar los tiempos de operación y hacerla más efectiva. También es de destacar el poco espacio que ocupan estas plantas. Se puede estimar que una planta de 100 MWe con 12 horas de almacenamiento necesita apenas 400 hectáreas de terreno para suministrar energía a 50.000 hogares.

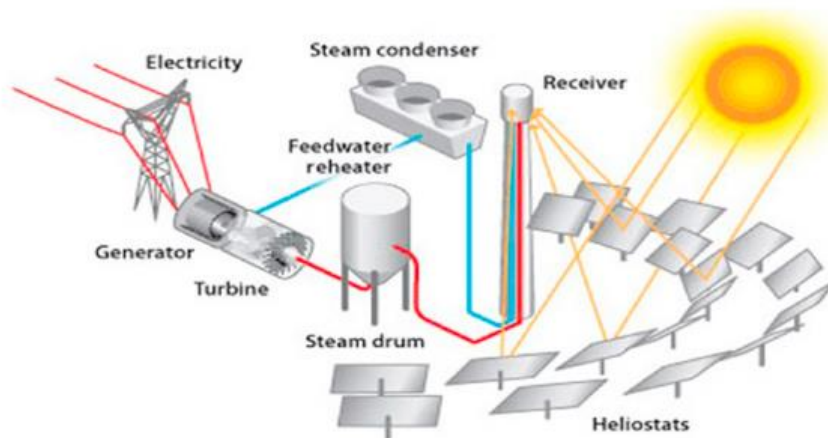


Figura 1-11. Esquema de central de torre

- Centrales lineales Fresnel

Este tipo de centrales reciben su nombre debido a las lentes descubiertas por Augustin-Jean Fresnel, que constan de múltiples planos refractores que mejoran la concentración de la luz procedente de muchos ángulos en una sola línea o punto.

Un reflector Fresnel puede considerarse un híbrido entre el receptor de torre y el cilindro parabólico. Principalmente consta de reflectores primarios que reflejan la radiación hacia un reflector secundario con forma parabólica que vuelve a reflejar la radiación hacia el receptor, que se encuentra en el foco del reflector secundario. Este receptor es el que se encuentra fijado, siendo los reflectores lo que pueden contar con seguimiento para optimizar la transmisión de la radiación solar.

Muchos de estos colectores se diseñan para producir vapor directamente dentro de ellos hasta a 285 °C, de forma que no se cuenta con generador de vapor y se eliminan los diferentes riesgos que conllevan la inclusión de un HTF diferente. Este sistema es menos eficiente que los demás, al contar con un crecimiento de temperatura limitado, aunque tiene la ventaja de tener menor coste por ser una instalación relativamente sencilla. Esto conlleva a afirmar que es una buena opción si se requiere producir pequeñas cantidades de energía en áreas remotas.

- Central de disco parabólico

El sistema de receptor de disco parabólico con motor Stirling es el sistema de menor tamaño de todos los relacionados. A su vez, es también el sistema con mayor eficiencia de todos, pudiendo ésta llegar al 30%, y produciendo entre 3 y 25 kW de energía eléctrica.

Este sistema concentra la radiación mediante concentradores con forma de disco parabólico en el foco, en el cual se sitúa un motor Stirling que se encarga de producir la energía eléctrica. La misión del concentrador es aumentar la temperatura del gas para que pueda producirse el movimiento del motor anteriormente mencionado. Estos concentradores pueden tener hasta 10 metros de diámetro para un sistema de 25 kW. El HTF usado en este tipo de sistemas suele ser el hidrógeno, que es calentado hasta los 650 °C.

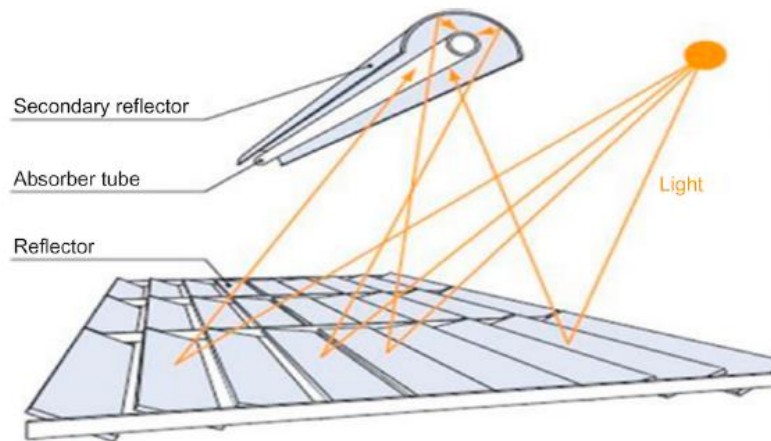


Figura 1-12. Esquema receptor lineal Fresnel

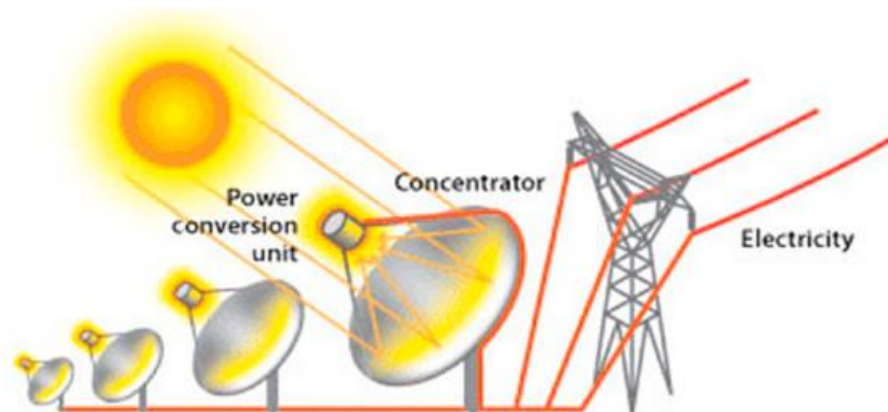


Figura 1-13. Esquema de central de disco parabólico

Un motor Stirling dispone de dos cilindros, llamados de expansión y compresión, como puede comprobarse en la Figura 1-14. Cuando el gas de trabajo es calentado por la radiación solar, se expande el cilindro de expansión produciendo el giro del cigüeñal. Posteriormente, debido a la inercia se comprime este cilindro haciendo pasar el gas al cilindro de compresión a través de un regenerador que disminuye su temperatura empleando agua. Lo siguiente es la compresión del cilindro de compresión haciendo que el gas vuelva al cilindro de expansión, para volver a iniciar el ciclo. El cigüeñal es conectado a un generador que se encarga de producir la energía eléctrica.

El sistema de disco parabólico tiene la ventaja de tener una estructura totalmente autónoma y poder funcionar largos periodos de tiempo con un mantenimiento mínimo. Por el contrario, tiene la desventaja de no poder disponer de ningún tipo de sistema de almacenamiento, teniendo que ser consumida la energía en el momento de su producción además de tener que disponer de unas condiciones meteorológicas aceptables para su funcionamiento.

1.2 Almacenamiento de energía

1.2.1 Importancia del almacenamiento térmico en centrales termosolares

El gran inconveniente de las CSP es su intermitencia, debido a que necesita de la presencia del sol y, cuando está presente, de unas condiciones atmosféricas mínimas. Por tanto, se podría afirmar que se hace casi imprescindible la presencia de TES si se quiere hacer más efectiva cualquier CSP, tanto técnica como económicamente.

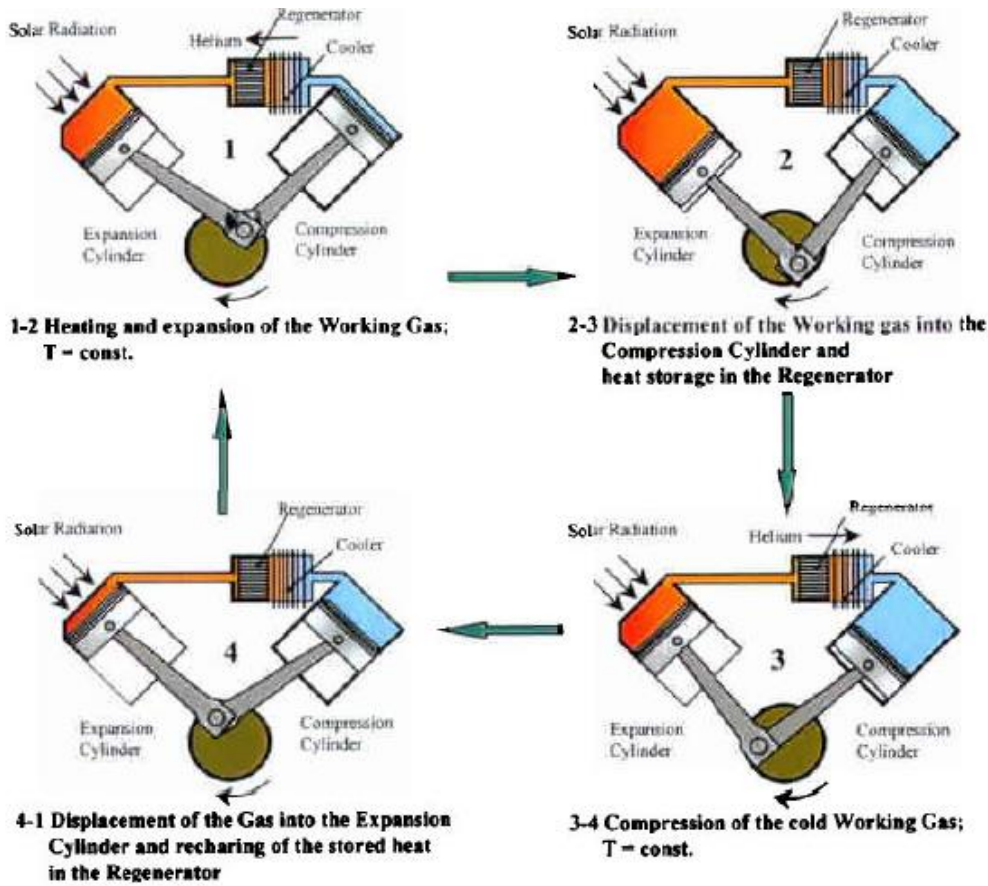


Figura 1-14. Esquema funcionamiento motor Stirling

El hecho de contar con un TES hace que se puedan aumentar las horas de producción de energía de la CSP, además de que permite optimizar el precio de la energía en función de la hora del día. Como se muestra en la Figura 1-15, en las horas donde el precio de la electricidad es mayor, no se cuenta con la fuente de energía principal en estos sistemas, el sol. Es por ello que, mediante un sistema de almacenamiento, se puede alargar la producción de energía hasta estas horas donde el precio es mayor, haciendo que se pueda reducir el mismo al aumentar la disponibilidad.

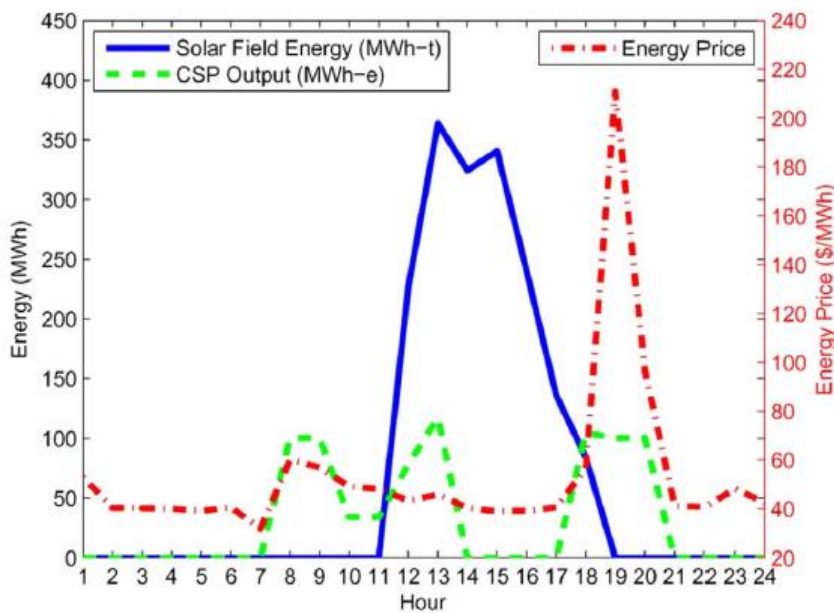


Figura 1-15. Diagrama producción y coste de energía por horas. (6)

1.2.2 Tipos de almacenamiento

Existen en la actualidad tres tipos principales de TES: sensible, latente y termoquímico. El almacenamiento sensible es la tecnología más madura y más utilizada en las CSP comerciales instaladas. El almacenamiento latente permite almacenar grandes cantidades de energía en volúmenes relativamente pequeños, haciéndola muy competitiva económicamente. La tecnología termoquímica, aunque es la menos utilizada, está cobrando importancia en los últimos años.

1.2.2.1 Almacenamiento sensible

En los sistemas de almacenamiento sensible, la energía es almacenada o descargada mediante un aumento o disminución de la temperatura del medio de almacenamiento, que puede ser sólido o líquido, sin que se produzca un cambio en el estado del material de almacenamiento. La cantidad de energía almacenada, por tanto, depende de la cantidad de material de almacenamiento del que se disponga, del calor específico del mismo y del incremento de temperatura que se produzca, siguiendo la siguiente expresión:

$$Q = m * C_p * \Delta T$$

Donde m es la cantidad de material que circula, C_p el calor específico y ΔT el incremento de temperatura. Otros parámetros importantes son la temperatura de operación, la conductividad térmica y difusividad, la estabilidad química y térmica y el coste. El principal inconveniente de estos sistemas es su escasa densidad energética, lo que hace que estos sistemas puedan ser relativamente grandes.

El material más usado en este tipo de almacenamiento en la actualidad es la sal fundida, implementada en la inmensa mayoría de las CSP que cuentan con almacenamiento. Estas sales tienen un coste relativamente bajo, además de tener la máxima temperatura de operación, aunque solidifican a temperaturas relativamente altas (220 °C), lo que hace que se tenga que disponer de sistemas anti congelantes algo caros.

El sistema de dos tanques con sales fundidas es el sistema más extendido en la actualidad en las CSP comerciales. Si el mismo fluido actúa como HTF y como medio de almacenamiento se habla de un sistema de almacenamiento directo (Figura 1-16). Si, por el contrario, el HTF se limita a circular por el campo solar y se encuentra acoplado al sistema de almacenamiento, con un material de almacenamiento distinto, por un intercambiador de calor, se habla de un sistema de almacenamiento indirecto (Figura 1-17).

Normalmente, las plantas cilindro parabólicas utilizan el método indirecto, calentando las sales fundidas en el intercambiador con el aceite usado como HTF en el campo solar. Cuando al campo solar no le es posible aportar calor, se utilizan las sales fundidas almacenadas para calentar el aceite usado como HTF y producir vapor de agua. Algunas centrales cilindro parabólicas y la mayoría de las centrales de torre utilizan el método directo. Con él, deja de existir la necesidad de disponer de un intercambiador de calor, lo que hace que se reduzcan los costes y se aumente la eficiencia del sistema.

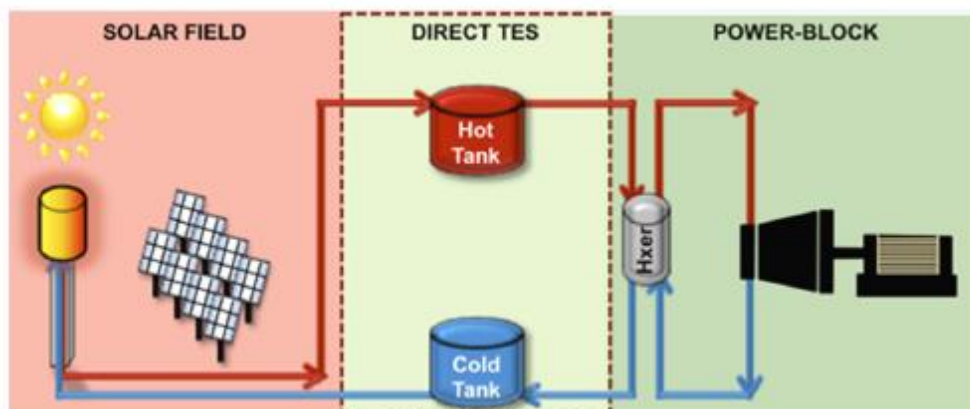


Figura 1-16. Esquema sistema de almacenamiento dos tanques directo (7)

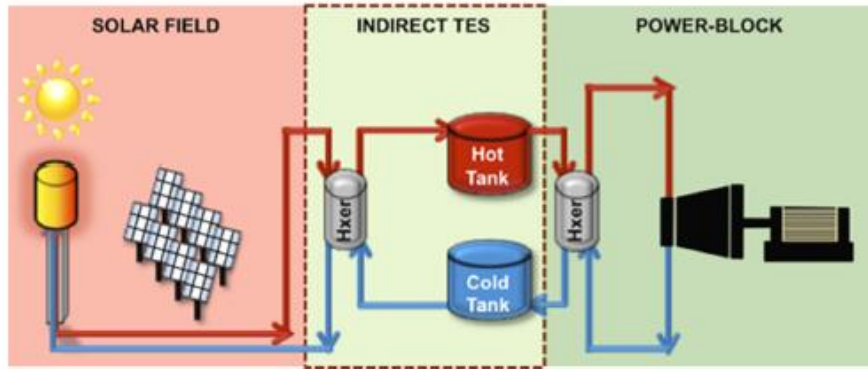


Figura 1-17. Esquema sistema de almacenamiento dos tanques indirecto (7)

Existe otro sistema de almacenamiento sensible, que es el sistema de tanque único con termoclina, con el que se elimina uno de los tanques respecto a lo anteriormente mencionado, reduciendo hasta en un 35% los costes. En dicho sistema, los fluidos fríos y calientes se encuentran almacenados en el mismo tanque y quedan separados por la estratificación térmica. Puede usarse un deflector, de forma que se asegure mantener los fluidos calientes y fríos separados entre sí (Figura 1-18).

Sin embargo, la tendencia se encamina a usar materiales de relleno de menor coste para reducir la cantidad total de sal fundida a utilizar, que tiene un coste relativamente alto. En este sentido, se han creado sistemas termoclina llamados de doble medio o multi medio (Figura 1-19). Estos sistemas tienen algunas dificultades en su diseño y operación, como pueden ser la distribución del flujo, la estabilidad del sistema de relleno en la parte caliente y los esfuerzos termo mecánicos a los que es inducido.

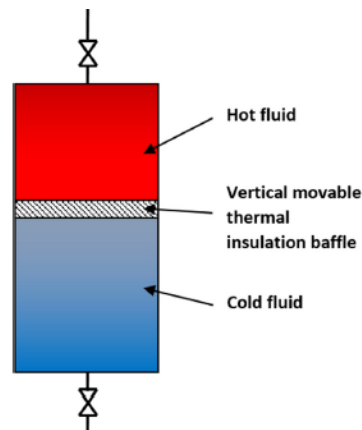


Figura 1-18. Esquema tanque con termoclina con deflector. (7)

A continuación, en la Tabla 1-2, se muestran los materiales principales candidatos para usarse como medio de almacenamiento sensible junto con sus principales características.

1.2.2.2 Almacenamiento latente

El sistema de almacenamiento latente, usando materiales de cambio de fase (PCM, phase change material) ha captado cierto interés en los últimos años, sobre todo en la última década. En dicho sistema, se almacena mucha mayor cantidad de energía, puesto que su carga/descarga se basa en el cambio de fase del PCM, lo que libera mucho más calor en el proceso, dado que se basa tanto en el calor específico (aumento/disminución de temperatura) tanto del líquido como del sólido, como en la entalpía de cambio de fase, siguiendo la siguiente expresión:

$$Q = m[C_{p,s}(T_f - T_s) + h_c + C_{p,l}(T_l - T_f)]$$

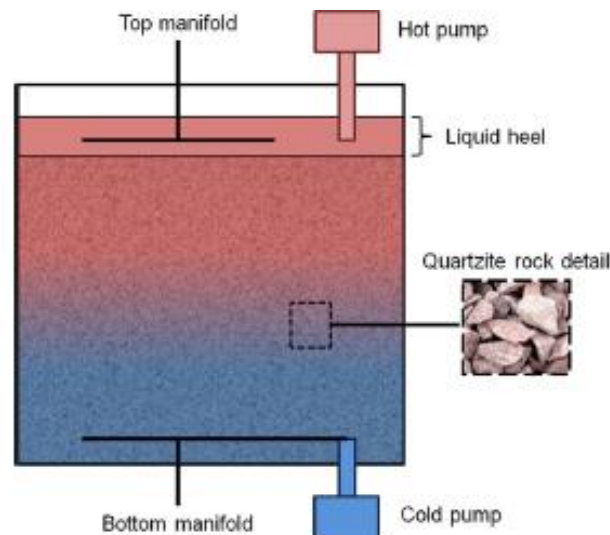


Figura 1-19. Esquema de sistema termoclina multi medio (7)

Tabla 1-2. Materiales potenciales para almacenamiento sensible. (8)

T_{cold} (°C)	T_{hot} (°C)	Material	Thermal conductivity (W/m k)	Density (kg/m ³)	Average specific heat capacity c_p (kJ/kg K)	Volumetric specific heat capacity (kWh _{th} /m ³)	Type of medium
200	300	Sand-rock-oil	1	1700	1.3	60	Solid
200	400	Reinforced concrete	15	2200	0.85	100	Solid
200	400	Cast iron	37	7200	0.56	160	Solid
200	500	NaCl	7	2160	0.85	150	Solid
200	700	Cast steel	40	7800	0.6	450	Solid
200	700	Silica fire bricks	15	1820	1	150	Solid
200	1200	Magnesia fire bricks	5	3000	1.15	600	Solid
250	350	Synthetic oil	0.11	900	2.3	57	Liquid
250	450	Nitrite salts	0.57	1825	1.5	152	Liquid
270	530	Liquid sodium	71	853	1.3	80	Liquid
300	400	Silicone oil	0.1	900	2.1	52	Liquid
180	1300	Lithium liquid salt	38.1	510	4.19		Liquid
15	400	Dowtherm A	0.1171 at 155 °C	867	2.2		Liquid
0	345	Therminol 66		750	2.1		Liquid

Donde m es la cantidad de material de almacenamiento, $C_{p,s}$ and $C_{p,l}$ son los calores específicos del PCM en fase sólida y líquida, T_f es la temperatura de fusión, h es la entalpía de cambio de fase, y T_s y T_l son las temperaturas del PCM sólido y líquido.

Debido a la gran energía que desprende durante el proceso de cambio de fase, este tipo de almacenamiento facilita una carga/descarga isoterma y una gran densidad energética, comparado con los sistemas de almacenamiento sensibles. Esto se traduce en sistemas de menor tamaño y, por tanto, menor coste. Actualmente, casi ninguna de las CSP instaladas en el mundo utiliza almacenamiento latente, aunque se prevé que esta tendencia cambie en un plazo relativamente corto.

Debido a la demanda de altas temperaturas de trabajo, los materiales que potencialmente pueden actuar como PCM son las sales inorgánicas eutécticas o aleaciones metálicas. Las sales han sido el material más estudiado debido a su menor coste, pero su poca conductividad térmica ha hecho que pierda protagonismo, puesto que limita la transferencia de temperatura entre el HTF y el PCM. Se han hecho algunas investigaciones para paliar esta poca transferencia de temperatura, por ejemplo, aumentando la superficie de transferencia de calor encapsulando el PCM o añadiendo aletas a los tubos de intercambio, añadiendo tubos de calor o termosifones al sistema y añadiendo materiales con alta conductividad térmica al PCM (óxido de magnesio o grafito). Los metales o aleaciones menos costosas que han sido investigadas son las que contienen zinc, aluminio, cobre, magnesio o silicio.

Se adjunta la tabla 1-3, donde se presentan los materiales de almacenamiento latente más utilizados junto a las propiedades de cada uno.

Tabla 1-3. Materiales potenciales para almacenamiento latente. (8)

T_{melt} (°C)	Material	Latent heat of fusion (J/g)	Thermal conductivity (W/m K)
307	NaNO ₃	177	0.5
318	77.2 mol% NaOH–16.2% NaCl–6.6% Na ₂ CO ₃	290	
320	54.2 mol% LiCl–6.4% BaCl ₂ –39.4% KCl	170	
335	KNO ₃	88	0.5
340	52 wt% Zn–48% Mg	180	
348	58 mol% LiCl–42% KCl	170	
380	KOH	149.7	0.5
380	45.4 mol% MgCl ₂ –21.6% KCl–33% NaCl	284	
381	96 wt% Zn–4% Al	138	
397	37 wt% Na ₂ CO ₃ –35% K ₂ CO ₃ –Li ₂ CO ₃	275	2.04
443	59 wt% Al–35% Mg–6% Zn	310	
450	48 wt% NaCl–52% MgCl ₂	430	0.96
470	36 wt% KCl–64% MgCl ₂	388	0.83
487	56 wt% Na ₂ CO ₃ –44% Li ₂ CO ₃	368	2.11
500	33 wt% NaCl–67% CaCl ₂	281	1.02
550	LiBr	203	
632	46 wt% LiF–44% NaF ₂ –10% MgF ₂	858	1.20
660	Al	398	250
714	MgCl ₂	452	

1.2.2.3 Almacenamiento termoquímico

El almacenamiento termoquímico consiste en el almacenamiento/descarga de energía mediante una reacción química reversible de la forma:



En el modo de almacenamiento, el reactante AB se alimenta del calor que aporta la temperatura del HTF que proviene del campo solar, dando como resultado los productos A y B, que se almacenan por separado. De esta forma, cuando las condiciones atmosféricas no sean las mínimas necesarias para que el sistema produzca energía mediante la absorción de radiación, se hacen reaccionar los productos A y B almacenados para volver a producir AB y aprovechar el calor producido en la reacción exotérmica para aumentar la temperatura del HTF. La ecuación que mide la cantidad de energía almacenada sería la siguiente:

$$Q = a_r * m * \Delta H$$

Donde a_r es la fracción que reacciona, m es la cantidad de reactante AB y ΔH es el calor de reacción por unidad de masa.

Las ventajas principales del sistema de almacenamiento termoquímico son su alta densidad energética y sus escasas pérdidas de calor, lo que permite almacenar grandes cantidades de energía en volúmenes relativamente pequeños. Este proceso permite almacenar calor a medias y bajas temperaturas, normalmente menos de 400 °C, siendo el calor de reacción aproximadamente 20-70 kJ/mol. Las reacciones más investigadas incluyen sales metálicas con agua, amoníaco o metanol y aleaciones metálicas con hidrógeno. En la figura 1-20 se muestran algunos sistemas de almacenamiento termoquímico y reactantes con mayores posibilidades de cara a ser implantados en las CSP comerciales. Además, en la Figura 1-21, se puede observar la densidad energética de estos candidatos frente a su temperatura de salida, de forma que se podría elegir, en el rango de temperaturas deseado, el reactante con mayor densidad energética. Se puede observar que estas densidades energéticas son entre 5 y 10 veces mayores que en los sistemas de almacenamiento sensibles o latentes.

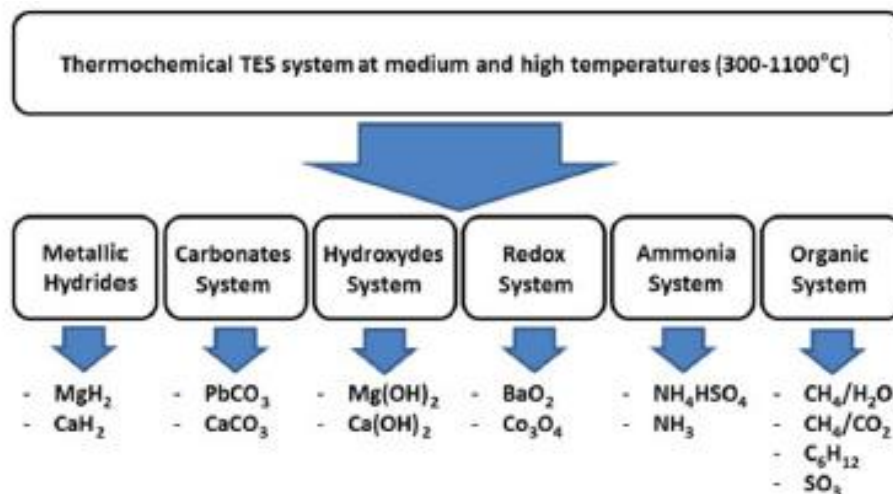


Figura 1-20. Candidatos para almacenamiento termoquímico. (7)

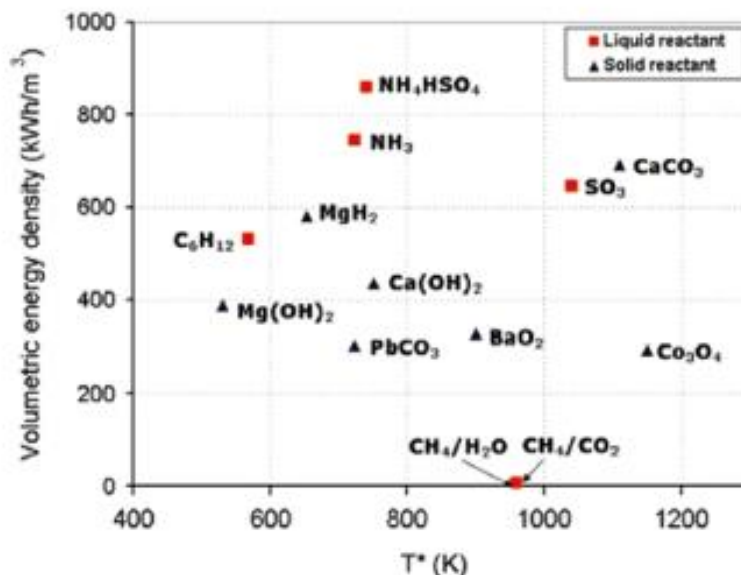


Figura 1-21. Temperatura de salida vs. densidad energética de reactantes para TES termoquímico. (7)

Además, en la tabla 1-4 también pueden observarse algunos datos adicionales de materiales incluidos en la figura 1-20.

Tabla 1-4. Materiales potenciales para almacenamiento termoquímico. (8)

Compound	Temperature (°C)	Reaction	ΔH (kJ/mol)	ΔH (GJ/m ³)
Manganese oxide [73]	530 (at 1 bar of reactant)	MnO ₂ + ΔH ↔ 0.5Mn ₂ O ₃ + 0.25O ₂	42	
Calcium hydroxide [73]	505 (at 1 bar of reactant)	Ca(OH) ₂ + ΔH ↔ CaO + H ₂ O	112	
Calcium carbonate [73]	896 (at 1 bar of reactant)	CaCO ₃ + ΔH ↔ CaO + CO ₂	167	
Magnesium hydride [81]	250–500	MgH ₂ + ΔH ↔ Mg + H ₂	75	4.4
Ammonia [82]	400–500	NH ₃ + ΔH ↔ 1/2N ₂ + 3/2H ₂	67	
Methane/Water [83]	500–1000	CH ₄ + H ₂ O ↔ CO + 3H ₂	n.a.	
Magnesium oxide [84]	250–400	MgO + H ₂ O ↔ Mg(OH) ₂	81	3.3
Iron carbonate [85]	180	FeCO ₃ ↔ FeO + CO ₂		2.6
Metal hydride [83]	200–300	Metal xH ₂ ↔ metal yH ₂ + (x - y)H ₂		4
Methanolation–demethanolation [86]	200–250	CH ₃ OH ↔ CO + 2H ₂	n.a.	

Los sistemas de almacenamiento termoquímicos están en una etapa muy pronta de su desarrollo, habiendo sido la mayoría de sistemas desarrollados únicamente a escala de laboratorio con fines investigativos. Se necesitan

abordar varios frentes de cara a desarrollar sistemas termoquímicos fiables:

1. Elegir la reacción más adecuada, en función del uso.
2. Desarrollar intercambiadores de calor más efectivos, de forma que se mejore la transferencia de calor.
3. Encontrar materiales compuestos con alta densidad energética, alta conductividad térmica, buena resistencia a esfuerzos cíclicos y de coste bajo.

1.2.3 Consideraciones de diseño y selección del sistema de almacenamiento

En este apartado se discutirán los diferentes aspectos a tener en cuenta a la hora de diseñar y/o elegir el sistema de almacenamiento más adecuado a la CSP que se pretende proyectar o construir. En primer lugar, se pondrá atención a las consideraciones a nivel de planta y de diseño, para luego centrarse en la elección del material de almacenamiento y el diseño de los componentes y elementos auxiliares del sistema. Por tanto, todas estas consideraciones se dividirán en tres niveles:

- A nivel de planta. Se centra en las necesidades de la planta a nivel general y en la integración del TES en la CSP, así como en la compatibilidad del mismo con el resto de sistemas. Los aspectos a tener en cuenta en el momento de establecer una estrategia de diseño pueden ser: temperatura de almacenamiento, capacidad, tiempos de carga/descarga, integración con el capó solar y el bloque de potencia, etc.
- A nivel de componentes. Se basa en la elección de los componentes básicos del TES, como pueden ser el material de almacenamiento, el sistema de transferencia de calor TES-HTF, y cualquier otro aspecto a tener en cuenta en la transferencia de calor.
- A nivel de sistema. A nivel de sistema se estudiará la integración de los componentes (tanques, combas, intercambiadores, etc.), de cara a reducir pérdidas para aumentar la eficiencia y reducir costes.

A modo de resumen, la Figura 1-22 muestra las consideraciones principales en cada uno de los niveles citados.

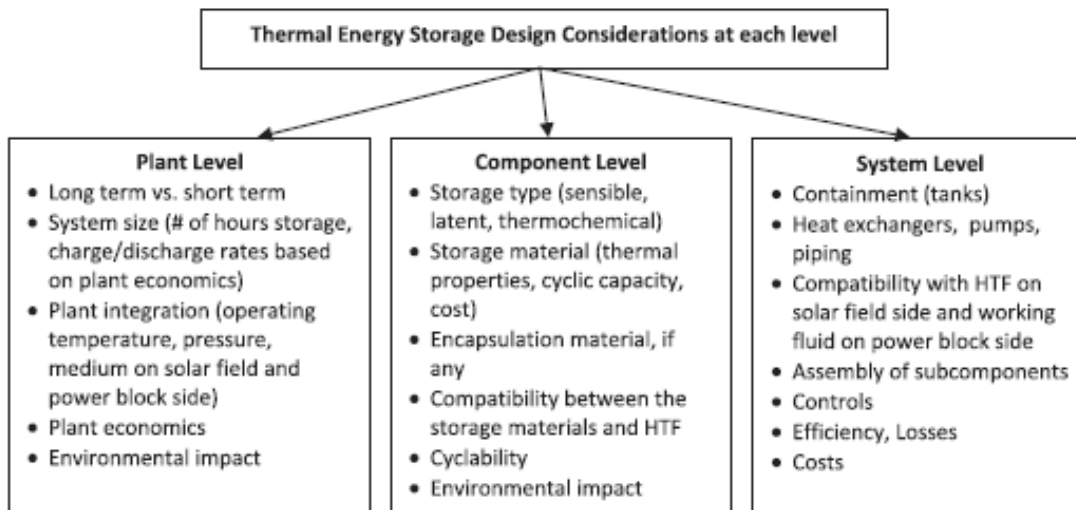


Figura 1-22. Consideraciones de diseño del TES. (8)

1.2.3.1 Consideraciones a nivel de planta

- Sistemas CSP

Lo primero que debe tenerse en cuenta es el tipo de CSP ante el que se está. Como bien se explica en el apartado 1.1.3, existen cuatro tipos principales de centrales: cilindro parabólicas, de torre, lineal Fresnel o de disco parabólico.

- Integración del TES

Se busca integrar el TES de la mejor forma posible, de manera que se optimicen principalmente la amortiguación en el arranque/parada, periodos de producción y el factor de capacidad anual. Esto se consigue con una correcta conexión tanto con el campo solar como con el bloque de potencia. Para lograr esto, existen numerosos modelos de simulación que permiten predecir y mejorar el comportamiento de la planta. Para tomar las decisiones correctas es necesario evaluar las conexiones entre los diferentes factores, como pueden ser la energía anual de salida, costes adicionales, LCOE (Levelized Cost of Energy) y los momentos de consumo de la electricidad.

En el bloque de potencia, el rendimiento depende sobre todo de la temperatura de trabajo. La cantidad de energía producida depende de varios factores, como pueden ser la insolación directa anual disponible, el rendimiento del campo solar, las pérdidas térmicas, el rendimiento del bloque de potencia y el rendimiento del TES, si lo hay.

Uno de los principales parámetros para la elección del TES es la temperatura de salida del HTF del campo solar, puesto que determina la temperatura de carga del sistema. Por ejemplo, durante la noche, cuando se usa el sistema de almacenamiento, la temperatura de trabajo será algo menor, por lo que la transferencia de calor será menor, generando menos vapor y a menor temperatura. Para contrarrestar esto, se debe reducir la presión del vapor para disminuir la temperatura de saturación y aumentando la generación de vapor. Esto hará que el rendimiento de la CSP aumente.

En resumen, para lograr un rendimiento mayor, se deben de poder alcanzar mayores en la planta y el TES debe almacenar energía a la temperatura necesaria, siendo compatible con el resto de sistemas de la CSP.

1.2.3.2 Consideraciones a nivel de componentes

- Medio de almacenamiento

Su elección es el componente fundamental en el diseño de cualquier TES. La elección del material vendrá condicionada por sus costes, propiedades, reactividad con otros componentes, y su estabilidad térmica y química. Quizá sea el término de estabilidad el más importante, puesto que restringe el catálogo de materiales posibles, al ser necesario uno que soporte miles de ciclos térmicos a lo largo de su vida útil. Las propiedades más importantes a la hora de la selección del material son la densidad, el calor específico, la conductividad térmica, el coeficiente de expansión térmica y la estabilidad, como bien se dijo anteriormente. Además, también son destacables los costes, la disponibilidad y los métodos de producción del mismo.

Ya en el apartado 1.2.2 del presente trabajo se presentaron los tres tipos principales de almacenamiento: sensible, latente y termoquímico. En dicho apartado se explicaron de forma básica el funcionamiento y las ventajas de cada uno de dichos sistemas, así como algunos de los materiales más comunes de cada tipo con sus principales características.

Como ya se ha mencionado, la reactividad y la estabilidad térmica y química son criterios importantes a la hora de elegir el material de almacenamiento. Evaluar este criterio es complicado y llevaría a un estudio de mayor extensión, sin embargo, muchos organismos han realizado diferentes pruebas sobre distintos materiales que permiten mostrar las capacidades de muchos de ellos. En la tabla 1-5 se muestran algunos de los materiales probados, así como las conclusiones sacadas de dichas pruebas. Las sales de nitrato son usadas tanto para almacenamiento sensible como latente, debido a su bajo coste, buenas propiedades térmicas, baja presión de vapor y poca reactividad química. Es importante, por ejemplo, en un sistema de termoclina que sean compatibles el material de relleno con el material de almacenamiento o HTF, o para un sistema de almacenamiento latente que la temperatura de fusión no se vea modificada con el paso del tiempo debido a los ciclos térmicos.

- Compatibilidad de materiales

Una vez se ha elegido el medio de almacenamiento es importante elegir los materiales que serán usados en el resto de componentes del TES, como pueden ser los depósitos de almacenamiento el HTF o el sistema de encapsulado, si lo hay. Por ejemplo, en un sistema sensible de lecho compacto la encapsulación puede no ser necesaria puesto que el HTF podría estar en contacto con el material de almacenamiento. Sin embargo, en un sistema latente el PCM deberá estar aislado del HTF para evitar problemas durante el proceso de cambio de fase.

Este material de aislamiento deberá ser compatible con el material de almacenamiento, ser estable y permitir el intercambio de calor entre el material de almacenamiento y el HTF.

Tabla 1-5. Pruebas a materiales para TES en términos de estabilidad y ciclos de vida. (8)

Material	Storage type	Number of cycles/hours tested	Temperature, °C	Notes/Conclusions
High temperature concrete	Sensible	370 cycles	200–400	Suitable for use as storage material.
60 wt% NaNO ₃ /40% KNO ₃ (solar salt)	Sensible	30,000 h	290–565	Impurities in salt (98% pure) required pretreatment to remove toxic NO _x . Composition changed over time and melting point slightly decreased but these changes did not have an effect on salt's performance. Proven to be suitable for use as storage medium.
Taconite (iron ore pellets)	Sensible ^a		550	Should maintain integrity as filler material for years in nitrate salts
Taconite (iron ore pellets)	Sensible ^a	350 thermal cycles	290–400	Porous pellets held together fairly well after cycling. Acceptable for use as filler material in molten salt.
Barium carbonate (mineral name – witherite)	Sensible ^a	10 h	400	Reacted with Ca(NO ₃) ₂ during 10 h exposure to Hitec XL nitrate salt ^b .
Barium sulfate (mineral name – barite)	Sensible ^a	10 h	400	Reacted with Ca(NO ₃) ₂ during 10 h exposure to Hitec XL ^b .
Aluminum oxyhydroxide (mineral name – bauxite)	Sensible ^a	1000 h	400	Crumbled after exposure to Hitec XL nitrate salt ^b
Iron titanate (mineral name – illmenite)	Sensible ^a	1000 h	400	Crumbled after exposure to Hitec XL nitrate salt ^b
Calcium carbonate (mineral name – KS limestone)	Sensible ^a	1000 h	400	Crumbled after exposure to Hitec XL nitrate salt ^b
Calcium sulfate (mineral name – anhydrite)	Sensible ^a	1000 h	400	Experienced significant weight loss after exposure to Hitec XL nitrate salt ^b
Silicon carbide (mineral name – carborundum)	Sensible ^a	1000 h	400	Gained weight after exposure to Hitec XL nitrate salt, most likely due to porosity.
Silicon dioxide (mineral name – quartzite)	Sensible ^a	553 thermal cycles	290–400	No compatibility issues with Hitec XL. Only slight changes in color. Held up well and suitable for use as filler material.
Apatite	Sensible ^a	1000 h	400	No compatibility issues with Hitec XL at tested temperature
Calcium carbonate (mineral name – marble)	Sensible ^a	350 thermal cycles	290–400	After thermal cycling, material softened and fared poorly. Unacceptable as a filler material.
Hydrated calcium carbonate (mineral name – NM limestone)	Sensible ^a	365 thermal cycles	290–400	After thermal cycling, material became soft and looked like mud. Unacceptable as a filler material.
Aluminum oxide (mineral name – corundum)	Sensible ^a	1000 h	400	No compatibility issues with Hitec XL at tested temperature
Scheelite	Sensible ^a	1000 h	400	No compatibility issues with Hitec XL at tested temperature
Tin oxide (mineral name – cassiterite)	Sensible ^a	1000 h	400	No compatibility issues with Hitec XL at tested temperature
16 wt% Ca(NO ₃) ₂ /34% NaNO ₃ /50% KNO ₃ mixture	Sensible	>72 h	531	Reagent grade salts heated in air. Minor amount of CaCO ₃ and nitrites detected due to decomposition. Water did not affect chemical stability. Stable up to 500 °C.
30 wt% Ca(NO ₃) ₂ /24% NaNO ₃ /46% KNO ₃ mixture	Sensible	>72 h	504	Reagent grade salts heated in air. Minor amount of CaCO ₃ and nitrites detected due to decomposition. Water did not affect chemical stability. Salt stable up to 480 °C.
42 wt% Ca(NO ₃) ₂ /15% NaNO ₃ /43% KNO ₃ mixture	Sensible	>72 h	501	Reagent grade salts heated in air. Minor amount of CaCO ₃ and nitrites detected due to decomposition. Water did not affect chemical stability. Salt stable up to 460 °C.
12 wt% LiNO ₃ /18% NaNO ₃ /70% KNO ₃ mixture	Sensible	>72 h	601	Reagent grade salts heated in oxygen. Minor amount of oxides detected due to decomposition. Salt stable up to 550 °C in absence of atmospheric CO ₂ .
20 wt% LiNO ₃ /28 % NaNO ₃ /52% KNO ₃ mixture	Sensible	>72 h	600	Reagent grade salts heated in oxygen. Minor amount of oxides detected due to decomposition. Salt stable up to 550 °C in absence of atmospheric CO ₂ .
27 wt% LiNO ₃ /33% NaNO ₃ /40% KNO ₃ mixture	Sensible	>72 h	600	Reagent grade salts heated in oxygen. Minor amount of oxides detected due to decomposition. Salt stable up to 550 °C in absence of atmospheric CO ₂ .
30 wt% LiNO ₃ /18% NaNO ₃ /52% KNO ₃ eutectic	Sensible	>72 h	600	Reagent grade salts heated in oxygen. Minor amount of oxides detected due to decomposition. Salt stable up to 550 °C in absence of atmospheric CO ₂ .
Aluminum	Latent	130 cycles	570–690	99.999% pure Al thermally cycled in Inconel X-750 container. Al alloyed with container material, preventing melting of Al; therefore cannot be used as storage medium if contained in Inconel or stainless steel alloys.

Tabla 1-5 (continuación)

Material	Storage type	Number of cycles/hours tested	Temperature, °C	Notes/Conclusions
60 wt% Al/34% Mg/6% Zn alloy	Latent	1000 thermal cycles	25–550	Latent heat decreased by 10.98% and melting point decreased by 5.3 °C after 1000 cycles. Overall good thermal stability
50 mol% NaNO ₃ /KNO ₃	Latent	>100 thermal cycles	175–275	20 different samples were cycled more than 100 times at rate of 5 °C/min. Neither subcooling nor thermochemical instability was observed.
Sodium nitrate	Latent	2600 h	350	99% purity material tested isothermally. Small amounts of Nitrite formed at 350 °C. Overall thermally stable.
LiKCO ₃ (intermediate compound of 35 wt% Li ₂ CO ₃ /65% K ₂ CO ₃ mixture)	Latent	5650 h/129 cycles	430–535	Cycled in 316SS vessel. Salt showed high degree of stability. Very slight decrease in melting point and no change in composition due to decomposition or chemical rxn. Very thin stable oxide layer formed on container.
18.5 mol% NaNO ₃ –81.5% NaOH	Latent	1000 cycles	230–300	Industrial grade material which generally contains trace amounts of NaCl was tested. Observed a small peak that was attributed to formation of ternary eutectic with NaCl. Authors concluded that little change occurred after cycling and material would be good for storage.
Li ₂ CO ₃	Latent	408 h/13 cycles	676–776	Tested in a welded container of 316SS. Small salt leakage through weld due to oxidation and carburization of canister. Recycled in CO ₂ cover gas which reduced this effect.
Na ₂ CO ₃	Latent	288 h/21 cycles	808–908	Tested in welded 316SS container. Slight leakage around thermocouple fittings. Corrosion layer and subscale carburization observed on heat exchanger tube due to salt interactions.
52.2 wt% BaCO ₃ –47.8% Na ₂ CO ₃	Latent	984 h/36 cycles	636–736	Observed melting pt. around 712–717 °C instead of 686 °C published value. Salt showed stable performance and good compatibility with containment material
81.3 wt% Na ₂ CO ₃ –18.7% K ₂ CO ₃	Latent	1032 h/38 cycles	737–797	The system was stable during operation. Salt melted incongruently, resulting in "slush-type" behavior, indicated by lack of columnar crystals on heat exchanger and by radial temp distribution.
MgH ₂ /Mg	Thermochemical	700 cycles	475–522	Tested under pressure of 115–130 bar. Particles of Mg agglomerate and fused together at tested temps due to high vapor pressure and low melting point of Mg. Resulted in particles not completely reacting with hydrogen.

Uno de los problemas principales en la selección de materiales es la corrosión, puesto que disminuye la vida útil de los mismos y produce alteraciones en los intercambios térmicos. El otro es la estabilidad del material contenedor debido a la fatiga producida por los ciclos térmicos, que en muchas ocasiones incrementa la oxidación. Estas encapsulaciones, si se hacen con polímeros, pueden tener problemas de liberación de gases.

- Componentes del depósito de almacenamiento

Cuando se usa, como en la mayoría de sistemas, sales de nitrato, es aconsejable el uso de aceros al carbono para los tanques de almacenamiento hasta 400 °C. Por encima de esta temperatura, se hace aconsejable el uso de acero inoxidable u otros materiales de los relacionados en la Tabla 1-6.

Una vez elegido el material del depósito, el resto de componentes se elegirán en función del rango de temperaturas. El material de aislamiento debe ser capaz de aislar el tanque del medio ambiente y minimizar las pérdidas. En la Figura 1-23 se representa un ejemplo de cómo está constituida la base de un tanque de almacenamiento. Consta de una losa de hormigón, un aislamiento de hormigón, un aislamiento de espuma de vidrio, un aislamiento de ladrillos ignífugos y una placa de deslizamiento de acero. El perímetro se rodea con un muro de ladrillo ignífugo, para soportar las grandes cargas de la estructura.

Tabla 1-6. Materiales para depósitos de almacenamiento. (8)

Salt used	Container material	Operating temperatures
KNO_3 ; KNO_3/KCl ; NaNO_3	AISI 1015 (PCM) AISI K01200 (Tank)	$T_{\min} = 270\text{ }^\circ\text{C}$; $T_{\max} = 350\text{ }^\circ\text{C}$
$\text{KNO}_3/\text{NaNO}_3/\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ binary and ternary mix	304 and 316SS and A36 carbon steel	$570\text{ }^\circ\text{C}$ for SS; $316\text{ }^\circ\text{C}$ for C steel
$\text{KNO}_3/\text{NaNO}_3/\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$	316SS	$450\text{ }^\circ\text{C}$ and $500\text{ }^\circ\text{C}$
MgCl_2/KCl	316SS and high nickel alloys	$850\text{ }^\circ\text{C}$ for 100 h
Fluoride salt eutectics	Inconel 617	$727\text{ }^\circ\text{C}$ for 20,000 to 30,000 h

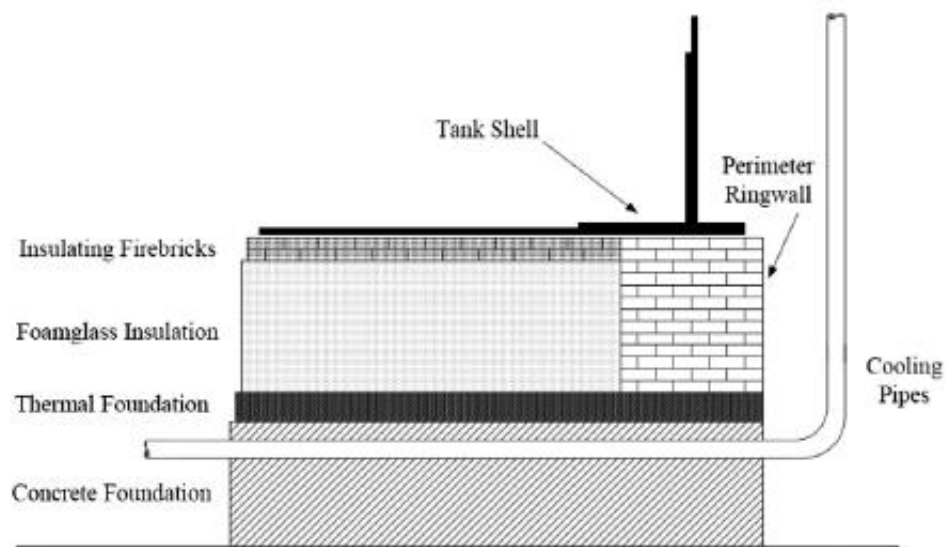


Figura 1-23. Base de un depósito de almacenamiento. (8)

- HTF

Es necesario que el HTF sea compatible con el material de almacenamiento, el material contenedor y el resto de componentes, así como poder operar en el rango de temperaturas necesario. Los HTF basados en aceites, el aire, el agua y las sales fundidas han sido usados en las CSP. Los basados en aceites orgánicos pueden llegar hasta los $400\text{ }^\circ\text{C}$. Los inorgánicos llegan hasta altas temperaturas, pero solidifican también a altas temperaturas ($230\text{ }^\circ\text{C}$). Para CSP que operan en temperaturas mayores se usa el aire, agua o sales fundidas. Las investigaciones se encaminan a lo siguiente:

- ✓ Incluir nano partículas para modificar los puntos de fusión y la capacidad de transferencia de calor.
- ✓ Crear sales eutécticas menos corrosivas con la combinación de dos o más sales capaces de solidificar a la misma temperatura.
- ✓ Desarrollar estructuras encapsuladas disueltas en el fluido para el HTF y el TES que puedan resistir muchos ciclos térmicos.

- Coste

El mayor coste de un TES reside en el material de almacenamiento, como puede comprobarse en la Figura 1-24. Por ello, en la actualidad todos los esfuerzos se centran en encontrar un material de almacenamiento de coste

bajo que permita reducir el LCOE de la CSP.

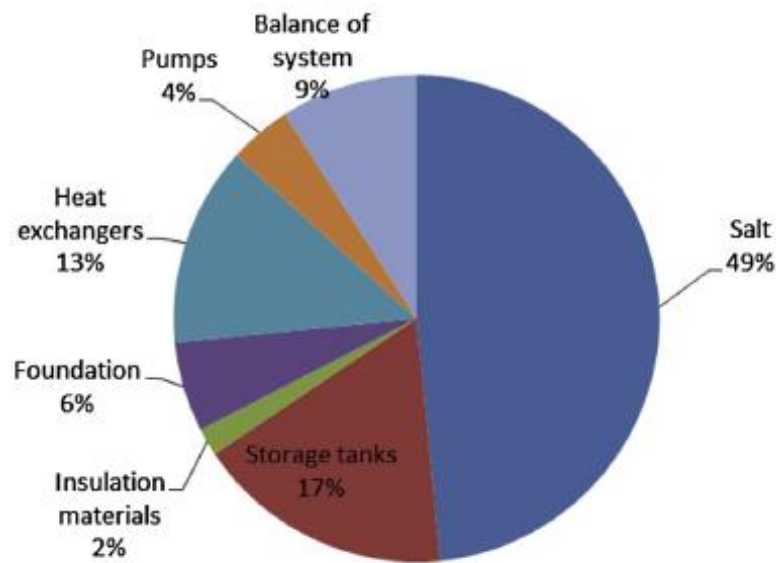


Figura 1-24. Reparto de coste de un sistema de almacenamiento sensible en dos tanques. (8)

- Madurez de la tecnología

Algunas tecnologías están más probadas que otras. Se da el caso de que a medida que aumenta la densidad energética, disminuye la madurez de dicha tecnología, lo que viene a reflejar que se están buscando continuamente nuevos métodos que aumenten dicha densidad. La figura 1-25 representa las principales tecnologías ordenadas por orden de densidad energética y madurez.

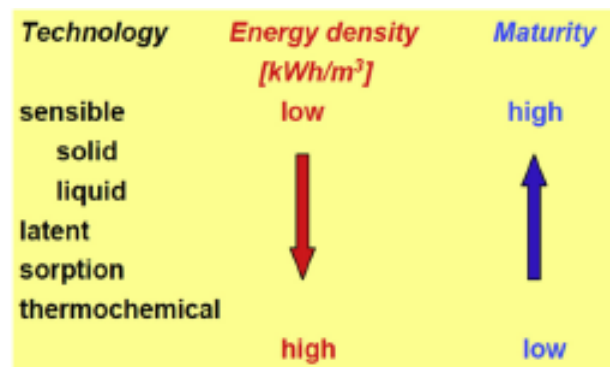


Figura 1-25. Estado de madurez de los TES. (8)

1.2.3.3 Consideraciones a nivel de sistema

- Tipos de TES

Los TES pueden clasificarse en activos o pasivos. En los activos, el material de almacenamiento tiene que moverse para ceder/absorber el calor. A su vez, éstos se dividen en directos o indirectos. En el directo, el propio material de almacenamiento funciona a su vez como HTF; en el indirecto, el HTF intercambia calor con el material de almacenamiento a través de un intercambiador de calor. Por otro lado, se encuentran los sistemas pasivos, en los que el material de almacenamiento se encuentra parado y es el HTF el que circula a través de él. En la Figura 1-26 se muestra un esquema de los distintos tipos, con tecnologías de cada uno.

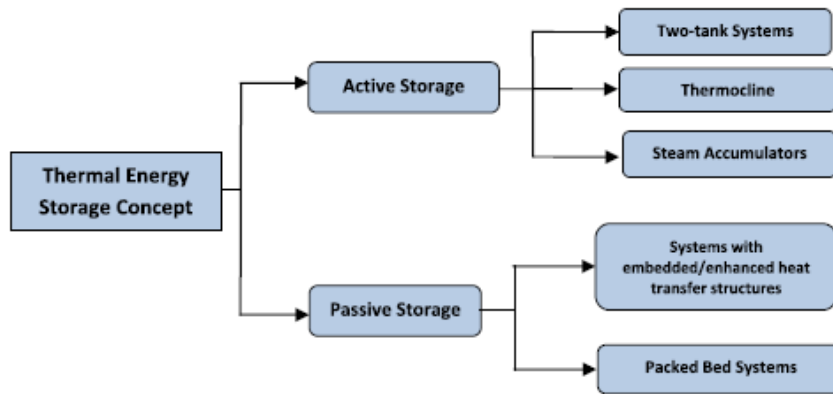


Figura 1-26. Tipos de TES en función del movimiento del material. (8)

- Análisis teórico del TES

Es importante, además, realizar un análisis térmico e hidráulico del sistema para encontrar la solución óptima. El comportamiento del TES depende de todos los subcomponentes y a las interconexiones que se producen entre ellos. Se debe realizar este análisis intentando encontrar el punto que permita almacenar energía a la mayor temperatura posible, y descargarla a la menor. Para ello, existen numerosos análisis matemáticos descritos en diferentes artículos.

- Optimización de los depósitos

Es importante optimizar al máximo el tamaño de los depósitos, puesto que tendrá gran impacto a la hora de integrarse en la CSP. Para ello, en la Figura 1-27 se representa un procedimiento sencillo a la hora de determinar el tamaño de los tanques.

Además de esto, habrá que tener en cuenta varias cuestiones a la hora de diseñar los depósitos de almacenamiento:

- ✓ Esfuerzos a los que se ve sometido el tanque debido a los gradientes térmicos.
- ✓ Presión interna a la que somete el material de almacenamiento al tanque
- ✓ Espacio que debe dejarse para permitir la expansión del material.
- ✓ Expansión del material de relleno sólido, en el caso de almacenamiento con termoclina o de lecho compacto.
- ✓ Estrés térmico de las envolventes de los PCM en caso de ser encapsulados.
- ✓ Tamaño y forma del depósito.
- ✓ Tamaño máximo posible por limitaciones estructurales o de construcción.

- Análisis termoeconómico

El coste del TES depende sobre todo del material de almacenamiento, del intercambiador de calor y del coste del espacio y/o la envoltura del TES. Un estudio realizado por Atomic International concluye que el coste (en dólares de 1976) de un almacenamiento sensible con aceite como HTF se podría determinar con una correlación que se expone a continuación, aunque se debe corregir para los costes actuales:

$$\text{Coste} = \text{Coste tanque} (\$) + \text{coste aceite} (\$) + 352 * \text{volumen} (ft^3)^{0,515} + \text{coste aceite} \left(\frac{\$}{ft^3} \right) + \text{volumen} (ft^3)$$

Como ésta, existen numerosas correlaciones en la bibliografía para cada tipo de TES.

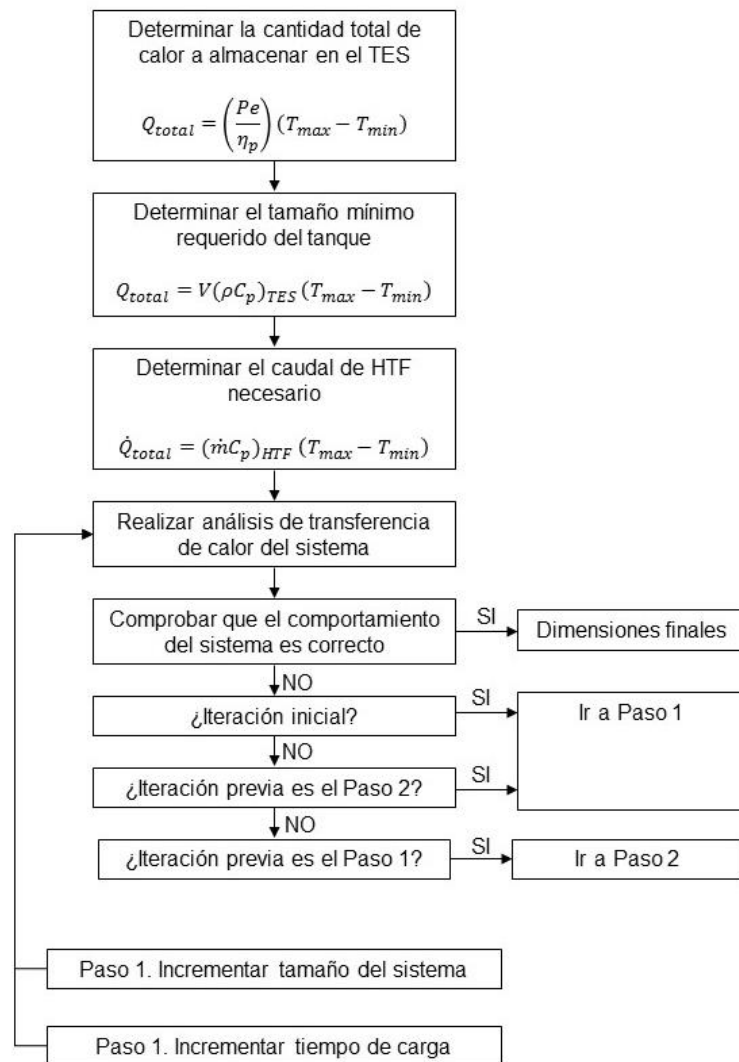


Figura 1-27. Procedimiento dimensionamiento depósitos. (8)

- Análisis del ciclo de vida

El Análisis del ciclo de vida (ACV) es una técnica que analiza el impacto medioambiental asociado a todas las etapas de la vida de un producto, desde la extracción de los materiales hasta el fin de su uso y reciclaje, pasando por los procesos de fabricación, distribución, uso, reparaciones y mantenimiento, etc. Esto puede ayudar a aportar una visión más general sobre los problemas ambientales que pueden ocasionarse:

- ✓ Elaborar un inventario con los consumos de energía y de materiales principales, así las consecuencias ambientales que generan.
- ✓ Evaluar los impactos producidos por los consumos y las salidas anteriores.
- ✓ Interpretar estos datos, puesto que pueden ayudar a tomar decisiones distintas.

1.2.4 Desarrollos recientes en almacenamiento

A continuación, se presentarán algunos descubrimientos recientes sobre almacenamiento térmico, tanto a nivel de sistemas y materiales, como a nivel de diseño y geometría de los sistemas de almacenamiento.

1.2.4.1 Desarrollo en sales fundidas y otros materiales

En la mayoría de los sistemas de almacenamiento, se buscará reducir el coste, ampliando el rango de temperaturas en las que el sistema será capaz de operar. El TES de una planta de receptor central precisa de un tercio de la cantidad de sales que necesita una planta cilindro parabólica con la misma capacidad de almacenamiento, pudiendo operar a mayores temperaturas. Para ello, las características que deben tener los materiales de almacenamiento y el HTF son: baja temperatura de solidificación y alta temperatura de operación, alta capacidad calorífica, conductividad térmica y densidad, buena estabilidad térmica, baja corrosión y bajo coste, como ya se ha citado alguna vez anteriormente.

En la búsqueda de estas propiedades, se han estudiado muchas composiciones de sales fundidas. Por ejemplo, se ha añadido LiNO_3 a $\text{NaNO}_3\text{--KNO}_3$ para disminuir la temperatura de solidificación, además de mejorar la estabilidad térmica. También se ha estudiado una sal de nitrato cuaternario ($\text{LiNO}_3\text{--NaNO}_3\text{--KNO}_3\text{--Ca(NO}_3)_2$) capaz de aumentar el rango operacional de 130 a 550 °C. Se han investigado diferentes aditivos de $\text{Ca(NO}_3)_2$ y LiNO_3 a la sal binaria $\text{NaNO}_3/\text{KNO}_3$ y se han analizado varias proporciones en la mezcla, analizando algunos factores. La adición de mayor cantidad de $\text{Ca(NO}_3)_2$ disminuye la estabilidad térmica, aunque también disminuye la corrosión en la sal. En otra ocasión, se ha añadido un compuesto de $2\text{KNO}_3\cdot\text{Mg(NO}_3)_2$ a una sal ternaria $\text{LiNO}_3\text{--NaNO}_3\text{--KNO}_3$, de forma que se redujo la temperatura de solidificación hasta los 100,8 °C. Se espera que esta temperatura de solidificación pueda, en un futuro, llegar a reducirse hasta los 80 °C.

También se han estudiado las propiedades de la mezcla $\text{NaNO}_3\text{--NaCl--NaNO}_2$ quedando patente que, con la adición de un 5% de sal de cloruro se puede tener una mayor estabilidad térmica y un punto de congelación más bajo, aumentando la temperatura máxima de trabajo de 500 a 550 °C.

Los líquidos iónicos, que tienen una temperatura de solidificación menor a los 100 °C, están llamados a sustituir a las sales convencionales como HTF. Además, tienen mayor capacidad calorífica, densidad, estabilidad térmica y química, menor presión de vapor y no es nociva. Sobre estos líquidos, existe numerosa literatura que permite observar las ventajas del uso de los mismos y el potencial que presentan.

Por último, en los últimos tiempos ha incrementado la investigación del uso de nanopartículas que permitan mejorar las propiedades de los diferentes materiales, como la capacidad calorífica o la conductividad. El efecto de las mismas dependerá, en gran medida, del material, la forma y el tamaño de las partículas, además del fluido al que se añadan. El método de adición de estas nano partículas es lo más complejo del sistema y sobre el que se centra toda la atención de los investigadores. Algunos han en contrato que la combinación de temperatura y ultrasonido crean el proceso de maduración más eficaz, haciéndolo más rápido y homogéneo. Otros autores han investigado el uso de partículas de sílice en sales solares, llegando a aumentar el calor específico hasta un 27% añadiendo un 1% de partículas de 60 nm.

1.2.4.2 Desarrollo en materiales sólidos de almacenamiento sensible

Los materiales sólidos se pueden emplear como materiales de relleno en los TES de sales con termoclina para prevenir la mezcla de las partes con distinta temperatura y reducir la cantidad de sales necesaria. Este material debería no ser demasiado caro, tener disponibilidad, ser compatible con las sales y no ser nocivo, además de contar con una alta capacidad calorífica. El sistema más comúnmente estudiado es el lecho compacto o termoclina de doble medio, usando rocas o material cerámico. En la Figura 1-28 se representa un sistema como el citado usando partículas cerámicas.

En este sistema, el material sólido se encuentra débilmente compactado y el HTF circula a través de él. En el proceso de carga de energía, el HTF a alta temperatura procedente del campo solar se encarga de aumentar la temperatura del medio sólido para almacenar la energía. En el proceso de descarga se produce el proceso inverso, siendo el material sólido el que hace que aumente la temperatura del HTF.

El cemento y otros cerámicos han sido investigados para este fin debido a sus propiedades adecuadas para ser usados como material de almacenamiento. Algunos investigadores recomiendan roca, metales, cemento, arena o ladrillos. Los almacenamientos con cama de rocas suelen tener un tamaño de 1 a 5 cm, usados para temperaturas de hasta 1000 °C. El uso de metales puede tener ventajas como la mayor conductividad térmica, aunque resultan más costosos. También se ha estudiado el introducir como aditivo grafito o cobre al cemento para incrementar su conductividad.



Figura 1-28. Tanque de almacenamiento de lecho compacto. (7)

1.2.4.3 Desarrollo en almacenamiento latente

Como ya se ha visto anteriormente, el almacenamiento latente posee unas características que le hacen ser el complemento perfecto para aplicaciones en CSP, como son su densidad energética y la estabilidad térmica durante el proceso de carga/descarga. Sin embargo, uno de los obstáculos principales para su total implantación en CSP es la baja conductividad térmica de los PCM de sales inorgánicas, que no permiten transferir energía entre el PCM y el HTF. Las técnicas para mejorar este aspecto y que se encuentran en desarrollo son: aumentar el área de transferencia de calor empaquetando el PCM o con superficies extendidas, introduciendo materiales con alta conductividad al PCM, introducir tubos de calor o emplear sistemas móviles y PCM en cascada.

- PCM encapsulado

Muchas veces es necesario que el PCM se encuentre encapsulado, para evitar el contacto con el HTF y mantener su estado líquido. En sistemas de alta temperatura se han identificado varios materiales como aptos para cumplir esta función: acero, níquel, silicato de sodio, dióxido de silicio, carbonato de calcio o dióxido de titanio. Los PCM suelen ser sales inorgánicas, corrosivas para materiales comunes, por lo que la elección del material que se usará como carcasa es importante. La forma de encapsular más investigada es la esférica, debido a la gran relación de área de transferencia de calor por volumen, además de ser empaquetada en el tanque con una buena porosidad. La relación entre núcleo y carcasa determina la resistencia mecánica de estos PCM esféricos, además de afectar al rendimiento en la transferencia de calor.

- Tubos de calor

Otro método para mejorar la transferencia de calor entre el PCM y el HTF es usar tubos de calor embebidos, que mejoran el calor transferido mediante evaporación y condensación usando un fluido interno. En el lado caliente o evaporador, el líquido absorbe calor y se convierte en vapor aumentando la presión. Debido a la diferencia de presión, este vapor viaja a través de los tubos a la zona fría, donde condensa. Este líquido vuelve a la parte caliente mediante acción capilar, fuerza centrífuga o gravedad, haciendo que se repita el ciclo. Para este sistema existen numerosas configuraciones descritas y estudiadas en la bibliografía correspondiente.

- PCM móviles

De los métodos citados para mejorar la transferencia de calor, éste es el más novedoso. Consiste básicamente en realizar un transporte activo del PCM sobre el área de transferencia, lo que fuerza que se produzca la transferencia de calor por convección, aumentando la cantidad total de calor transferido. En los sistemas PCM convencionales, durante la descarga, la parte sólida más pegada a la pared vayo creciendo, haciendo que la transferencia de calor disminuya por el aumento de la resistencia. Este problema se soluciona, en buena parte, con los PCM móviles, al retardar algo más la solidificación en las paredes.

- TES latentes en cascada

El hecho de utilizar distintos PCM en serie puede aumentar la transferencia de calor del sistema. En la Figura 1-29 se muestra un esquema de cómo sería un almacenamiento en cascada de carcasa y tubo. Básicamente, estaría formado por diversos módulos con distintos PCM, de forma que la temperatura de fusión de los diferentes PCM va disminuyendo durante el proceso de carga, puesto que la temperatura del HTF disminuye conforme pasa a través del sistema. Lo mismo, pero al contrario ocurrirá durante el proceso de descarga, circulando al contrario para que la temperatura de solidificación vaya aumentando en el sentido del flujo del HTF.

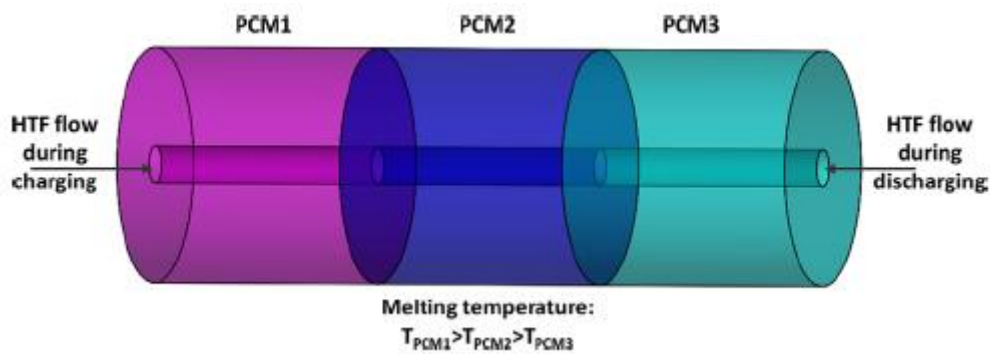


Figura 1-29. Esquema de funcionamiento sistema latente en cascada (7)

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 Introducción

En el presente capítulo se realiza un análisis de alguna de la literatura disponible para el estudio del tema que ocupa este trabajo. En primer lugar, se desarrolla un estudio bibliométrico que permite analizar el crecimiento del número de estudios y artículos relacionados con el almacenamiento de energía térmica a lo largo de los últimos años. Posteriormente, se seleccionan algunos de los temas particulares más relevantes y se desarrollan artículos que tratan sobre éstos.

2.2 Estudio bibliométrico

La bibliometría es la parte de la bibliología que estudia la producción científica editada en los libros a través de métodos estadísticos. Con esta definición, se pretende hacer ver lo que se realizará en el presente apartado, que consistirá básicamente en analizar la producción de artículos relacionados con la energía solar, y más concretamente con el almacenamiento de dicha energía.

Para ello, se analiza con detenimiento un artículo publicado por A. Calderón et al. (9). En él se analiza la evolución de las publicaciones acerca del almacenamiento de energía térmica en función de diversos factores, como se verá más adelante. Se hace mayor hincapié en los tres tipos más comunes de almacenamiento (sensible, latente y termoquímico). Además, se analizan las interacciones entre los diferentes autores, en base a su nacionalidad o la región a la que pertenecen.

La metodología que siguen los autores para elaborar el estudio bibliométrico de dicho artículo se basa en la búsqueda de diversas palabras clave relacionadas con el tema que nos ocupa en la base de datos de The Web of Science Core Collection, en la que se encuentran más de 14.000 revistas de diversos temas. Otros softwares utilizados fueron VOS viewer y Complexity Lab Barcelona. VOS viewer es una herramienta que permite visualizar redes bibliométricas. Complexity Lab Barcelona se usó para analizar grupos de autores que suelen trabajar juntos, independientemente de su nacionalidad o el organismo al que pertenezcan.

2.2.1 Número de publicaciones

Observando la Figura 2-1, se puede concluir que el campo del almacenamiento de energía se encuentra en continuo crecimiento, sobre todo en los últimos 10 años. Esto viene a corroborar que es un campo que, con el paso del tiempo, ha ido cobrando importancia dentro del desarrollo de las plantas termosolares, puesto que cubre el punto más débil de las mismas.

2.2.2 Evolución bibliométrica por países

En la Figura 2-2 pueden observarse el número de publicaciones acumuladas a lo largo de los años en función del país de procedencia de las mismas. Destaca el papel principal de la Unión Europea sobre el resto, aunque bien es cierto que se encuentran varios países agrupados, siendo luego desglosados independientemente. Dentro de ella, destacan principalmente Alemania y España. Le siguen de cerca China y E.E. U.U., encontrándose Japón algo más alejada de estos 3.

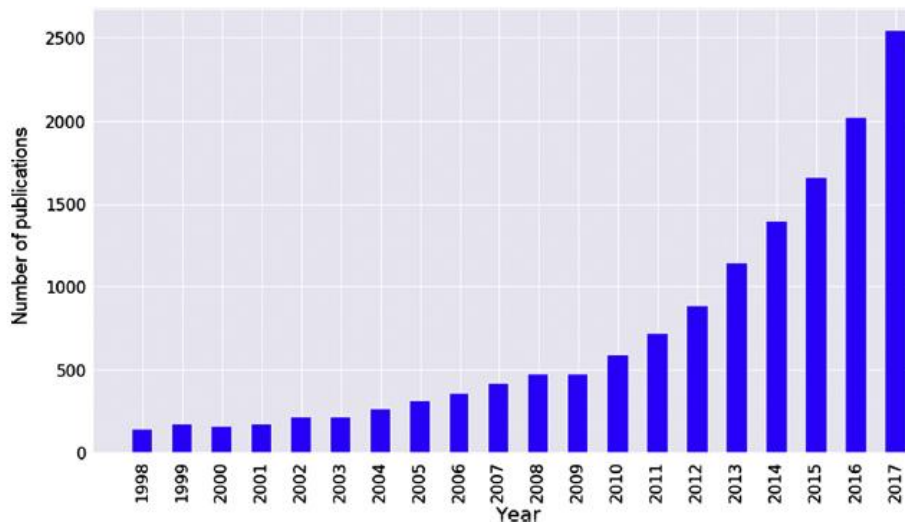


Figura 2-1. Publicaciones sobre almacenamiento de energía térmica. (9)

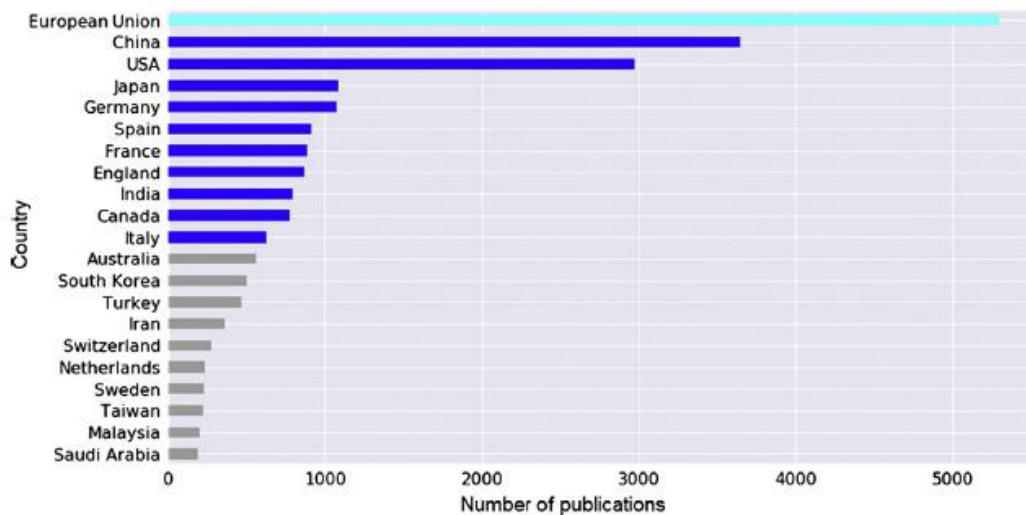


Figura 2-2. Publicaciones totales por países (9)

Además de esto, en la figura 2-3 se puede observar la evolución de cada país a lo largo de los años. Como dato a destacar, es fácilmente apreciable el crecimiento exponencial en la Unión Europea y China, mientras que en Estados Unidos este crecimiento no es tan grande y está algo más estancado. El resto de países se han mantenido más estables con el paso del tiempo.

En la Figura 2-4 se reflejan, además del número total de publicaciones por países, las publicaciones divididas según el tipo de almacenamiento del que tratan. Los tres tipos principales, como ya se ha mencionado anteriormente, son el almacenamiento sensible, el latente y el termoquímico.

Es destacable que el tipo con mayor número de publicaciones sea el latente, cuando es sabido que tipo de almacenamiento más instalado en las plantas comerciales en operación es el sensible. Esto nos viene a indicar que se están realizando grandes esfuerzos en desarrollar sistemas de almacenamiento latente fiables, de cara a implantarlos en proyectos futuros a corto plazo, principalmente por su mayor densidad energética, lo que reduce sensiblemente sus costes. Estos esfuerzos vienen sobre todo desde China, que como se verá posteriormente, es el país con mayor número de plantas en construcción. El mayor margen de mejora lo tiene el almacenamiento termoquímico, al ser el tipo con menor número de publicaciones.

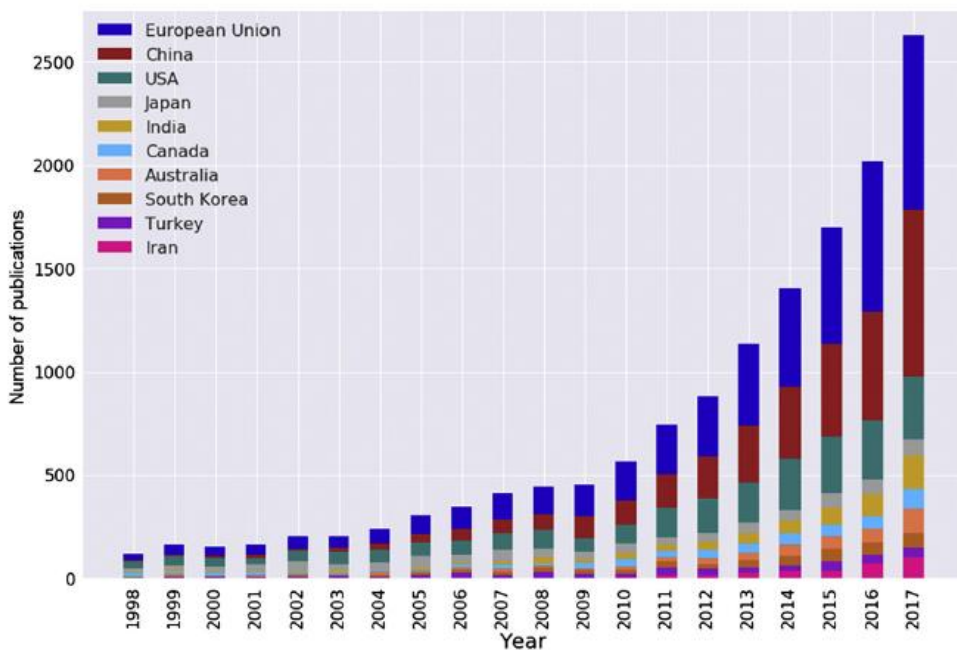


Figura 2-3. Publicaciones por años y países (9)

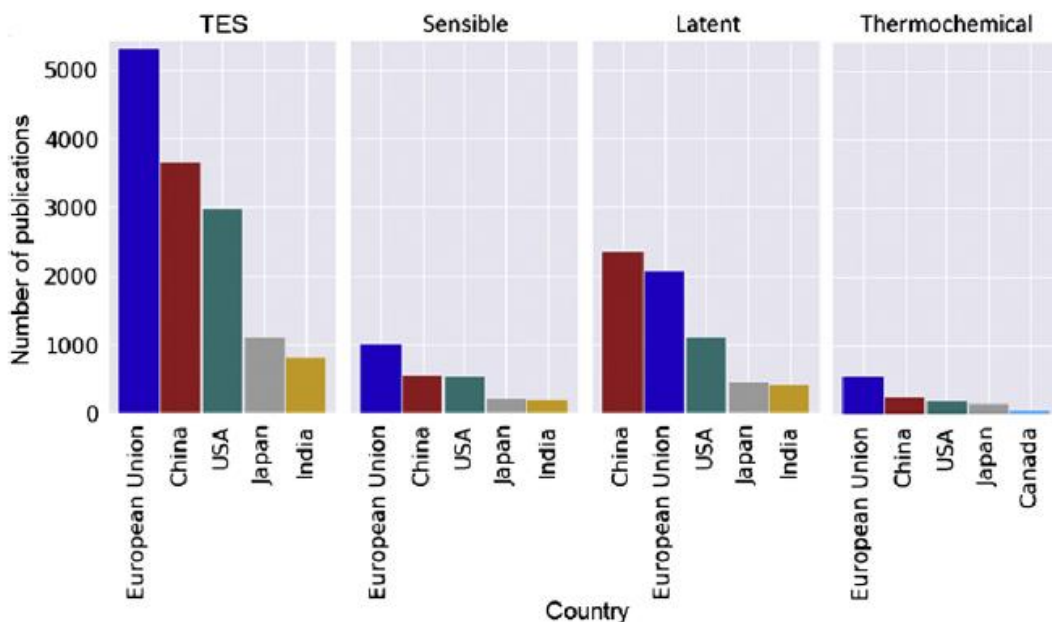


Figura 2-4. Publicaciones según el tipo de almacenamiento (9)

También es interesante poder observar las interacciones y las coautorías de los artículos publicados, representado en la Figura 2-5. El diámetro de los círculos representa el número de publicaciones, mientras que el ancho de las líneas hace ver el número de colaboraciones hechas entre las diversas regiones o países. El mayor número de coautorías se da entre las tres regiones con mayor número de publicaciones, China, la U.E. y E.E. U.U.

Con el fin de profundizar algo más, se añade la Figura 2-6. En ella se reflejan las mismas interacciones, pero sólo entre países de la U.E. De nuevo se repite el patrón antes dado en la Figura 2-6, puesto que los países con mayor relación con los que tienen mayor número de publicaciones, que son Alemania, España y Francia.

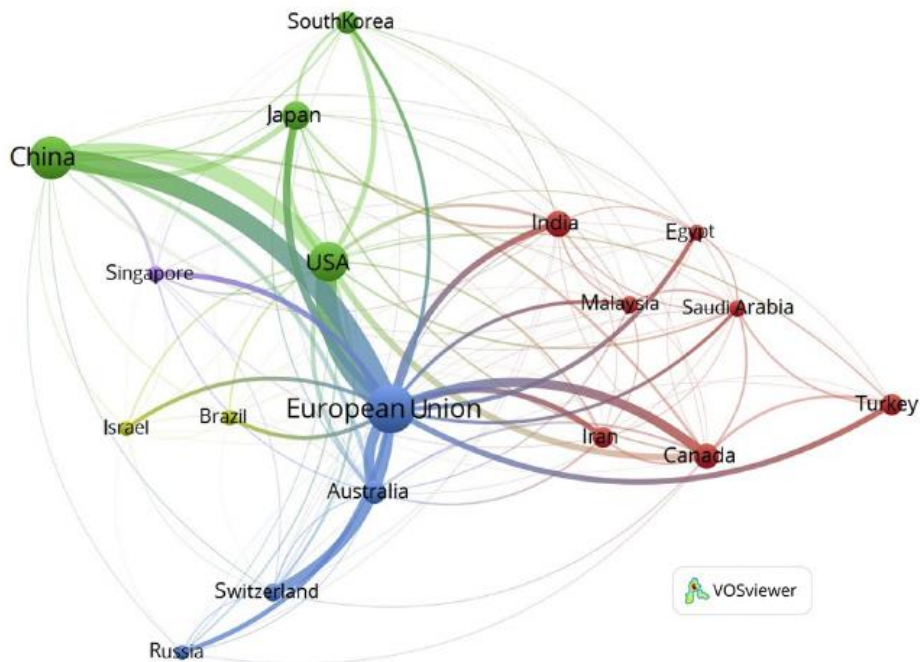


Figura 2-5. Colaboraciones y coautorías entre países. (9)

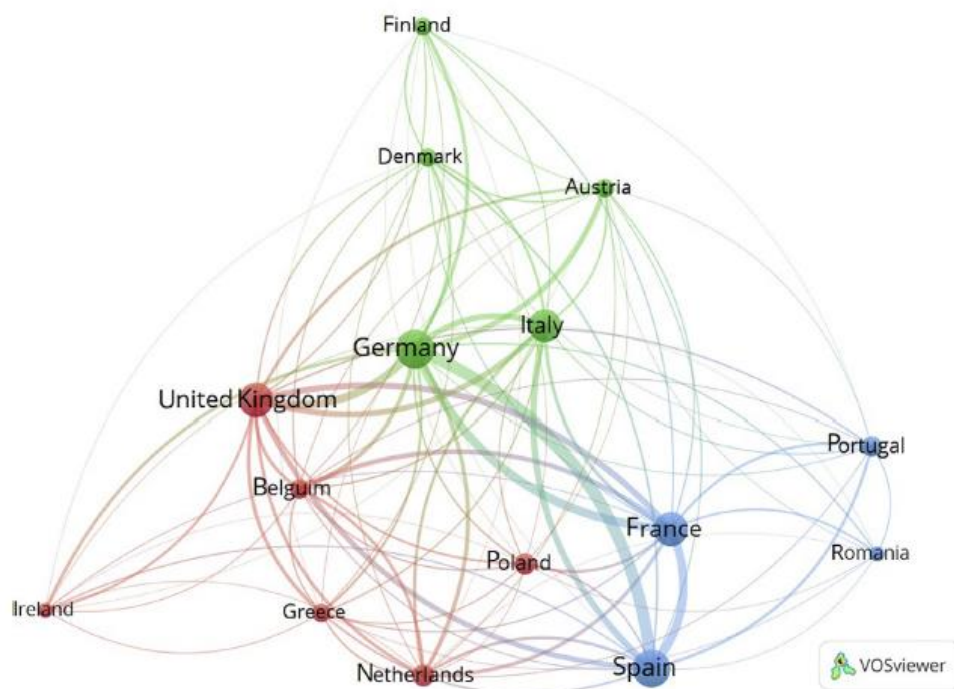


Figura 2-6. Colaboraciones y coautorías entre países de la U.E. (9)

2.2.3 Evolución bibliométrica por autores

En el presente apartado se analiza la situación de los principales autores en la materia. En primer lugar, en la Figura 2-7 se puede observar el número de publicaciones acumuladas año a año en las que ha participado cada autor. Destaca mucho sobre el resto la Profesora española Luisa F. Cabeza (Universitat de Lleida), con algo más de 175 participaciones en publicaciones acumuladas en el año 2017. Le siguen el Dr. Song, el Dr. Sari y el Profesor Zhang.

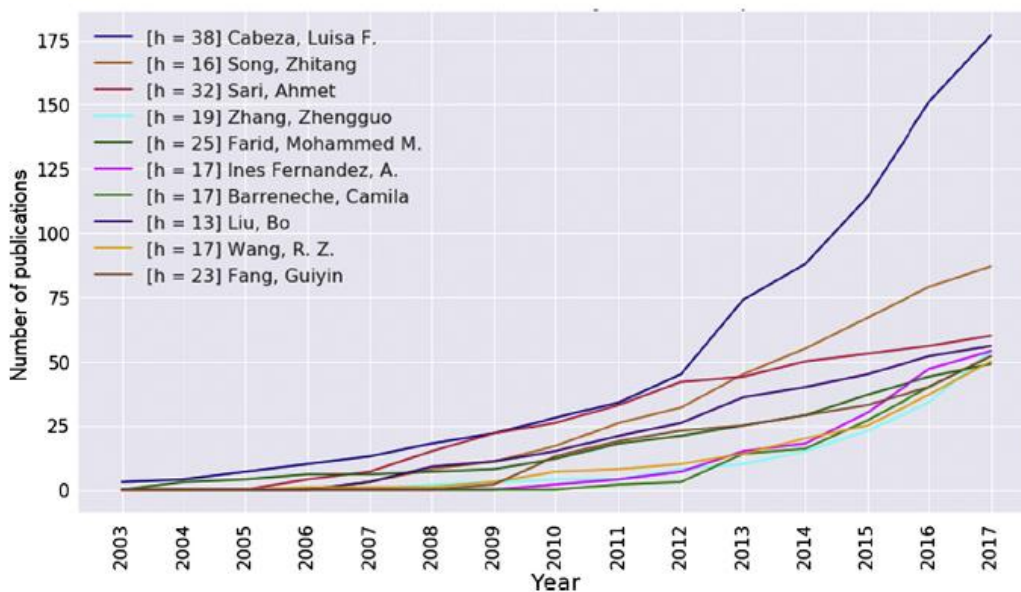


Figura 2-7. Publicaciones acumuladas por autor. (9)

2.2.4 Evolución bibliométrica por revistas

Se pueden ver en la Figura 2-8 el número de publicaciones acumuladas de cada una de las revistas usadas por los autores para publicar sus artículos. A día de hoy, la revista que más artículos acumula es Applied Thermal Engineering, seguida de Applied Energy, Solar Energy y Energy Conversion and Management. Esto no ha sido así durante todos los años anteriores, puede comprobarse en la Figura 2-8 como esto ha ido cambiando cada año, por lo que puede ser que continúe modificándose.

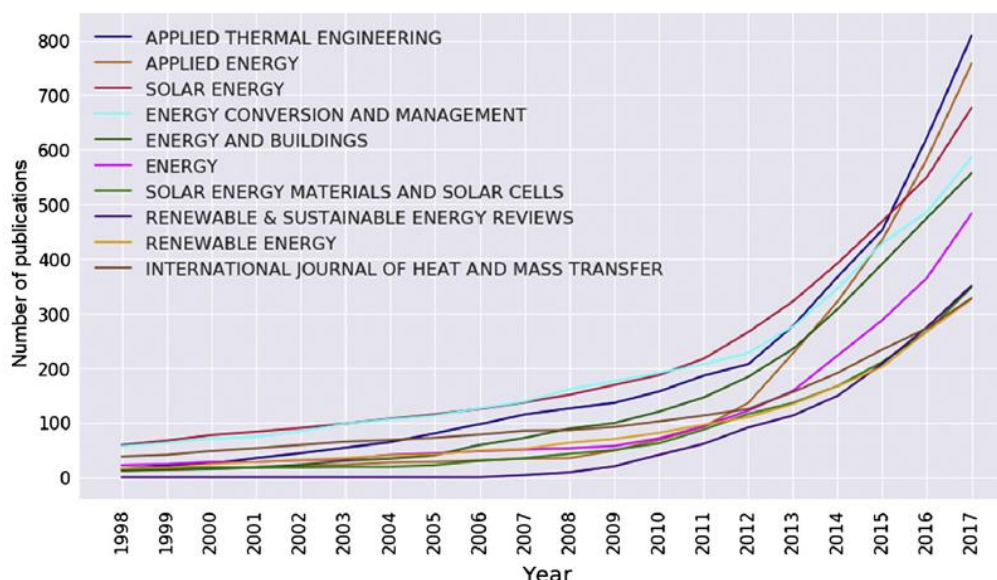


Figura 2-8. Publicaciones acumuladas por revista. (9)

2.2.5 Financiación

En cuanto a financiación para la investigación, en la figura 2-9 se puede observar la relación entre las publicaciones de investigación y los fondos de inversión. Se comprueba el papel tan importante que está jugando

la financiación en el crecimiento exponencial de la investigación, ya que permite a los investigadores realizar mayores esfuerzos en este campo. Las dos fuerzas principales en sistemas de almacenamiento, la U.E. y China, disponen de programas de financiación sólidos, dispuestos por la Comisión de la U.E. y la Academia de Ciencias de China.

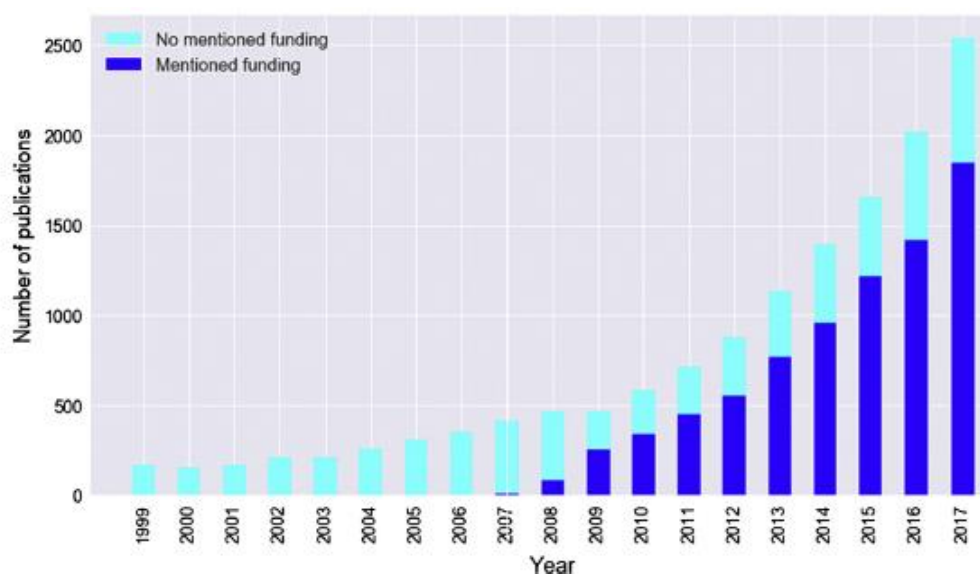


Figura 2-9. Evolución de la financiación en las publicaciones. (9)

2.2.6 Evolución bibliométrica de las tecnologías de almacenamiento

En este apartado se analizan las publicaciones realizadas en función del tipo de almacenamiento (sensible, latente o termoquímico). Como resumen introductorio, conviene observar la Figura 2-10. En ella se representan las publicaciones realizadas por año de cada tecnología de almacenamiento en los últimos 20 años.

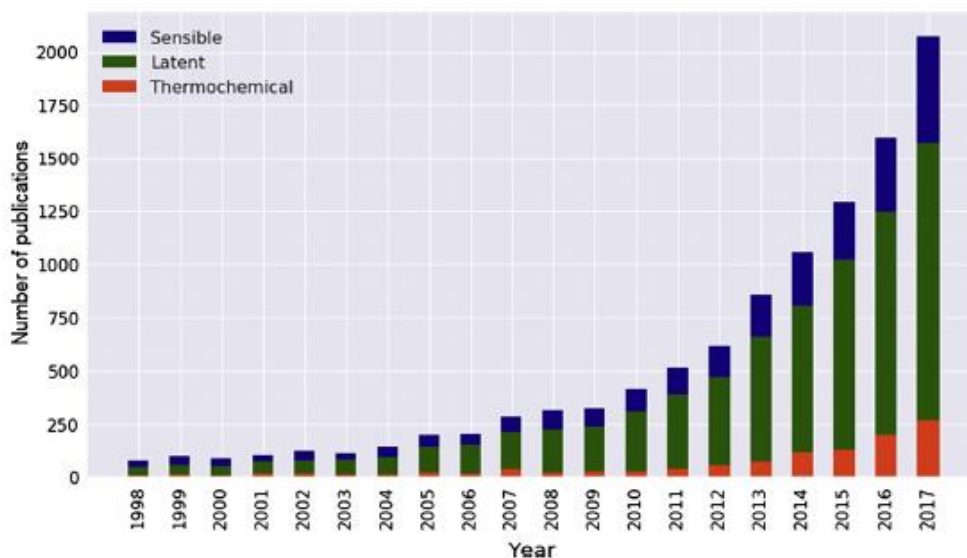


Figura 2-10. Publicaciones anuales por tipo de almacenamiento. (9)

Como ya se ha visto anteriormente, el número total de publicaciones tiene un crecimiento exponencial, siendo la tecnología de almacenamiento latente la que cuenta con mayor número de publicaciones por año. Sin embargo, la tecnología que contó con un mayor crecimiento en el último año analizado (2017), fue la de almacenamiento sensible, llegando a ser casi un 43% mayor respecto al año anterior. La tecnología

termoquímica aun presenta un crecimiento muy lento. Esto debe ser tenido en cuenta, puesto que es la tecnología más prometedora en el campo del almacenamiento, puesto que permite conseguir almacenamientos muy compactos, que pueden ser usados en muchos campos (renovables, climatización de edificios, etc.)

En los siguientes apartados se mostrará la evolución de la bibliometría de cada una de las tipologías de almacenamiento citadas anteriormente. Se analizarán sus evoluciones temporales, análisis por países, años autores, etc.

2.2.6.1 Evolución bibliométrica del almacenamiento sensible

En la figura 2-11 se representan el número de publicaciones sobre almacenamiento sensible en los últimos 20 años. A pesar de que algún año el crecimiento ha sido menor o casi nulo, no ha dejado de crecer, sobre todo en el último año.

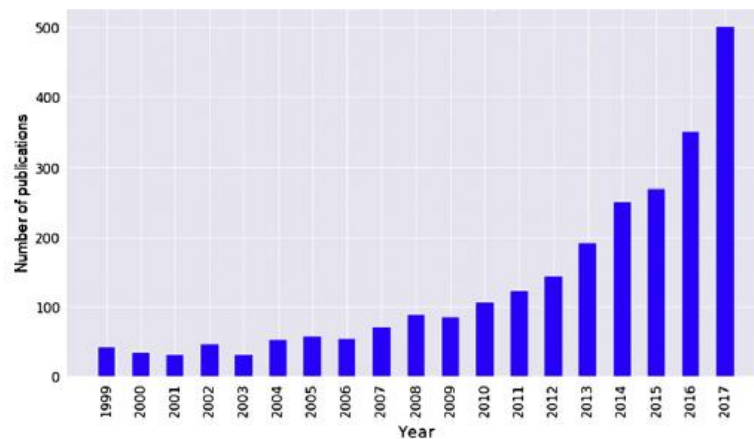


Figura 2-11. Publicaciones por año sobre almacenamiento sensible. (9)

En la figura 2-12 se muestra el número de publicaciones acumuladas por países (también en la U. E.). En ella puede comprobarse el claro dominio de Europa frente al resto de zonas en el mundo, teniendo casi el doble de publicaciones sobre almacenamiento sensible que su inmediato perseguidor, China, siendo Alemania el país de la U.E. con más publicaciones relacionadas con este tema.

La Figura 2-13 muestra el número de publicaciones por año en función del país donde se realiza. Se observan dos aspectos a remarcar. El primero de ellos es el crecimiento realizado por la U.E. desde el año 2010, que la sitúa en la cabeza en número de artículos publicados por anualidad. La segunda es el crecimiento que ha tenido China en los últimos tres años, que la ha acercado al nivel prestado por los europeos, en consonancia con el crecimiento económico que ha tenido dicho país en los últimos años.

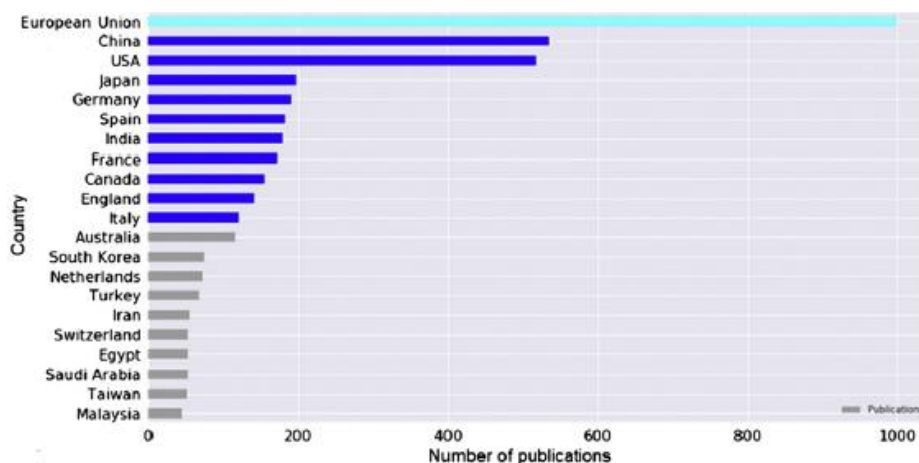


Figura 2-12. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento sensible por países. (9)

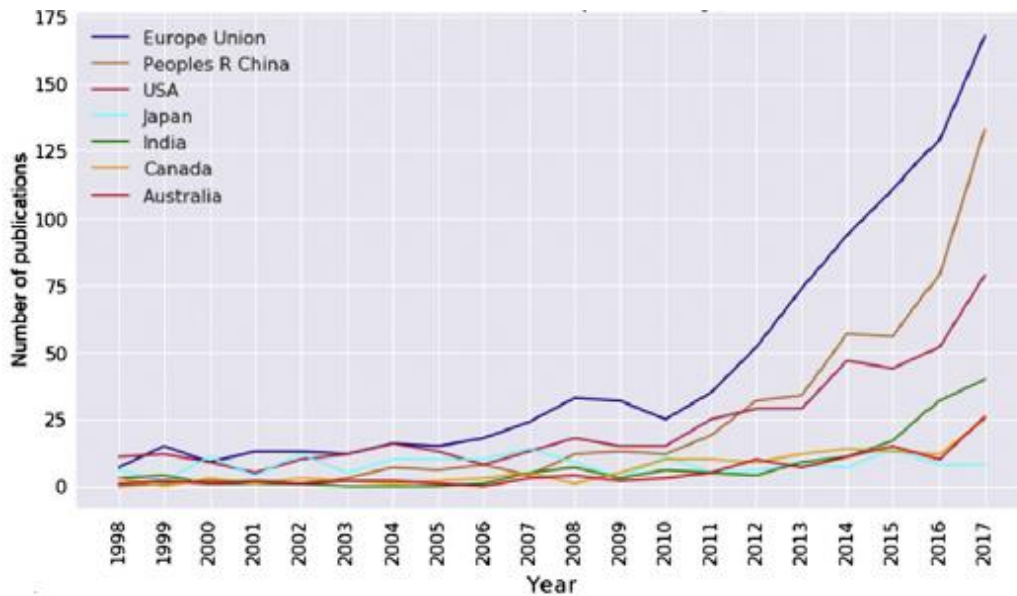


Figura 2-13. Publicaciones sobre almacenamiento sensible por países. (9)

Por último, la Figura 2-14, muestra las publicaciones acumuladas sobre este tipo de almacenamiento en función del autor que publica la misma. Como se observó en el gráfico global sobre almacenamiento, la Profesora Cabeza se sitúa en primer lugar, con bastante distancia sobre el resto, con más de 30 publicaciones realizadas.

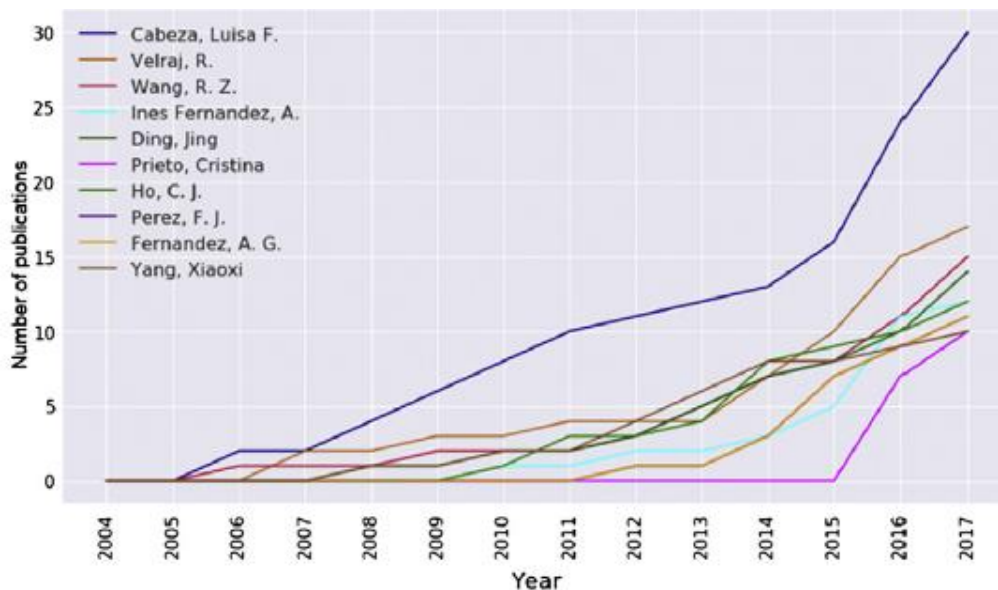


Figura 2-14. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento sensible por autores. (9)

2.2.6.2 Evolución bibliométrica del almacenamiento latente

En el caso de la tecnología de almacenamiento latente, observamos una tendencia parecida a la mostrada para el almacenamiento sensible, pero sin los atisbos de estancamiento que se presentaban en la misma. En la Figura 2-15 se puede ver esto que se comenta, pues se muestran las publicaciones realizadas cada año.

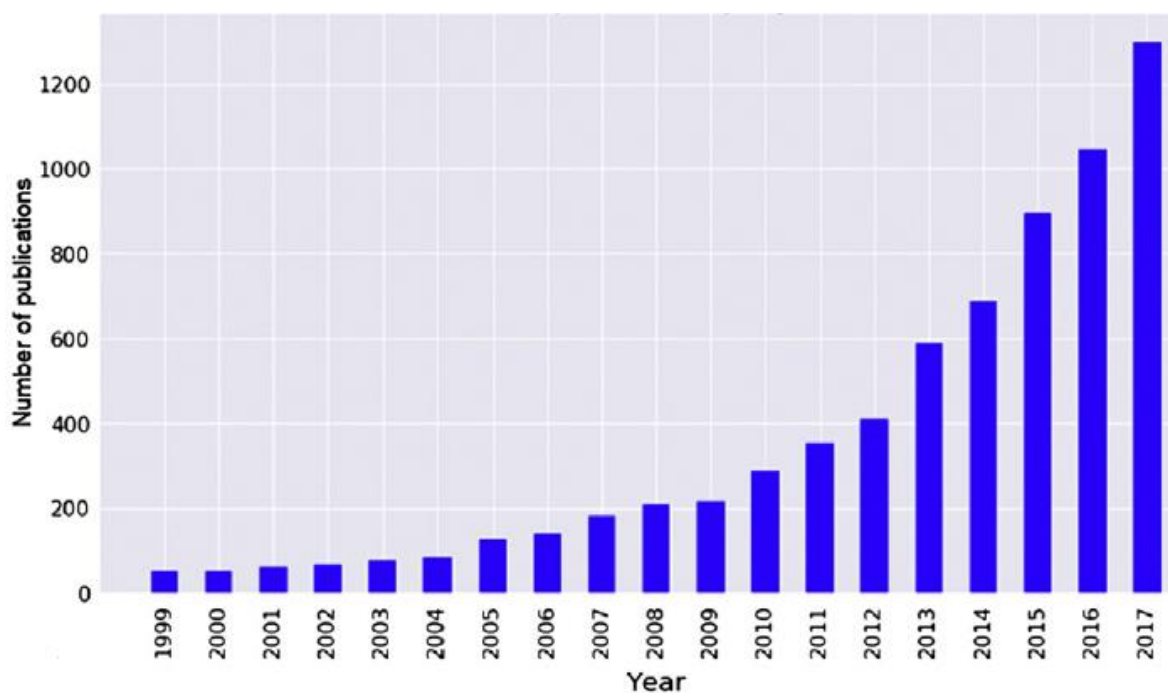


Figura 2-15. Publicaciones por año sobre almacenamiento latente. (9)

En la Figura 2-16 se muestran ahora las publicaciones acumuladas por cada país. En este caso, China es el país que más esfuerzos dedica a la investigación de este tipo de almacenamiento, seguido por la U.E. y E.E. U.U. Esto coincide con que China es el país con mayor número de plantas en construcción, lo que muestra la importante inversión realizada en este tipo de energía, en gran parte debido al crecimiento económico que ha sufrido el país en los últimos años.

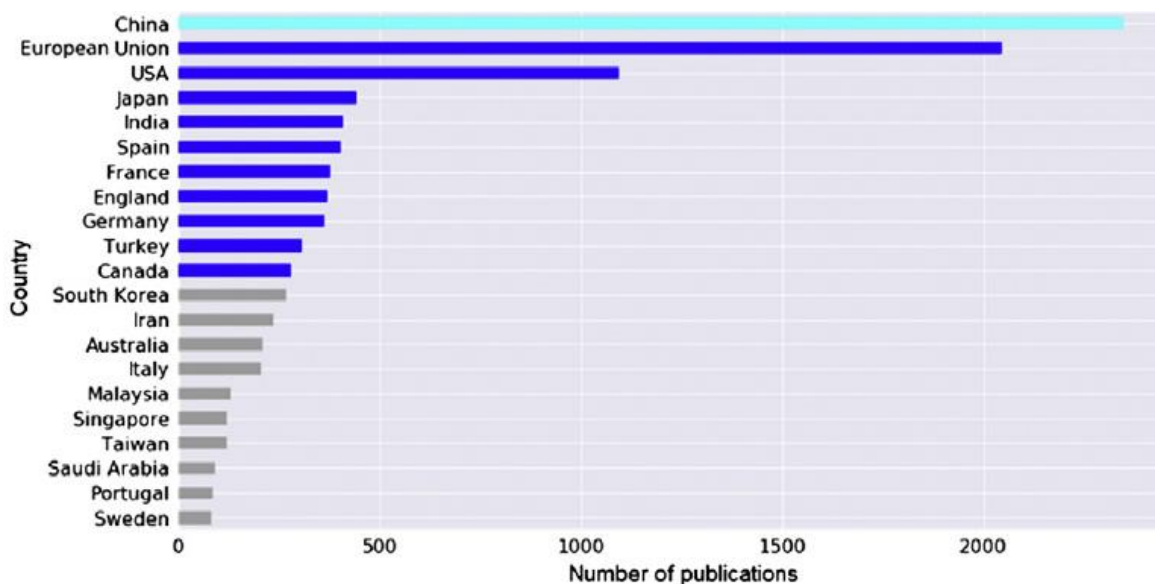


Figura 2-16. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento latente por países. (9)

En la Figura 2-17 se muestran las publicaciones hechas por países en los últimos años. Hasta 2014, la U.E. y China se encontraban parejas en este aspecto, pero a partir de dicho año, los asiáticos incrementaron el número de publicaciones hasta situarse, a día de hoy, muy por encima de la U.E.

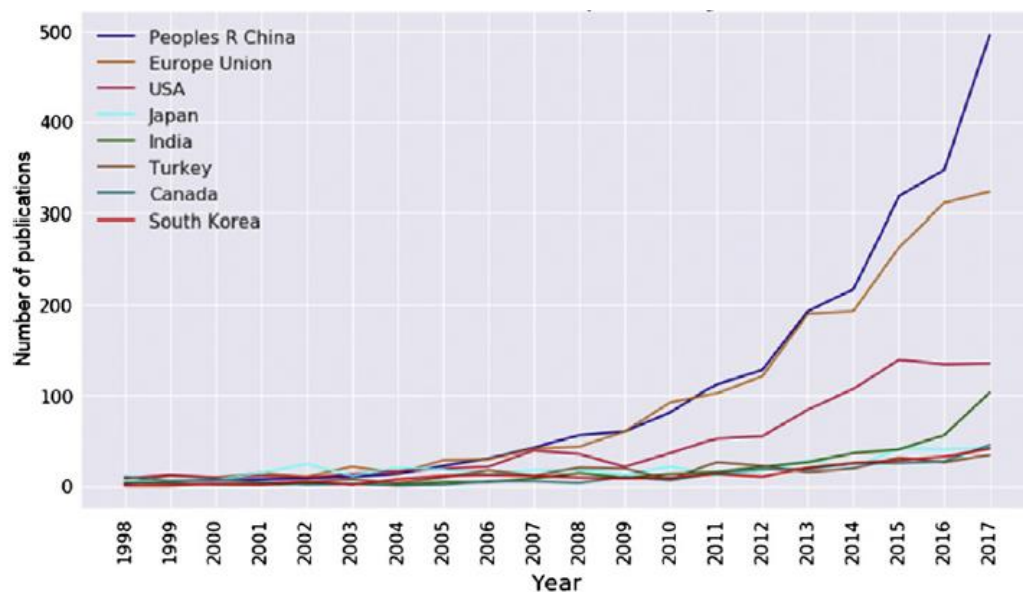


Figura 2-17. Número de publicaciones sobre almacenamiento latente por países. (9)

En cuanto a los autores, como se muestra en la figura 2-18, de nuevo la Profesora Cabeza es la autora con mayor número de publicaciones realizadas sobre almacenamiento latente.

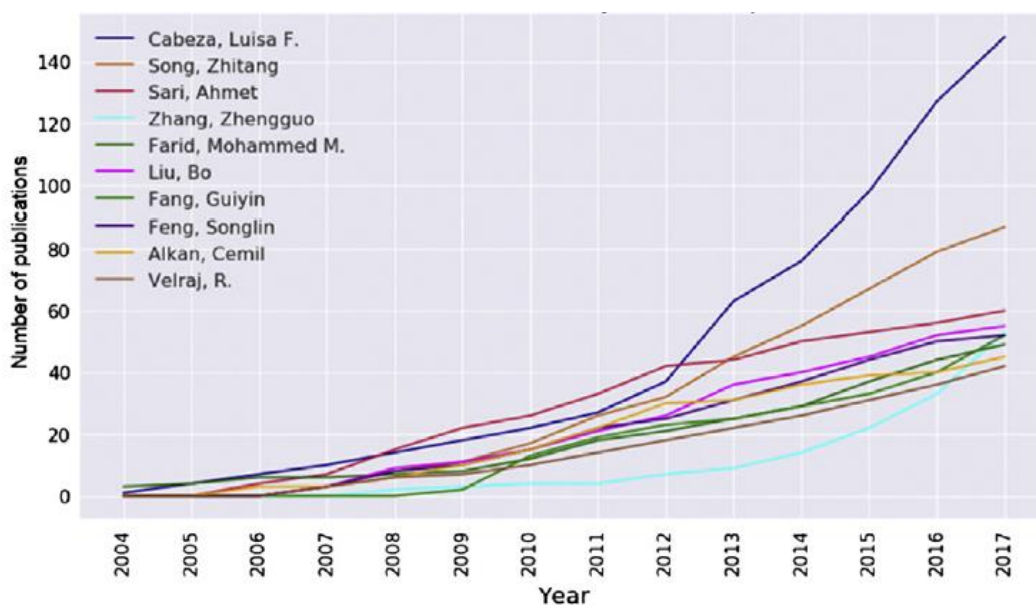


Figura 2-18. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento latente por autores. (9)

2.2.6.3 Evolución bibliométrica del almacenamiento termoquímico

Para la tecnología de almacenamiento termoquímico el crecimiento, igual que los casos anteriores, ha sido exponencial en los últimos años. Sin embargo, el número de publicaciones es muy inferior al de los otros dos tipos. En la figura 2-19, se puede observar este fenómeno.

La Figura 2-20, que muestra el total de publicaciones según los países, conserva el perfil mostrado en el almacenamiento sensible, donde la U.E. lidera con diferencia, seguida de China y E.E.U.U.

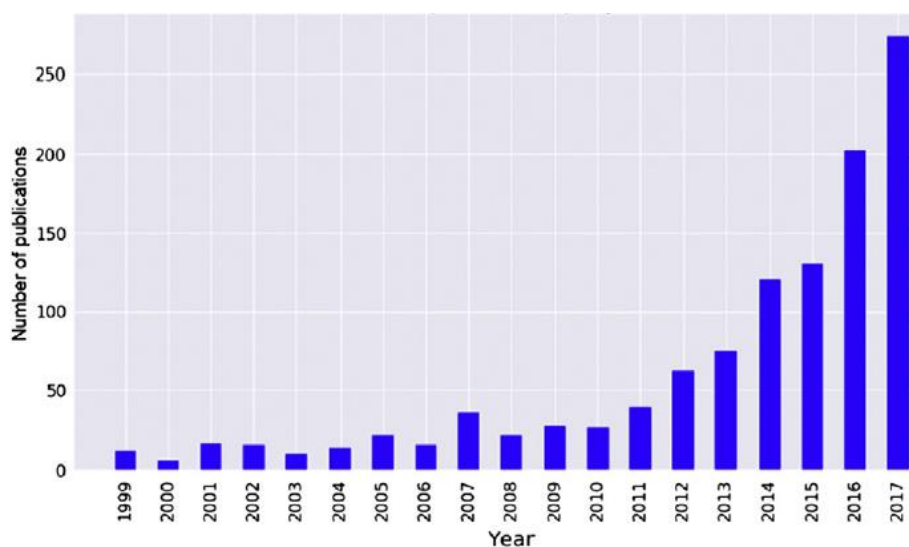


Figura 2-19. Publicaciones por año sobre almacenamiento termoquímico. (9)

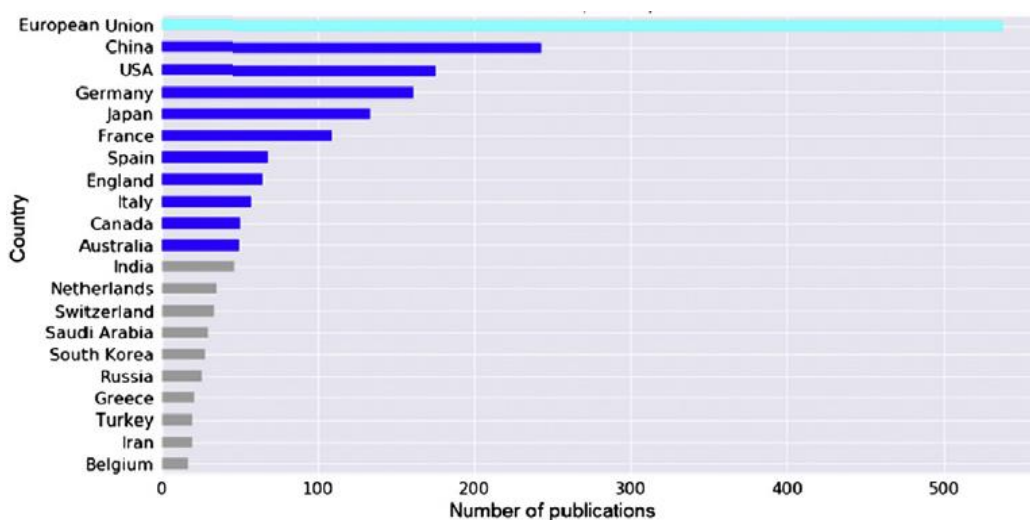


Figura 2-20. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento termoquímico por países. (9)

Observando la Figura 2-21, se puede comprobar que el número de publicaciones por países se ha mantenido casi lineal hasta el año 2012. A partir de ahí tanto la U.E. como China han incrementado considerablemente el número de publicaciones realizadas, siendo este incremento mucho mayor en Europa.

En la Figura 2-22 se muestran las publicaciones por cada autor. En este caso no es la Profesora Cabeza la autora con más publicaciones como en los anteriores casos, ocupando en esta ocasión la décima plaza. En esta ocasión, el autor con mayor número de publicaciones es el Profesor Wang.

2.3 Integración del sistema de almacenamiento en la planta

2.3.1 Xu B et al. (2015) (10)

El artículo describe diferentes temas relacionados con las diferentes tecnologías usadas en la actualidad para el almacenamiento de energía latente para su uso en plantas de energía solar. En concreto, en uno de ellos, se tratan los diferentes problemas que pueden surgir en la integración de un sistema de almacenamiento de un solo tanque al resto de la planta.

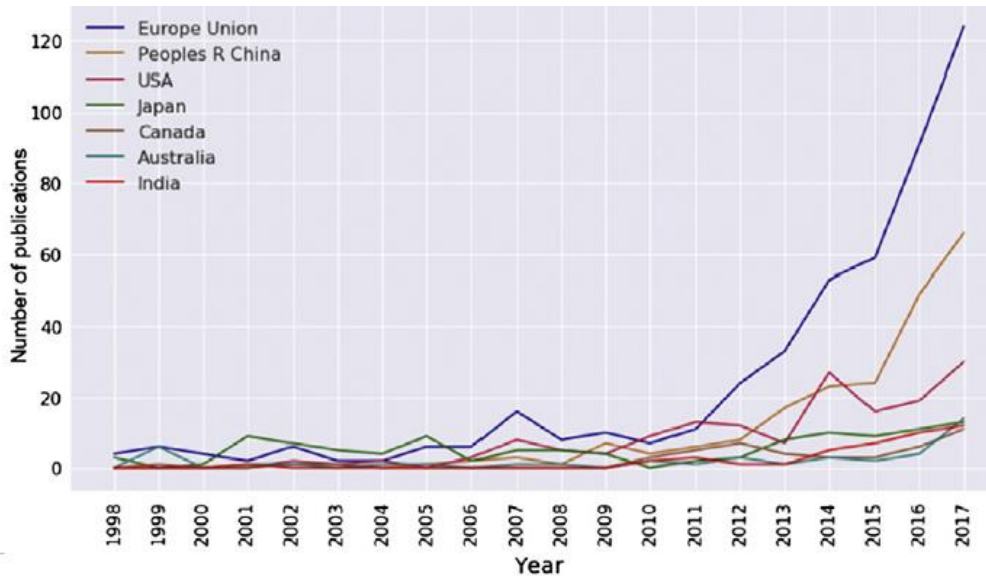


Figura 2-21. Publicaciones sobre almacenamiento termoquímico por países. (9)

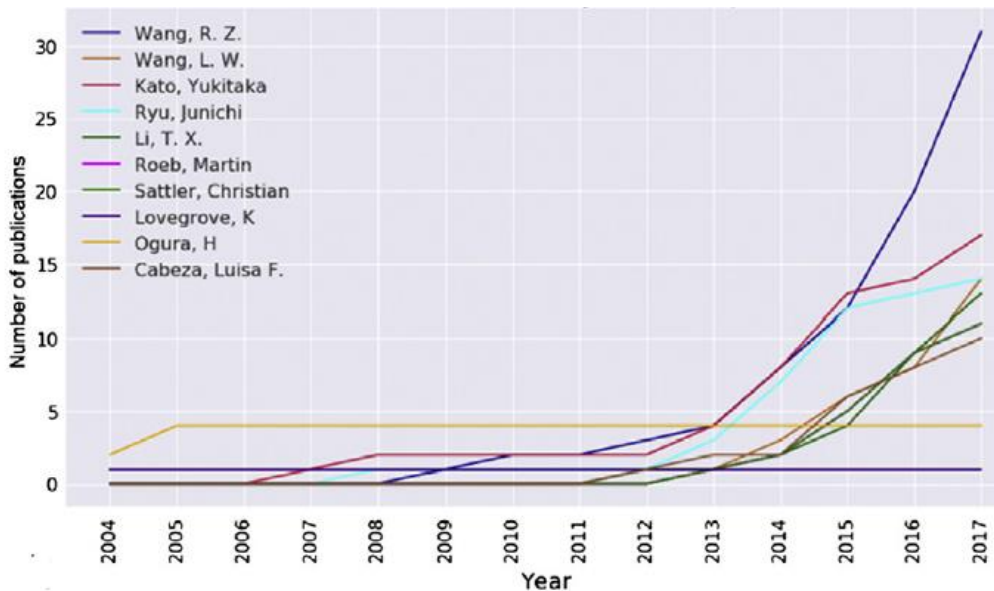


Figura 2-22. Publicaciones acumuladas sobre almacenamiento termoquímico por autores. (9)

Uno de los problemas del almacenamiento sensible en tanque único, es que la energía térmica a temperatura máxima puede descender a medida que se realicen sucesivos ciclos de carga y descarga, debido al aumento del grosor de la termoclina. Esto se puede comprobar en la Fig. 2-23, donde se realiza una comparación de la temperatura de salida durante un periodo de descarga entre un sistema de dos tanques y un sistema de tanque único sensible. Puede comprobarse, que el sistema de dos tanques ofrece la máxima temperatura durante todo el periodo de descarga, mientras que el de tanque único va disminuyendo la temperatura de salida conforme se acerca al final de la descarga.

Dado que el bloque de potencia necesita una temperatura mínima durante todo el periodo de descarga, se han investigado varios sistemas de tanque único latente. Se demuestra que la adición de un lecho de rocas, acompañada de una pequeña adición de material de cambio de fase, mejoran este comportamiento y estabilizan la temperatura de salida durante la descarga.

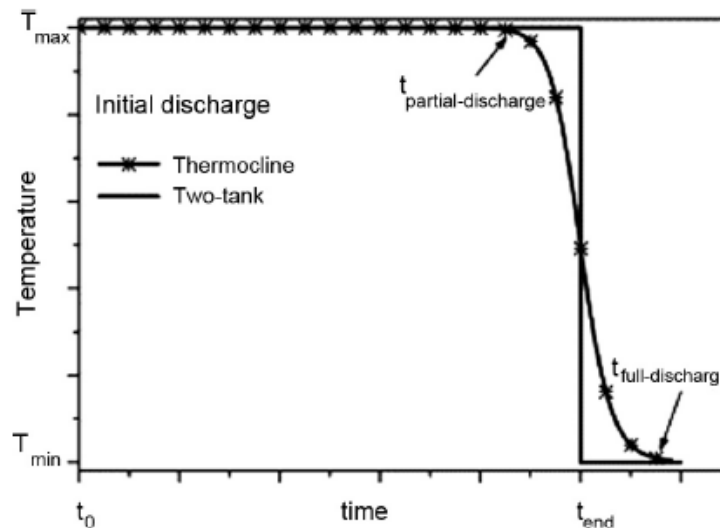


Figura 2-23. Comparación temperatura de salida del HTF en proceso de descarga. (10)

Mediante un proceso experimental, usando parafina como material de cambio de fase y agua como HTF, se llega a la conclusión de que, cuanto más cerca de la salida del tanque, más tiempo tardan en solidificar las partículas de PCM y, por tanto, un mayor tiempo de descarga, debido a que la temperatura del HTF y de estas partículas es más parecida. Se puede concluir, que cuanto más largo es el tanque, mayor tiempo de descarga, aunque se aumenta el costo.

Anteriormente no se tuvo en cuenta la temperatura de corte. Por ello, para finalizar, aplicando un modelo numérico para dos PCM (PCM-1: KOH; PCM-2: NaCl-KCl, 58-42 wt. %), fijando la temperatura de corte como la temperatura de solidificación del PCM-2 y 6 horas de almacenamiento, se obtiene que para el PCM-1 la altura de tanque es mayor que para el PCM-2, lo que aumenta los costos. Por tanto, se puede concluir que, si se consigue que la temperatura de corte sea la de solidificación del PCM, se disminuyen los costos.

2.3.2 Pelay U et al. (2015) (6)

Ugo Pelay et al. (2015) (6) presenta una recopilación de los diferentes sistemas de almacenamiento implantados en las diferentes plantas de energía solar en el mundo. Además, se revisan las ideas tradicionales para la integración, haciendo hincapié en nuevos conceptos para la integración, sobre todo cuando se prevé más de un sistema de almacenamiento.

En primer lugar, realiza una clasificación en función del movimiento del material de almacenamiento durante la carga y descarga: activo o pasivo. En el medio activo, el propio material se mueve para absorber o liberar energía térmica de manera forzada. Sin embargo, en el medio pasivo, el material permanece inmóvil, absorbiendo o cediendo energía a otro fluido que fluye (HTF). El activo, a su vez se divide en directo o indirecto. En la Fig. 2-24 puede comprobarse la configuración de cada uno de los sistemas.

Posteriormente, se habla de las nuevas tendencias en la integración de los sistemas de almacenamiento:

- Tecnologías acopladas: consiste en el uso de más de una tecnología de almacenamiento en un mismo sistema, permitiendo un aumento de la temperatura de trabajo del bloque de potencia, con la desventaja de precisar mayor cuidado del mismo. Por ejemplo: sistema químico-térmico, sistema térmico en tres partes, sistema de un tanque sensible-latente, etc.
- Sistemas en cascada: consistente en la implementación de varios almacenamientos en serie, de forma que se mejora el control de la temperatura a consta de una mayor dificultad en el diseño y mayor coste. Por ejemplo: almacenamiento con varios PCM de diferentes temperaturas de fusión, sistema de generación directa de vapor, etc.

- Sistema con desplazamiento mecánico: por ejemplo, el uso de partículas sólidas (arena) calentadas con energía solar para sobrecalentar el vapor haciéndolas pasar por un intercambiador de lecho fijo.

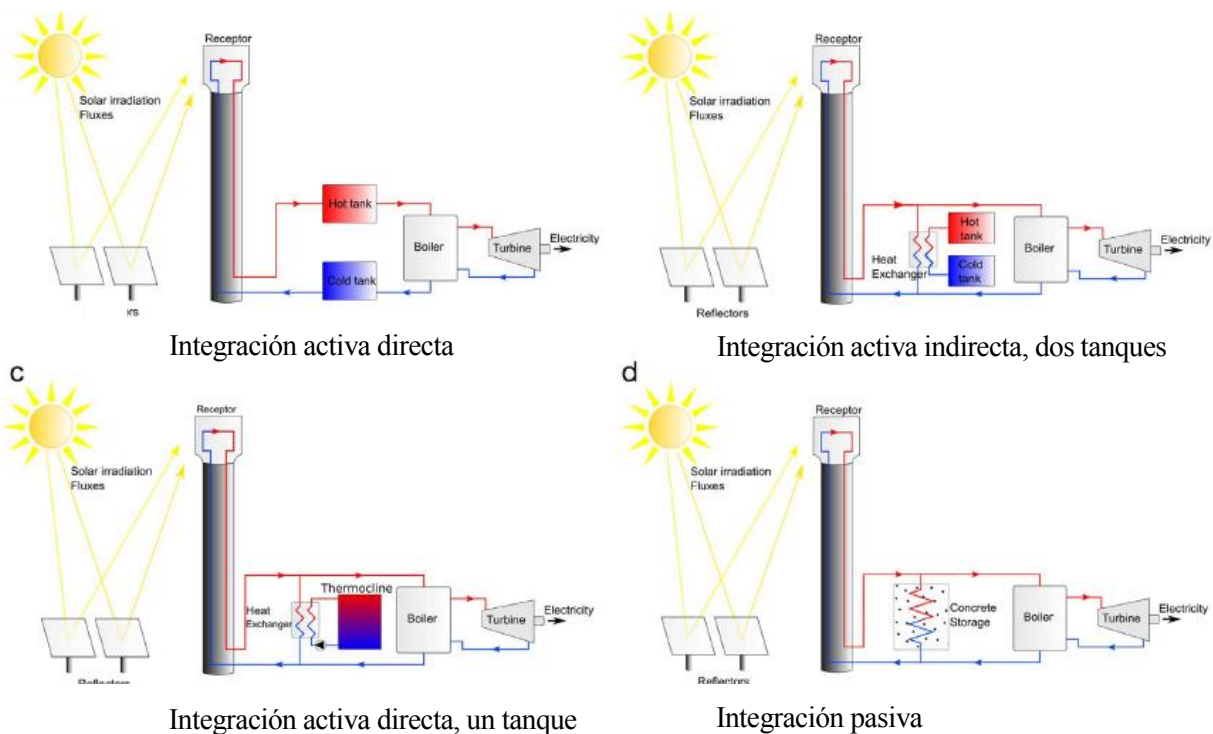


Figura 2-24. Tipos de almacenamiento según movimiento del material. (6)

2.3.3 Kuravi S et al. (2013) (8)

En él se realiza una revisión sobre el diseño del sistema de almacenamiento, teniendo en cuenta su integración en la planta de potencia. Además, analiza la eficiencia de los mismos y los aspectos económicos relacionados con ellos mientras se resume la literatura más relevante sobre dichos sistemas. Algunos de los aspectos a destacar sobre la integración del almacenamiento se citan en los párrafos siguientes.

La temperatura de salida del HTF del campo solar define la temperatura de carga del sistema de almacenamiento, lo cual es uno de los factores principales a la hora de elegir el sistema adecuado. Otros factores pueden ser la potencia eléctrica máxima de la planta, el modo de operación, la manera en que se integrará y el tamaño del campo solar.

El tamaño del campo solar debe ser incrementado en tanto que sea capaz de proporcionar energía al bloque de potencia mientras carga el sistema de almacenamiento.

La cantidad de horas que el sistema de almacenamiento dependerá, entre otros factores, del rango de temperatura de trabajo del sistema, del volumen de almacenamiento, las propiedades del material y las necesidades del bloque de potencia.

Como ejemplo, tomando una planta de CCP de 50 MWe con 6 horas de almacenamiento, se consigue lo siguiente:

- Mejora del rendimiento global del 12,4% al 13,2% a consta de una pequeña pérdida de rendimiento en el ciclo de potencia.
- Reducción de un 10% del coste de producción de la energía.
- Aumento de pérdidas en almacenamiento y receptor.
- Aumenta el coste inicial (almacenamiento y campo solar mayor).
- Disminución de consumo de auxiliares.

La inclusión de sistema de almacenamiento trae consigo el tener en cuenta algunos parámetros adicionales en el diseño. Por ejemplo, la temperatura de trabajo con almacenamiento será algo inferior que directamente del campo solar, por lo que se reduce la generación de vapor, afectando al rendimiento de la planta.

Una vez diseñado el almacenamiento a nivel de sistema, debe optimizarse mediante simulación con modelos/software, teniendo en cuenta los parámetros básicos del ciclo. El tamaño del almacenamiento debe ser tal que la planta pueda operar continuamente sin desperdiciar energía, para ello hay varios modelos ya estudiados y los cuales son brevemente descritos (SAM, TRNSYS, SEGS, etc.).

2.3.4 Tehrani SM et al. (2017) (11)

El artículo se centra en la realización de una comparativa tecno-económica de algunos sistemas de almacenamiento sensible con respecto al típico sistema de dos tanques con sales fundidas, tomando como modelo la planta de Gemasolar.

En concreto, en el apartado de integración, se analiza la afección de la temperatura de corte de descarga a la producción de energía eléctrica y al rendimiento de la planta. En la Fig. 2-25 se puede observar cómo la variación de la temperatura de corte no afecta a los sistemas de dos tanques de sales fundidas, y apenas al sistema de un tanque de termoclina, siendo los rendimientos de ambos parecidos.

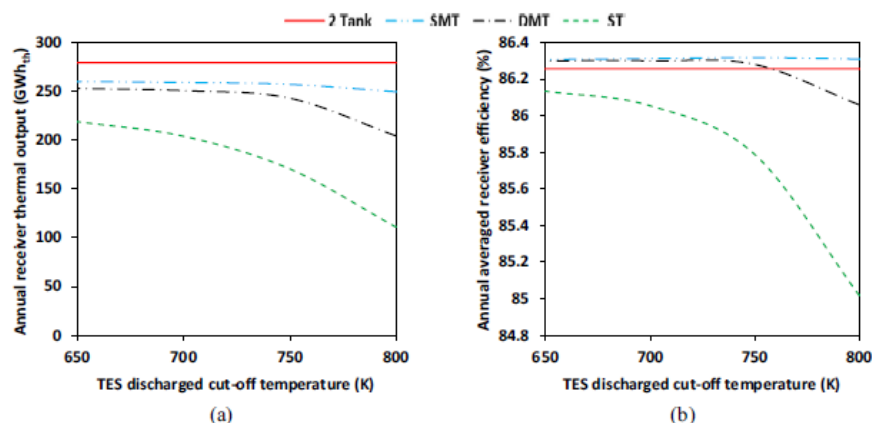


Figura 2-25. Energía térmica producida y rendimiento de receptor para diferentes sistemas. (11)

Además de lo anterior, en Fig. 2-26 y 2-27 puede comprobarse la variación de los mismos términos en el TES y en el bloque de potencia.

Los resultados indican que medir únicamente el rendimiento del TES puede ser erróneo, ya que el rendimiento del receptor y del bloque de potencia afectan en gran medida al rendimiento global. Por ello, conviene además de realizar un análisis técnico de las posibilidades, realizar un análisis económico, lo cual también es desarrollado en el presente artículo.

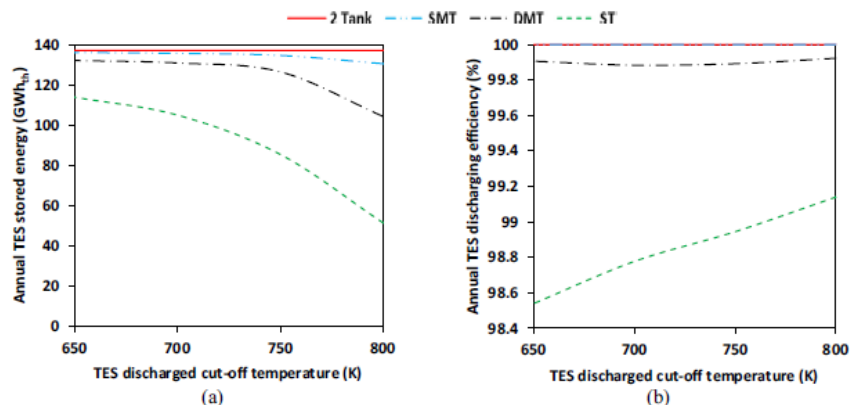


Figura 2-26. Energía almacenada y rendimiento de descarga para diferentes sistemas. (11)

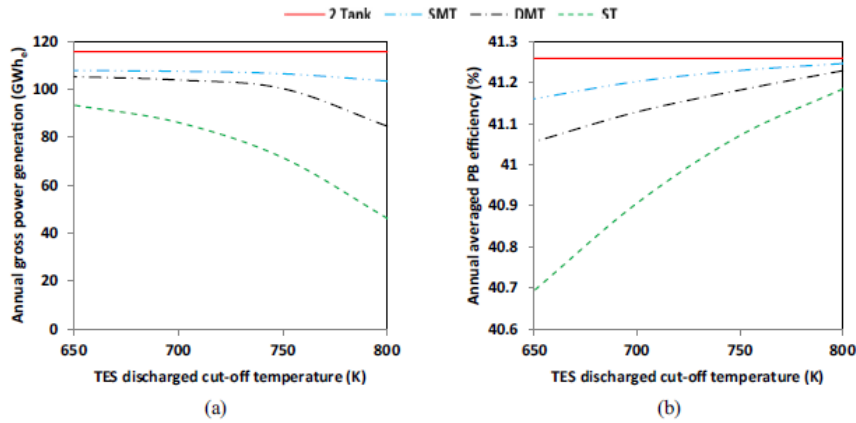


Figura 2-27. Energía producida y rendimiento del bloque de potencia para varios sistemas. (11)

2.3.5 Ortiz C et al. (2018) (12)

En el artículo que se presenta, se realiza un análisis de diferentes configuraciones que integran en una planta de receptor central un novedoso sistema de almacenamiento termoquímico, el Calcium-Looping. Básicamente, este método consiste en provocar la calcinación de CaCO₃ cuando hay energía solar disponible, produciendo CO₂ y CaO, almacenándolos. Cuando no hay energía solar disponible, con estos productos anteriormente almacenados se provoca una reacción exotérmica cuya energía es aprovechada.

Sobre una planta modelo representada esquemáticamente en la Fig. 2-28, se realizarán algunas modificaciones y se analizarán algunos parámetros.

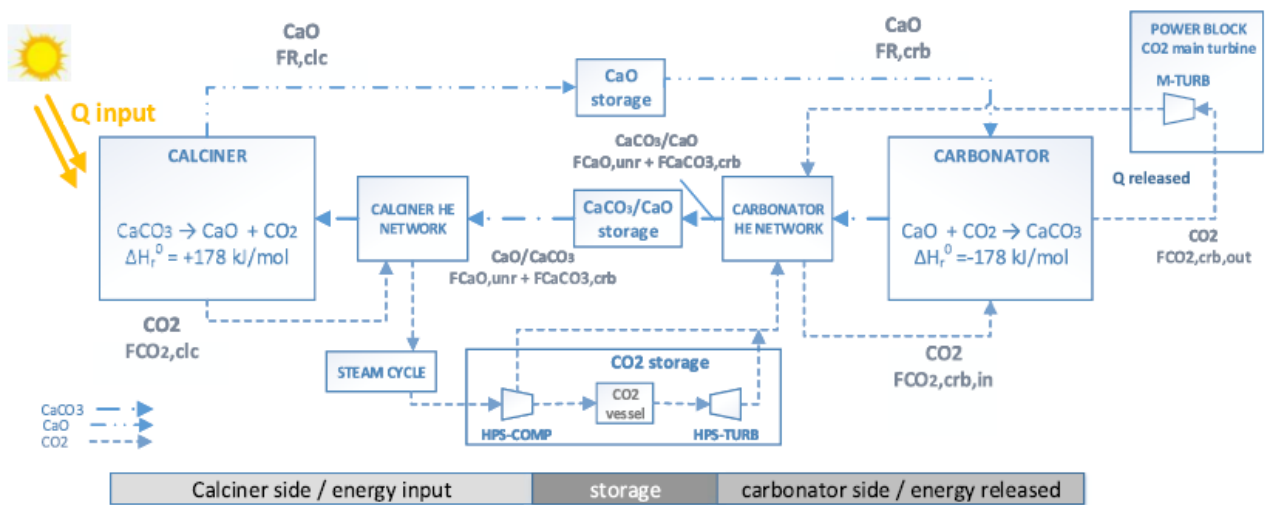


Figura 2-28. Esquema conceptual de planta base CaL. (12)

Para el Caso 2 se procede a añadir intercambiadores de calor sólido-gas, en el Caso 3 se añade además un intercooler de CO₂, y en el Caso 4 se permite que el carbonatador opere a presión ambiente. Tras la simulación de estos casos, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 2-1.

Se puede comprobar la mejoría en el rendimiento para los casos 3 y 4, que presentan rendimientos similares. Por tanto, para una planta específica, la decisión deberá basarse en criterios tecno-económicos.

Tabla 2-1. Balance energético para los casos 2,3 y 4. (12)

Parameter	Case 2			Case 3			Case 4		
	Including: solids heat exchangers			Including: solids heat exchangers Intercooled compression			Including: solids heat exchangers Intercooled compression P=Patm carbonation		
	"sun mode"	"night mode"	"sun mode w/o storage"	"sun mode"	"night mode"	"sun mode w/o storage"	"sun mode"	"night mode"	"sun mode w/o storage"
Solar thermal power (MW _{th})	100	0	33.33	100	0	33.33	100	0	33.33
Heat exchangers thermal	11.63	—	3.88	11.37	—	3.80	11.51	—	3.84
Power (MW _{th})	4.39	—	1.46	4.45	—	1.48	4.42	—	1.47
COOLER-1	0.25	—	0.08	0.32	—	0.11	0.28	—	0.09
COND	8.49	—	2.830	8.23	—	2.78	8.40	—	2.80
HP-COMP (intercooler)	3.47	—	—	3.45	—	—	3.46	—	—
COOLER-2	3.08	—	—	3.06	—	—	3.07	—	—
HEATER	—	1.58	—	—	1.57	—	—	1.58	—
TURB1 (interheater)	—	0.57	—	—	0.56	—	—	0.74	—
COOLER-3	15.54	15.54	15.54	6.02	6.02	6.02	6.04	6.04	6.04
HXG	84.60	84.60	84.60	93.27	93.27	93.27	93.68	93.68	93.68
GS-HE2	2.91	2.91	2.91	3.17	3.17	3.17	3.04	3.04	3.04
GS-HE3	7.19	7.19	7.19	7.15	7.15	7.15	7.17	7.17	7.17
Power inlet (MWe)	—	0.77	—	—	0.76	—	—	1.01	—
CO ₂ storage turbine (HPS-TURB)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Main CO ₂ turbine (M-TURB)	26.87	26.87	26.87	26.64	26.64	26.64	26.77	26.77	26.77
Steam Turbine (ST)	3.10	—	1.03	3.03	—	1.01	3.07	—	1.02
Power outlet (MWe)	—0.02	—	—0.01	—0.02	—	—0.01	—0.02	—	—0.01
Steam cycle pump (P)	—14.67	—14.11	—14.67	—13.26	—12.75	—13.26	—13.28	—13.20	—13.28
Main CO ₂ compressor (M-COMP)	—3.98	—	0.00	—3.95	—	0.00	—3.96	—	0.00
CO ₂ storage compressor (HPS-COMP)	—0.12	—	—0.02	—0.12	—	—0.02	—0.12	—	—0.02
Auxiliaries heat calciner	—0.12	—0.12	—0.12	—0.12	—0.12	—0.12	—0.12	—0.12	—0.12
Auxiliaries heat carbonator	—1.60	—	—0.53	—1.59	—	—0.53	—1.60	—	—0.53
Auxiliaries solids transport calciner	—0.53	—0.53	—0.53	—0.53	—0.53	—0.53	—0.53	—0.53	—0.53
Auxiliaries solids transport carbonator	8.94	—	12.01	10.09	—	13.18	10.21	—	13.30
W _{net}	—	12.88	—	—	14.01	—	—	13.92	—
W _{net,sun}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
W _{net,night}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Overall plant efficiency	0.347	0.360	0.381	0.395	0.381	0.399	0.381	0.399	0.399

Posteriormente, se realiza un análisis de sensibilidad de diferentes parámetros de la planta. En primer lugar, se analiza el efecto de la relación de presiones entre la presión del carbonatador y la presión de salida de la turbina. Se puede comprobar en la Fig. 2-29, que el máximo rendimiento para todos los casos se sitúa entre 3 y 4,5.

A continuación, se analiza el efecto de la temperatura de entrada a turbina (TIT), la conversión del CaO y la relación de presiones. Se comprueba en la Fig. 2-30, que aumentar la TIT aumenta la eficiencia de la planta, aunque la misma está limitada por el equilibrio termodinámico de la reacción. Así mismo, también se comprueba que una mayor conversión del CaO se deriva en un mayor rendimiento de la planta, alcanzando el máximo aproximadamente en X=0,4.

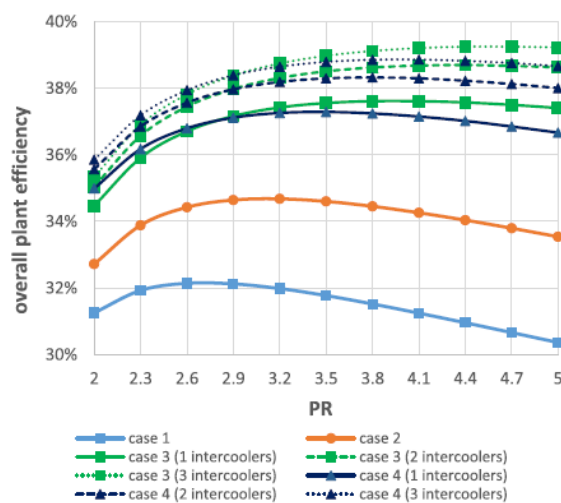


Figura 2-29. Análisis de sensibilidad de la relación de presiones. (12)

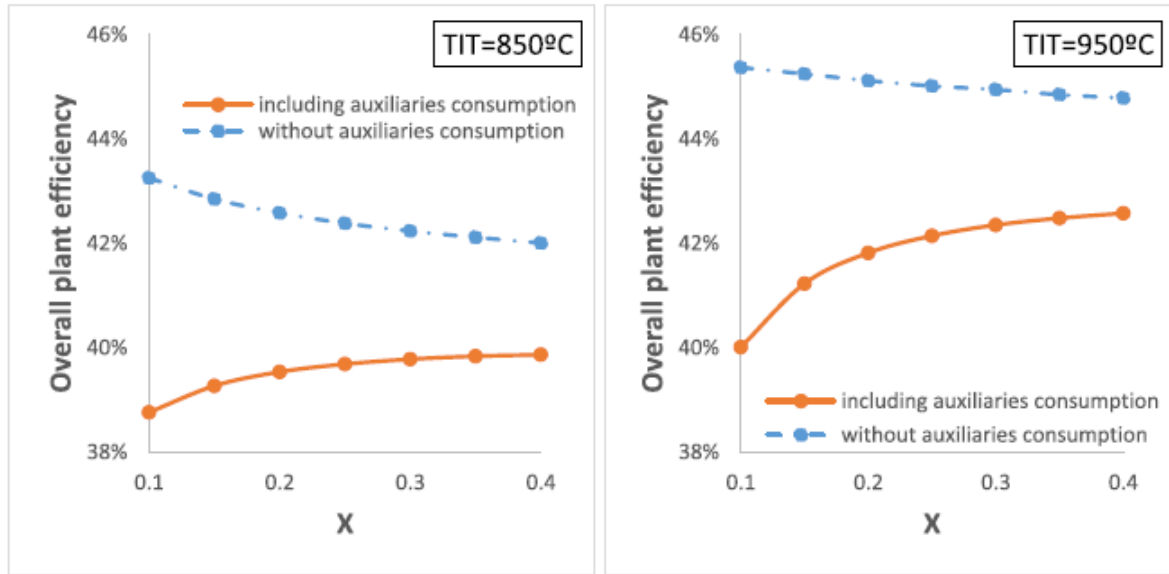


Figura 2-30. Análisis de sensibilidad de la relación de presiones. (12)

2.3.6 Gibb D et al. (2018) (13)

El presente artículo desarrolla una metodología para la correcta selección e integración del sistema de almacenamiento en un proceso, en función de algunos parámetros de éste. Posteriormente, aplica dicha metodología a dos casos concretos: una planta de energía solar concentrada y una de cogeneración.

Se comienza por un análisis del proceso, el cual queda simplificado en la Fig. 2-31. Primero se determina el objetivo general de la integración y la funcionalidad del sistema de almacenamiento. Seguidamente, se define el proceso en detalle y se determinan los límites del mismo.

Una vez definido, se deben determinar los sumideros y fuentes térmicas. Hay dos grupos principales de parámetros: termodinámicos y propiedades espaciales. Los tres aspectos más importantes de las propiedades termodinámicas que deben desarrollarse son el medio de transferencia de calor, los niveles de temperatura y los perfiles transitorios. En las propiedades espaciales se tratan aspectos relacionados con el espacio disponible, distancias entre procesos o temas infraestructurales.

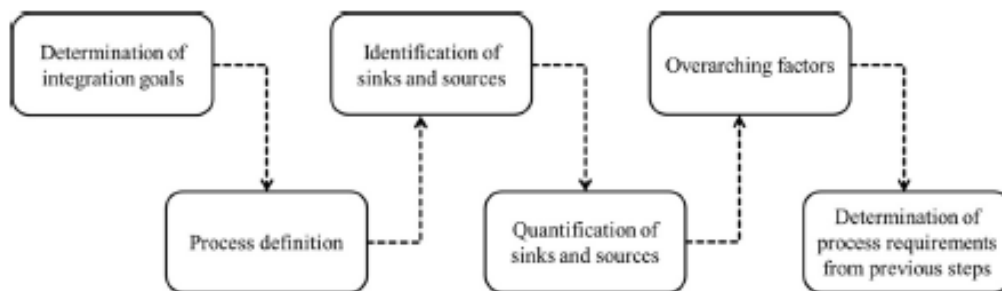


Figura 2-31. Diagrama del análisis de proceso. (13)

A continuación, deben abordarse los temas no técnicos del proceso, como pueden ser los objetivos empresariales o aspectos ambientales. Finalmente, se procede a resumir las posibilidades de integración del sistema de almacenamiento, resultando los requisitos necesarios para la integración del mismo.

2.4 Problemas de corrosión, estabilidad y compatibilidad de materiales

2.4.1 Walczak M et al. (2018) (14)

En el presente documento se describen los diferentes problemas de corrosión que pueden afectar a un sistema de almacenamiento. Además, se describen las tasas de corrosión de diferentes aleaciones, discutiendo su aplicabilidad a la evaluación de daños por corrosión en una planta real.

En primer lugar, se describen los diferentes mecanismos de corrosión que pueden aparecer en los TES, los cuales quedan simplificados en la Fig. 2-32.

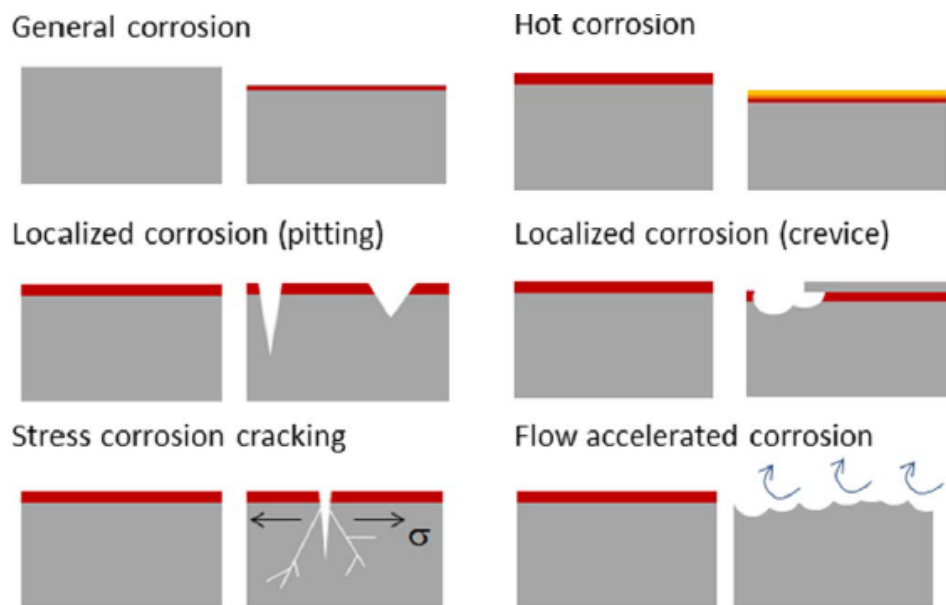


Figura 2-32. Mecanismos de corrosión para aleaciones metálicas expuestas a sales fundidas. (14)

- **Corrosión en caliente.** Se define como “corrosión acelerada de las superficies metálicas que resulta del efecto combinado de oxidación y reacciones con compuestos de azufre y otros contaminantes, como los cloruros, para formar una sal fundida sobre una superficie metálica que fluye, destruye o altera el óxido protector normal”.
- **Corrosión localizada.** Aparición de indentaciones (corrosión por picadura) o degradación en torno al electrolito (por fisuras), ambos provocados por la ruptura de la película pasiva. Necesaria la formación de una capa protectora.
- **Corrosión asistida mecánicamente.** Comprende la rotura por corrosión bajo tensión y la corrosión asociada a cargas cíclicas. Ambas aparecen de la combinación de esfuerzo mecánico y reacción de corrosión.
- **Corrosión acelerada por caudal.** Depende de la velocidad del flujo. A baja velocidad, se ve afectada por la convención, a velocidades más altas se produce la erosión de la capa protectora, y a velocidad aún mayor se erosiona el material base.

En el apartado de análisis de los diferentes materiales se hace hincapié en la necesidad de materiales resistentes a la corrosión, debido a la necesidad de trabajar a temperaturas mayores, lo que favorece la aparición de la misma. El acero al carbono queda descartado por el uso de las sales carbonatadas, mientras que el acero inoxidable y las aleaciones de níquel se hacen posibles siempre que cuenten con un monitoreo constante.

Para reducir el riesgo de corrosión se hace necesaria la elección de un material resistente, aplicar un recubrimiento protector o la adición de un inhibidor de corrosión al electrolito iónico. El último es el más rentable, pero implicaría modificar las propiedades del HTF.

Para que un recubrimiento sea efectivo, debe ser de un material resistente a la corrosión por sí mismo, con buena

adhesión al material base y con estructura uniforme poco porosa.

2.4.2 Sarvghad M et al. (2018) (15)

En el presente se analizan los diferentes mecanismos de degradación que pueden sufrir las diferentes partes de una planta de energía solar. Además, se analizan una serie de aleaciones con el objetivo de determinar la compatibilidad de las mismas con operaciones de trabajo altas (550-700 °C).

Centrándose en el apartado de sistemas de almacenamiento, inicia citando las características principales que se le piden a un TES, que son las siguientes:

- Compatibilidad química entre el material de cambio de fase y el intercambiador de calor o el material de relleno.
- Compatibilidad química entre el HTF y el intercambiador de calor
- Alta densidad energética del PCM
- Alta tasa de transferencia de calor entre el HTF y el medio de almacenamiento
- Estabilidad química y mecánica del PCM
- Reversibilidad completa para un gran número de ciclos de carga/descarga
- Pocas pérdidas térmicas
- Facilidad de control

Contiene un apartado que habla exclusivamente sobre mecanismos de corrosión, sobre los cuales se comenta a continuación:

- Corrosión/oxidación intrínseca. Ocurre cuando se hace favorable (porque aumenta la energía libre) la reacción entre las sales y el metal. La presencia de materiales oxidantes como HF, HCl, O₂ o H₂O favorecen estas reacciones. Esto puede evitarse con la formación de óxidos protectores en la superficie (aleaciones con Cr, Al o Si).
- Fluxing. Consiste en la fundición de componentes óxidos de las capas protectoras (como óxido de cromo) en la mezcla de sales.
- Desaleación. Consiste en la desaparición de uno de los componentes de la aleación (Cr, Ni, Mn, etc.) por su disolución en las sales, lo que puede provocar corrosión.
- Impurezas. La presencia de impurezas (H₂O, OH⁻, O₂, H⁺) agiliza las primeras etapas del proceso de corrosión. Las impurezas atacan la capa protectora de óxido y posteriormente exponen la superficie del material a una mayor disolución.
- Gradiente térmico. Se demuestra que los productos fundidos en la parte caliente se desplazan posteriormente a las partes frías del sistema, lo que puede provocar corrosión en las mismas.
- Ciclo térmico y cambio de fase. Dada la gran cantidad de ciclos térmicos sufridos por el PCM, se debe asegurar la integridad en las propiedades del mismo durante toda su vida útil.

2.4.3 Liu M et al. (2016) (7)

Este documento presenta un resumen completo sobre todas las partes de las que consta una planta de energía solar térmica, recogiendo todas las plantas construidas en el mundo, así como las que se encuentran proyectadas y en construcción. Además, realiza una visión general de los desarrollos de los sistemas de almacenamiento en los últimos años, prestando especial atención al almacenamiento sensible y latente. Por último, discute los mecanismos de corrosión a alta temperatura, sus métodos de evaluación y sus formas de mitigarla.

En concreto, sobre los mecanismos de corrosión y la compatibilidad de materiales, se centra en un experimento en planta piloto con sales fundidas de fluoruro. Los candidatos a PCM usados contenían carbonatos, sulfatos, cloruros, hidróxidos, sus eutécticos o mezclas.

- Nitratos, carbonatos, sulfatos e hidróxido. La capa protectora de óxidos metálicos puede ser diluida vía ácida o básica. Por ejemplo, el óxido de níquel se disociará mediante la siguiente reacción: $NiO \leftrightarrow Ni^{2+} + O^{2-}$. La formación de O^{2-} hace que se formen aniones como NiO^{2-} , NiO_2^- o NiO_3^- , lo que conlleva corrosión.
- Cloruros. Estas sales de cloruro se están haciendo más comunes debido a su alto calor latente de fusión, aunque son más corrosivas para el acero. Sobre los 850 °C, se produce un gas de cloruro que penetra en la superficie protectora, provocando una atmósfera óxida que deriva en corrosión posterior.

Sobre como mitigar estos aspectos, se destaca la capa de óxido deberá tener una baja solubilidad o estar cubierta con algo que lo tenga. Se han estudiado este tipo de revestimientos con un metal a base de níquel, aluminio o perovskita.

Otro método de mitigación será la adición de un metal a la sal que reaccione de forma favorable con los cationes, de forma que se forme una protección catódica que evite la corrosión.

2.4.4 Kuravi S et al. (2013) (8)

En este artículo se realiza un resumen de las metodologías de diseño de sistemas de almacenamiento más comunes, teniendo en cuenta además la integración en la planta. Adicionalmente, se hace un análisis de rendimiento de algunos sistemas de almacenamiento, incluyendo aspectos energéticos y literatura relevante sobre esto.

Sobre la estabilidad térmica, se comenta la realización por parte del Centro Aeroespacial Alemán de un módulo de prueba a base de hormigón, con el objetivo de valorar esta estabilidad. Se realizaron 370 ciclos entre 200-400 °C, resultando satisfactoria dicha prueba. Tras ello, se han probado diversos materiales. Las sales de nitrato se usan por sus buenas propiedades y su bajo costo.

En el caso de almacenamiento con termoclina, es importante la compatibilidad entre el relleno y el medio de almacenamiento. Para el almacenamiento latente, es importante mantener la estabilidad del material de almacenamiento durante muchos ciclos, además de ser totalmente compatible con el contenedor en el que se almacena.

Es importante valorar la compatibilidad de los materiales, incluidos el tanque, el HTF y la encapsulación si se utiliza. Por ejemplo, en almacenamiento latente los PCM deben estar separados del HTF para evitar problemas en el cambio de fase. El material de contención del PCM debe cumplir en aspectos como la resistencia, flexibilidad, resistencia a la corrosión y estabilidad térmica.

Otros problemas importantes pueden ser la corrosión, la estabilidad térmica del material de encapsulación o la desgasificación en materiales de encapsulación poliméricos. Se ha probado que el acero inoxidable es el material más resistente a la corrosión. Se concluye que hasta 400 °C puede usarse acero al carbono, pero a partir de dicha temperatura conviene usar acero inoxidable.

2.4.5 Grosu Y et al. (2018) (16)

El trabajo se centra en demostrar que la adición de nanopartículas inorgánicas a las sales de nitrato aumenta la corrosividad de las mismas. Esta adición de nanopartículas es muy común en la actualidad, dado que reduce significativamente los costes de inversión.

Para la realización del experimento, se colocó cierta cantidad de sal en un crisol de alúmina con una pieza de acero al carbono sumergida en la misma. Posteriormente, se introdujo en un horno a 310 °C.

Del ensayo se extrajeron las siguientes conclusiones:

- El dopar la sal con estas nanopartículas aumenta la corrosividad. La sal con nanopartículas de SiO_2 y Al_2O_3 mostraba una capa de corrosión entre 2 y 3 veces más gruesa y falta de homogeneidad que la de sal libre de partículas.

- El culpable de lo anterior podría ser el aire atrapado en la porosidad que queda entre partículas, siendo también culpable de la no homogeneidad de la capa de corrosión, al quedar las burbujas repartidas de forma no homogénea.
- Aparecen elementos diferentes en la capa de corrosividad, desaparece el magnesio, mientras que aparecen en su lugar Al y Si.

2.5 Almacenamiento latente

2.5.1 Alva G et al. (2018) (17)

En este artículo se presentan diferentes usos de los sistemas de almacenamiento, tanto para uso en CSP como en otras aplicaciones. Se relacionan los diferentes materiales para almacenamiento, desarrollando sus propiedades físicas, costes, rendimientos, etc. Por último, se hacen varias clasificaciones de los sistemas de almacenamiento atendiendo a diferentes criterios.

En el apartado sobre los diferentes materiales, se analizan algunos usados en el almacenamiento latente de energía. Estos materiales utilizan el calor latente producido durante un cambio de fase a temperatura constante, normalmente sólido-líquido. Los mismos son:

- Orgánico. Suelen tener la temperatura de cambio de fase en 18-30 °C. Son químicamente estables, no tóxicos ni corrosivos y se pueden encontrar en la naturaleza. No sirven para energía solar dado que se descomponen a altas temperaturas, son más adecuados para confort térmico en edificios. Pueden ser:
 - Parafina
 - Materiales sin parafina
 - Ácidos grasos
 - Esteres
 - Alcoholes
 - Glicoles
- Inorgánicos. Se deben elegir de forma que su temperatura de cambio de fase sea compatible con la temperatura de trabajo. Operan a temperaturas mayores que los orgánicos. Son los siguientes:
 - Sales
 - Sales eutécticas
 - Hidratos de sal
 - Metales y aleaciones

Finalmente, se describen los pros y los contras del almacenamiento de energía latente. El calor latente es de 50 a 100 veces mayor que el sensible, por lo que la densidad de almacenamiento es mucho mayor. Además, la temperatura de salida es mucho más constante durante la descarga. El principal inconveniente es la mala conductividad térmica de estos materiales ($0,5-1 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ para las sales y $0,1-0,3 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ para los orgánicos). Casi todos son no tóxicos, pero los orgánicos son inflamables. Los PCM orgánicos no se pueden transportar en recipientes de plástico, así como los inorgánicos no se pueden transportar en recipientes metálicos, por ser corrosivos.

2.5.2 Xu B et al. (2015) (10)

En él se describen las diversas tecnologías de almacenamiento que usan PCM. En primer lugar, se describen diversos materiales usados como PCM. Posteriormente, se analiza el estado actual de la investigación y aplicación de esta tecnología. Después, se analiza el modelo matemático usado para la simulación de este tipo de almacenamiento. Luego, se analizan los problemas en la integración en la planta, descritos en el punto 2.2.1

del presente documento. Para terminar, se discuten los costes y se comparan con otras tecnologías.

Sobre los materiales usados como PCM, se pueden resumir y clasificar tal como se refleja en la Figura 2-33.

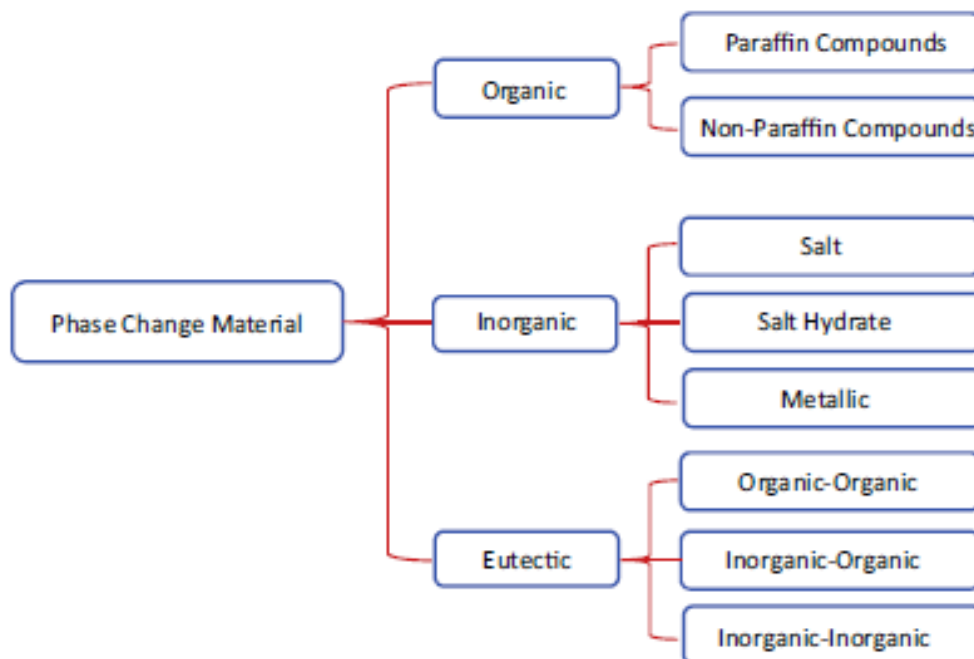


Figura 2-33. Clasificación de los PCM. (10)

Además, resulta interesante observar la Figura 2-34, donde se reflejan diversos PCM analizados con su capacidad de almacenamiento por parte de volumen frente a su punto de fusión.

Sobre el almacenamiento latente encapsulado, cabe destacar la Figura 2-35, donde se describen gráficamente las diferentes configuraciones existentes para dicha tecnología.

Sobre el apartado de costes, es destacable el poco uso actual en plantas del almacenamiento latente frente al sensible, teniendo en cuenta que su coste nivelado de energía es menor, como se refleja en las tablas 2-2 y 2-3.

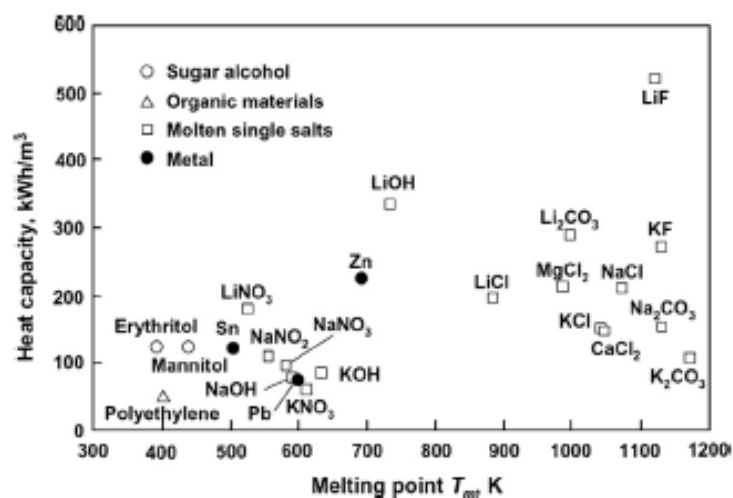


Figura 2-34. Capacidad de almacenamiento de calor de varios PCM. (10)

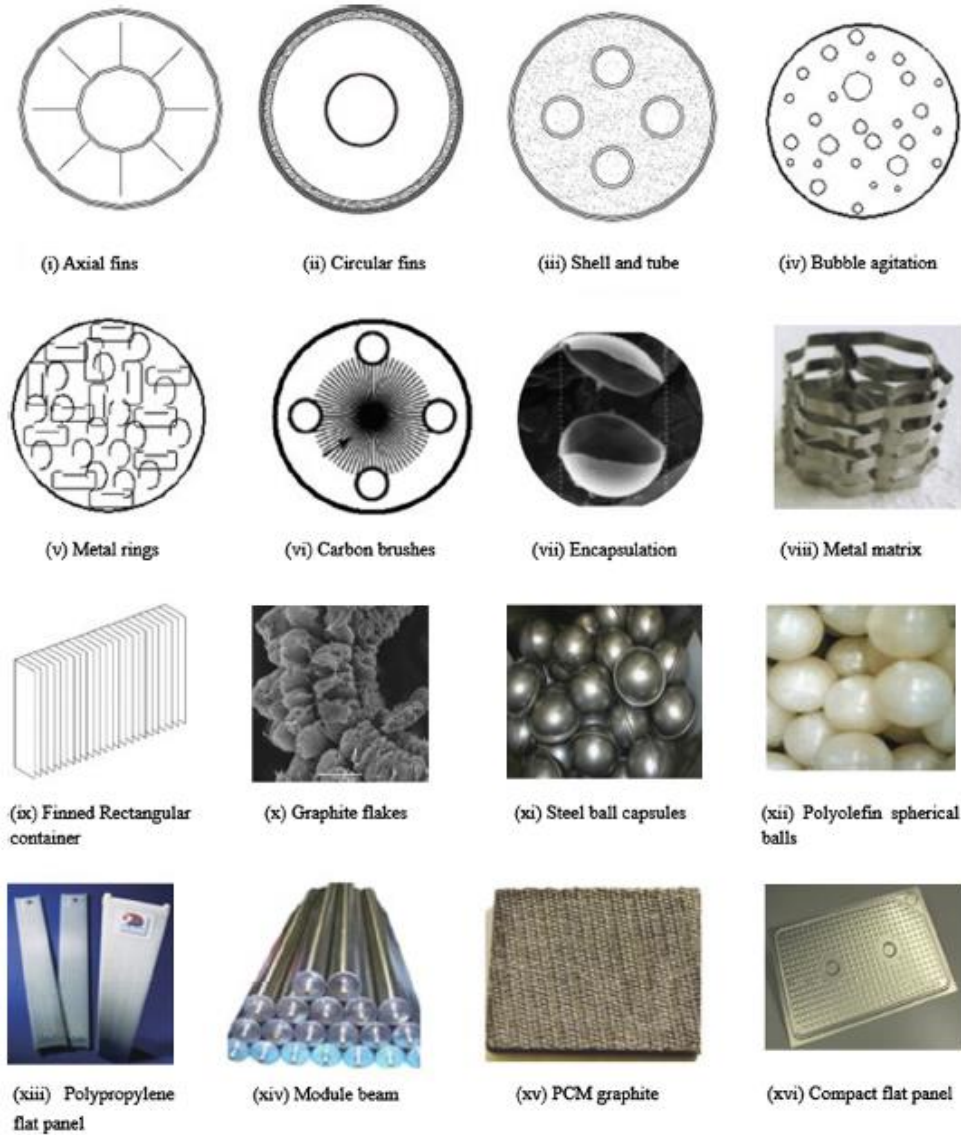


Figura 2-35. Configuraciones de encapsulamiento de PCMs. (10)

Tabla 2-2. Análisis de coste de capacidad de almacenamiento sensible y latente. (10)

Cost contributor	Thermocline storage system (60 MWe, 35% thermal efficiency)			
	SHTES with granite rocks under 6 h charge	LHTES with KOH under 8 h charge	LHTES with KOH under 6 h charge	LHTES with 58% NaCl-42% KCl under 6 h charge
Energy storage media	\$155,072.65	\$527,597.50	\$566,965.75	\$731,824.70
Storage tank	\$800,000	\$400,000	\$500,000	\$300,000
Foundation	\$3,000,000	\$3,000,000	\$3,000,000	\$3,000,000
Platform and steel	\$2,898,600	\$1,449,300	\$1,449,300	\$1,449,300
Insulation	\$2,062,800	\$1,062,800	\$1,062,800	\$1,062,800
Pumps and PCE	\$6,673,660	\$6,673,660	\$6,673,660	\$6,673,660
Piping and valves	\$2,177,830	\$2,177,830	\$2,177,830	\$2,177,830
Electrical	\$550,742	\$550,742	\$550,742	\$550,742
Instrument/controls	\$322,118	\$322,118	\$322,118	\$322,118
Construction costs	\$11,695,260	\$4,847,630	\$5,847,630	\$3,847,630
Constr. management	\$1,500,000	\$1,500,000	\$1,500,000	\$1,500,000
Installed cost	\$31,036,083	\$22,111,678	\$23,151,046	\$21,315,905
Capacity cost (\$/kW h)	\$30.1	\$20.5	\$22.2	\$20.8

Tabla 2-3. Coste de electricidad para CSP 60 MWe con almacenamiento sensible y latente. (10)

Cost contributor	Thermocline storage system (60 MWe, 35% thermal efficiency)			
	SHTES with granite rocks under 6 h charge	LHTES with KOH under 8 h charge	LHTES with KOH under 6 h charge	LHTES with 58% NaCl-42% KCl under 6 h charge
Periods (years)	25	25	25	25
Discount rate (%)	3	3	3	3
Capital cost (\$/kW)	\$517.30	\$368.50	\$385.90	\$355.30
Fixed O&M cost (\$/kWe-yr)	\$40	\$40	\$40	\$40
Variable O&M cost (\$/kW h)	0.002	0.002	0.002	0.002
Capacity factor (%)	43.6	43.6	43.6	43.6
Electricity price (cents/kW h)	12	12	12	12
Cost escalation rate (%)	2.3	2.3	2.3	2.3
Levelized cost of electricity (¢/kW h)	10.0	9.8	9.8	9.8

2.5.3 Liu M et al. (2016) (7)

Tal como se citó en el apartado 2.4.3., “realiza una visión general de los desarrollos de los sistemas de almacenamiento en los últimos años, prestando especial atención al almacenamiento sensible y latente”. Además de esto, destaca los desarrollos realizados en las diferentes tecnologías, entre ellas el almacenamiento latente.

En primer lugar, resume los principios del almacenamiento latente de calor. En él, se aprovecha el calor latente que cede/absorbe un material durante su cambio de fase (PCM) a temperatura constante, que es mucho mayor que el calor sensible. El calor que se puede almacenar se calcula teniendo en cuenta el calor específico y la entalpía de cambio de fase según la siguiente ecuación:

$$Q = m[C_{p,s}(T_m - T_s) + h + C_{p,l}(T_l - T_m)]$$

Debido a la gran cantidad de calor almacenado, este almacenamiento ofrece una carga/descarga bastante isoterma de calor y mayor densidad de almacenamiento de energía. A pesar de esto, ningún sistema de almacenamiento PCM una planta comercial.

El PCM más estudiado han sido las sales, pero son descartadas al tener poca conductividad térmica. Los esfuerzos en investigación se han puesto en incrementar la superficie de transferencia de calor usando PCM encapsulado (Fig. 2-36), aletas en las paredes de los tubos en intercambiadores, añadiendo tubos de calor (Figura 2-37) o termosifones, o componiendo materiales de alta conductividad en el PCM como el óxido de magnesio.

2.5.4 Pelay U et al. (2015) (6)

En este documento, ya mencionado en el apartado 2.3.2 de este trabajo, se realiza una visión global de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía en CSP, incluyendo un repaso por las diferentes CSP en el mundo y conceptos de integración del sistema de almacenamiento.

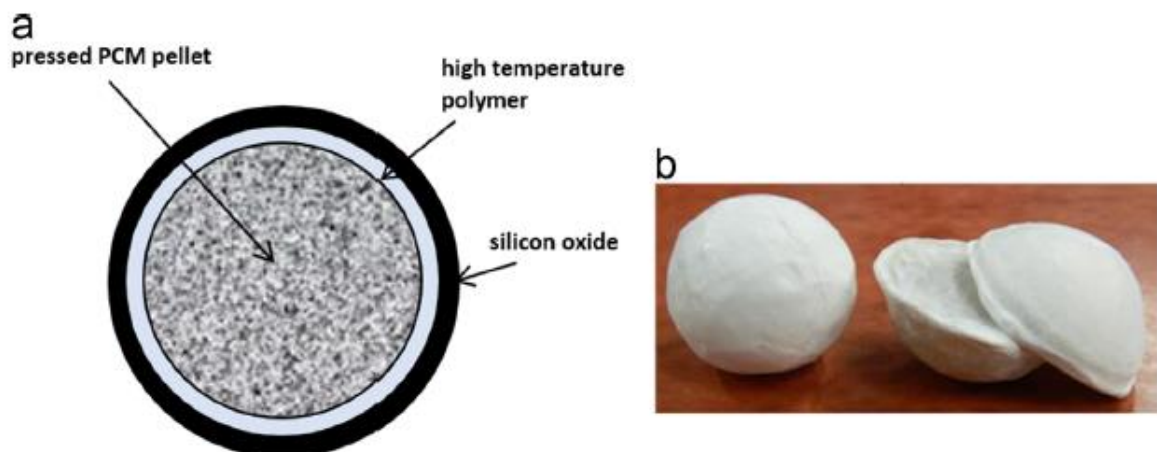


Figura 2-36. (a) PCM encapsulado en óxido de silicio; (b) bolas recubiertas de polímero. (7)

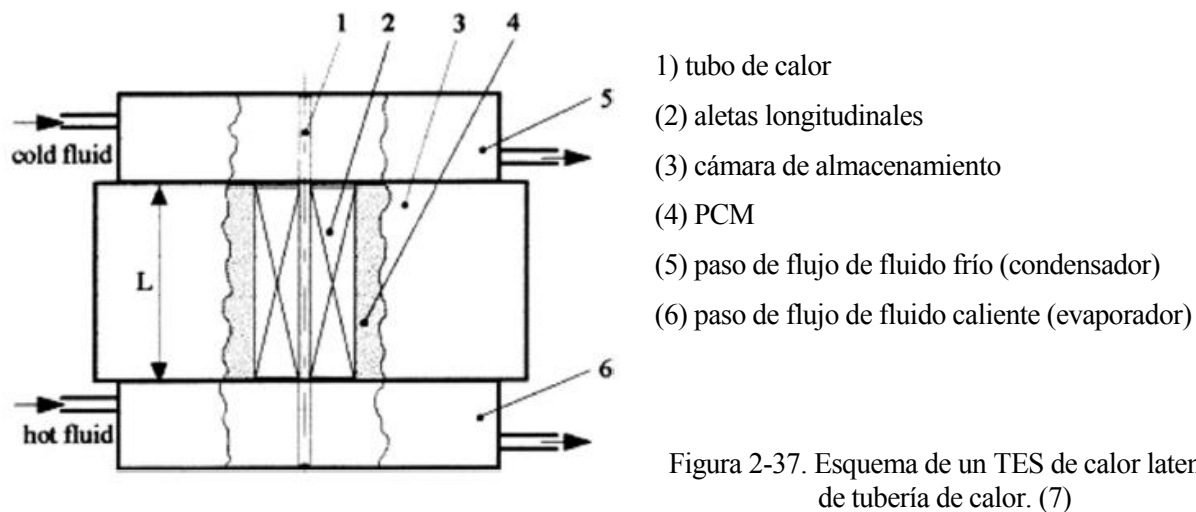


Figura 2-37. Esquema de un TES de calor latente de tubería de calor. (7)

Según este artículo, el almacenamiento de calor latente es un proceso físico por el cual se almacena/descarga el calor que libera un material al cambiar su fase (latente), normalmente sólido-líquido o sólido-sólido.

Este sistema posee la ventaja de cargar/descargar a una temperatura más o menos constante y cercana al punto de cambio de fase del PCM. Además, tienen mayor densidad energética por el alto valor de calor específico latente comparado con el sensible.

En contraposición, se obtienen procesos de carga/descarga más lentos, debido a la baja conductividad térmica de los materiales. Para mejorarlo, se están estudiando algunas alternativas como el uso de PCM móvil o agregándoles sustancias como grafito. También se estudian la inserción de matriz metálica o espuma, aletas, dopaje de partículas, microencapsulación o diseños especiales de los tubos.

2.5.5 Seitz M et al. (2017) (18)

El artículo se centra en valorar el impacto económico de un sistema de almacenamiento latente en una central con producción directa de vapor. Para eso, se diseña térmicamente un sistema adaptado a una central de producción directa de vapor con colectores cilindro-parabólicos. Como modelo de referencia para la comparación, se usará un modelo común con HTF primario y secundario y almacenamiento en dos tanques, pudiendo observar los rendimientos y el coste nivelado de la energía en ambos. También se hace la comparación entre un sistema de almacenamiento latente activo y pasivo.

En primer lugar, se realiza el análisis en Dagget, E.E. U.U. Se puede observar en la Fig. 2-38 que el óptimo se alcanza aproximadamente en los 1000 MWh. Ambos sistemas con HTF y DSG Store alcanzan sus mínimos en ese punto. Para capacidades pequeñas (<135 MWh) puede interesar el almacenamiento directo de vapor, pero a partir de ahí, el menor costo se obtiene con el almacenamiento de HTF en dos tanques indirecto.

Con el estudio se muestra la diferencia fundamental entre los costes del almacenamiento común de HTF de aceite (30-40 €/kWh) y los de generación directa de vapor optimizados (50-80 €/kWh). Si los costes de DSG y almacenamiento con HTF de aceite son los mismos, el LCOE de las plantas de energía DSG es menor, debido a la mejor eficiencia de conversión del ciclo de energía.

2.5.6 Jacob R et al. (2017) (19)

En este artículo se analiza el impacto económico y ambiental de algunas alternativas para almacenamiento de energía en CSP. Estas alternativas son las de PCM encapsulado, PCM en tanque bobinado y un sistema de sodio líquido, resumidos en las figuras 2-39, 2-40 y 2-41. Los resultados de este análisis concluyen que el PCM

encapsulado (EPCM) y el sistema de bobina en el tanque representan una energía incorporada de aproximadamente un tercio del sistema de sal fundida de dos tanques.

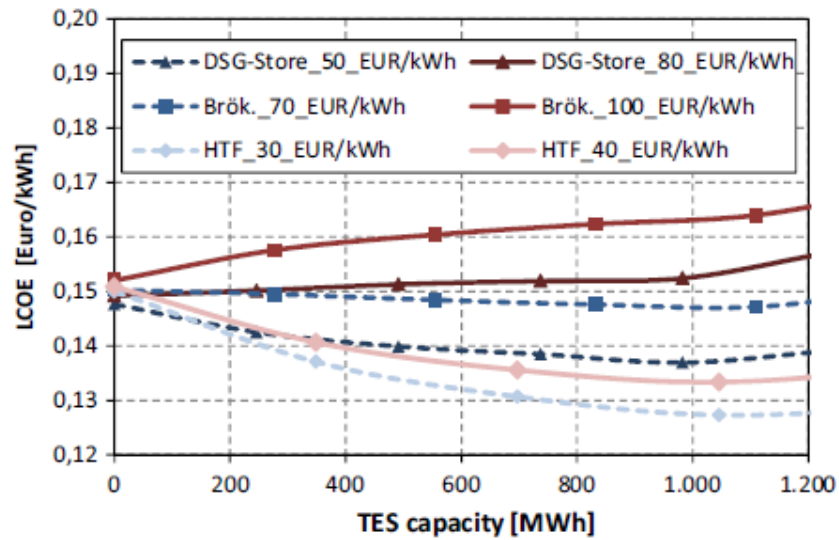


Figura 2-38. LCOE para CSP en Daggett, EE. UU, con distintos costes y sistemas. (18)

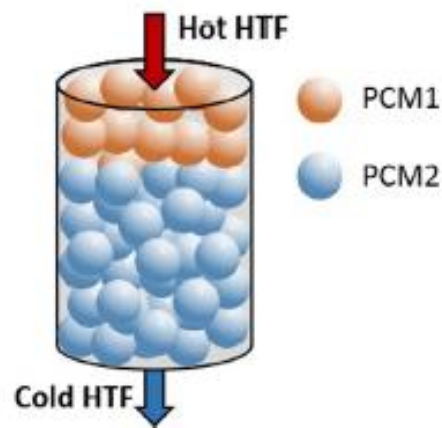


Figura 2-39. Sistema PCM encapsulado. (19)

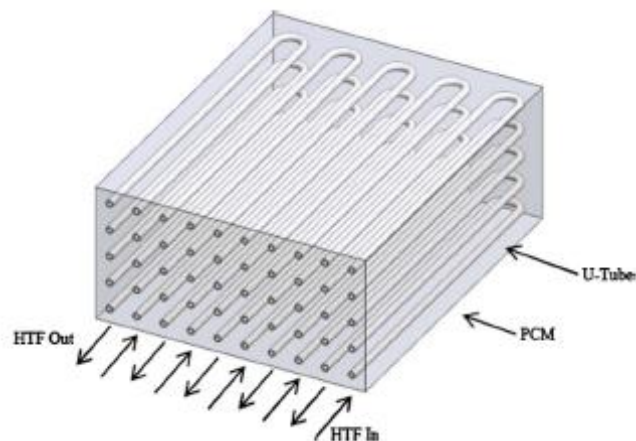


Figura 2-40. Sistema PCM de carcasa y tubo. (19)

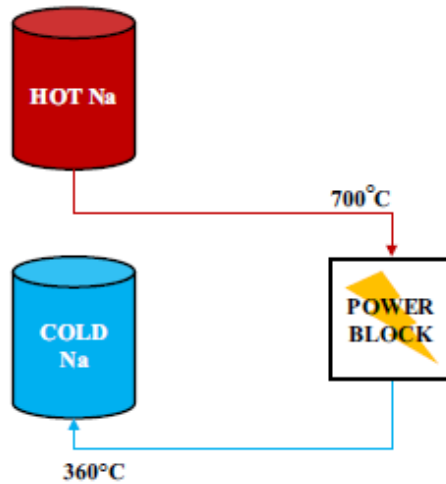


Figura 2-41. Almacenamiento con sodio líquido. (19)

Tabla 2-4. Comparación de las energías contenidas de los sistemas estudiados. (19)

	Case 1	Case 2	Case 3
Steel (tank) (MJ)	9,935,931	16,302,776	64,135,356
Concrete (MJ)	345,975	104,662	328,208
Insulation/firebricks (MJ)	4,360,982	1,957,026	4,341,056
HTF (MJ)	–	3,068,657	547,086,813
PCM (MJ)	422,692	866,237	–
Shell/tubing (MJ)	695,337	3,260,888	–
Total (MJ)	15,760,916	25,560,205	615,891,433
Total (MJ/MWh _{th})	38,916	63,112	1,520,720

Además, los sistemas EPCM y de bobina en tanque producen reducciones de CAPEX (Capital Expenditure) de 50% y 25% sobre el actual sistema de sal fundida de dos tanques con tecnología de punta. Se encontró que el sistema de sodio líquido daba como resultado una mayor energía incorporada y CAPEX que cualquier otro sistema TES estudiado anteriormente.

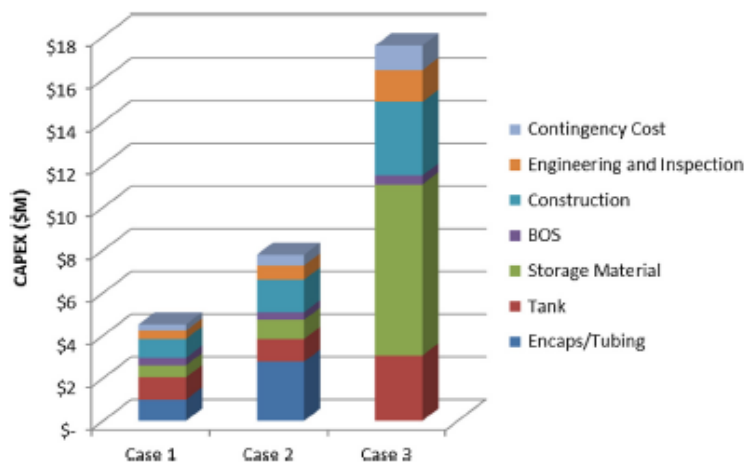


Figura 2-42. Desglose de costes de los sistemas estudiados. (19)

2.5.7 Thaker S et al. (2017) (20)

En este documento se desarrolla un modelo económico que permite comparar los costes de los diferentes sistemas de almacenamiento más usados en la actualidad. Los diferentes escenarios planteados son: calor sensible indirecto (S1), calor sensible directo de dos tanques (S2), calor sensible directo con un tanque (S3), calor latente (S4) y almacenamiento termoquímico (S5). Con ello, se realiza un estudio paramétrico en función de valores como la energía solar múltiple, la capacidad de la planta, la duración del almacenamiento, el factor de capacidad y la tasa de descuento.

El resultado de los costes en cada uno de los escenarios es 0.08–0.59 \$/kWh para calor sensible indirecto, 0.03–0.22 \$/kWh para calor sensible directo usando dos tanques, 0.02–0.16 \$/kWh para calor sensible directo usando un tanque, 0.06–0.43 \$/kWh para calor latente, y 0.22–1.19 \$/kWh para almacenamiento termoquímico, pudiendo comprobarse en la Figura 2-43.

El almacenamiento latente es un sistema en el que los PCM afectan en gran medida al coste del almacenamiento. Los PCM tienen una mayor densidad de energía que los sistemas de almacenamiento de calor sensible (S1 - S3). Por lo tanto, sería ideal optimizar el sistema para reducir estos costes. Los LCOE de almacenamiento optimizados para S1 - S5 se estimaron en aproximadamente 0,32 \$/ kWh, 0,04 \$/kWh, 0,03 \$/kWh, 0,08 \$/kWh y 0,11 \$/kWh, respectivamente. El Departamento de Energía de los EE. UU. recomendó para el año 2020 el LCOE de 0,02 \$/kWh para almacenamiento térmico, los cual está casi alcanzado en los escenarios S2-S4.

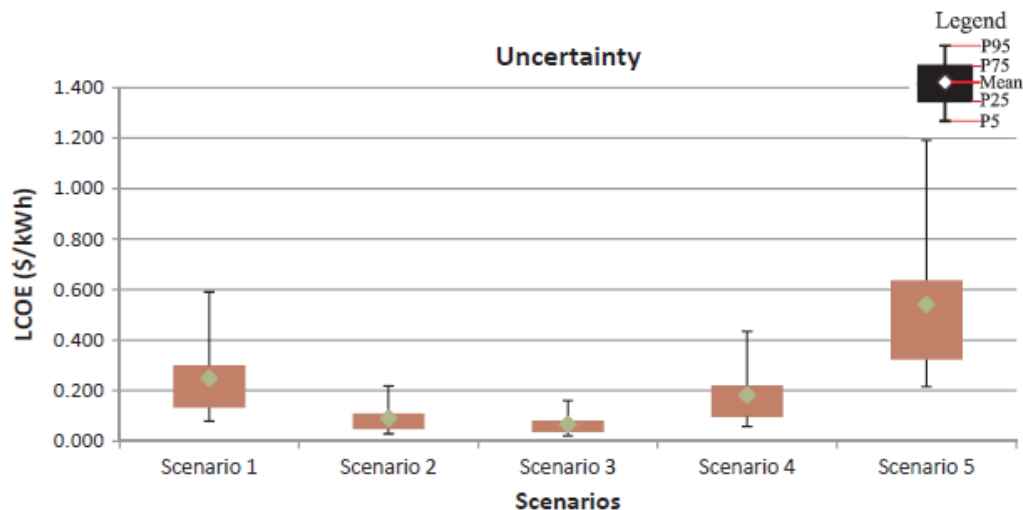


Figura 2-43. Diagramas de incertidumbre para diferentes escenarios. (20)

2.5.8 Alva G et al. (2017) (21)

Aquí se realiza un resumen de algunos sistemas y materiales de almacenamiento usados en la actualidad, analizando sus propiedades. También se incluyen resultados de diferentes investigaciones de sistemas de almacenamiento.

Sobre el tema de este apartado, cabe destacar su mención y descripción de diferentes PCM hechos con materiales compuestos, añadiendo carbón, grafito o metales para contrarrestar el problema de la escasa conductividad térmica. Estos PCM compuestos pueden ser:

- Composites de grafito
 - Escamas de grafito o grafito natural
 - Grafito natural expandido
 - Polvo de grafito expandido
- Nano composites
 - Nanofibras o nanoplaquetas de carbono, escamas de grafeno y nanotubos de carbono.

- Metálicos (Ag, Al, C / Cu y Cu)
- Óxidos metálicos (Al₂O₃, CuO, NiO, SiO₂, ZnO, MgO y TiO₂)
- Nanocables de plata
- Compuestos de forma estable, mantiene el estado sólido incluso cuando la temperatura del compuesto está por encima de la temperatura de fusión del PCM.

También se describen los PMC microencapsulados. Éstos se pueden describir como partículas que contienen el PCM rodeado por un revestimiento o cubierta con diámetros en el rango de 1–1000 µm. Es un sistema con alto coste. La resina de urea-formaldehído (UF), la resina de melamina-formaldehído (MF) y los poliuretanos (PU) son los materiales de cubierta de microcápsulas más apropiados.

2.6 Diseño y selección del sistema de almacenamiento

2.6.1 Alva G et al. (2018) (17)

Este artículo es anteriormente citado en este trabajo, en su punto 2.5.1. En él, se definen los parámetros más importantes a tener en cuenta en el diseño y estudio del rendimiento de un sistema de almacenamiento. A continuación, se resumen los mismos:

- Capacidad y tamaño. Es la capacidad térmica (en MWh o MJ) que es capaz de almacenar el sistema. Es función de la capacidad volumétrica de almacenamiento de calor del material seleccionado y el volumen del tanque.
- Potencia. Tasa de carga/descarga en kW.
- Rango de temperatura de operación. Temperaturas entre las que opera el sistema, normalmente de -40 a 600 °C.
- Periodo de almacenamiento. Tiempo durante el cual es capaz de operar la planta usando la energía almacenada en el sistema.
- Eficiencia. Es el cociente entre la energía volcada y la energía suministrada para la carga del sistema.
- Coste.

2.6.2 Mao Q et al. (2016) (22)

En el artículo mostrado se realiza una revisión de los efectos de la geometría del tanque de almacenamiento sobre el rendimiento de la planta. Además, se analizan varios descubrimientos recientes sobre esta cuestión, que se antoja de vital importancia para el diseño del sistema de almacenamiento.

Posteriormente se presentan las diferentes configuraciones posibles para los tanques de almacenamiento, algunas ya desarrolladas e implementadas comercialmente, pero otras en fase de investigación. Éstas son las siguientes:

- Cilíndrico
 - Carcasa y tubo
 - Carcasa y tubo sin aletas
 - Carcasa y tubo aleteado



Figura 2-44. Esquema carcasa y tubo aleteado. (22)

- Lecho compacto

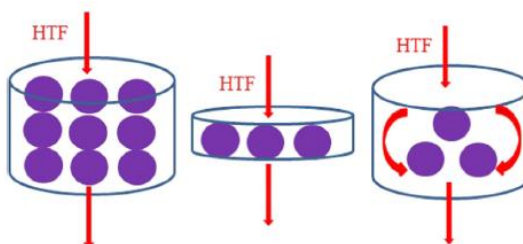


Figura 2-45. Configuraciones típicas de tanques de lecho compacto. (22)

- Rectangular



Figura 2-46. Tubos y colectores para tanque rectangular. (22)

- Otros (materiales múltiples/multi-tanques, tubo helicoidal, caja vertical ondulada)

2.6.3 Kuravi S et al. (2013) (8)

El artículo, ya mencionado en apartados anteriores, se centra en el diseño y selección del sistema completo de almacenamiento, teniendo en cuenta todos y cada uno de los componentes del mismo. En el aspecto sobre la integración en la planta, se destaca la afección del sistema de almacenamiento sobre el rendimiento global de la planta, tanto a nivel técnico como económico.

A nivel de componentes, hay varios aspectos a tener en cuenta que afectan a la selección del sistema de almacenamiento y que se resumen en cada uno de los puntos. Éstos son:

- Selección del medio de almacenamiento
 - Tipos de almacenamiento

- Estabilidad
- Caracterización de los materiales
- Compatibilidad de los materiales
- Componentes del tanque de almacenamiento
- HTF
- Costes
- Madurez de la tecnología

Posteriormente se realiza un modelo de energía y exergía para la optimización del rendimiento y análisis termoeconómico.

Se puede concluir que el mecanismo de transferencia de calor y la eficiencia del sistema afectan al rendimiento global de la planta, mientras que el coste del sistema afecta al coste global y al coste de producción de energía. Para optimizar estos aspectos, el modelo termoeconómico es interesante, de cara a conseguir una configuración óptima del sistema de almacenamiento.

2.6.4 Tehrani SM et al. (2017) (11)

Como se explicaba anteriormente, el artículo realiza una comparación de rendimiento y de costes de varios tipos de almacenamiento sensible integrados en una planta solar. Concretamente, acerca del diseño, se dedica un apartado con una metodología para la selección de los materiales, tamaño y geometría del tanque más adecuada para el almacenamiento con termoclina y de tanque único.

Sobre el volumen del tanque, éste depende de la capacidad de la planta, la eficiencia en el punto de diseño del ciclo Rankine y de las horas de almacenamiento. Se incluye en la Figura 2-48 una comparativa en función del volumen y del coste de varios sistemas de almacenamiento candidatos con 15 h de capacidad. Se puede comprobar que un menor volumen no necesariamente implica un menor coste, aunque se deseen que estos volúmenes sean bajos. Se debe elegir el sistema según un rendimiento tecno-económico, y no exclusivamente por su compacidad.

2.6.5 Iranzo A et al. (2018) (23)

El trabajo se centra en el estudio del rendimiento de diferentes configuraciones de eyectores en los tanques de almacenamiento de sales fundidas mediante CFD (Computational Fluid Dynamics). Este estudio deriva de la necesidad de una mezcla correcta de dichas sales, puesto que una mezcla deficiente puede derivar en la estratificación de las mismas, o en solidificaciones locales debido a las pérdidas de calor.

El estudio se realiza sobre un tanque de sales frías con un diámetro de 36 m, con una altura de 11 m, lo que resulta una capacidad de 11.000 m³. Mediante el uso de una serie de correlaciones, se analizan las siguientes configuraciones:

- Número de eyectores: 6 o 10 eyectores.
- Dirección de los eyectores (chorro): hacia el eje vertical central del tanque, o tangencial al anillo de recirculación.
- Ángulo de los eyectores respecto a la superficie del fondo del tanque: 15 °, 30 °, 45 °, 60 ° o 75 °.

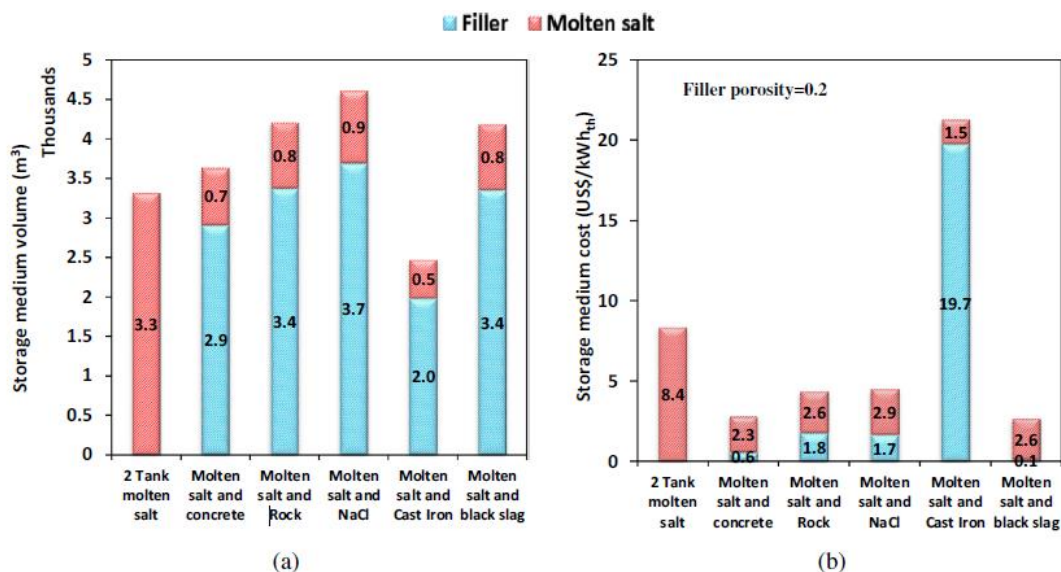


Figura 2-47. Volumen y coste de candidatos para almacenamiento sensible. (11)

En la Figura 2-49, se puede observar la velocidad promedio en diferentes alturas del tanque para diferentes ángulos de los eyectores, estudiado para el caso base. A excepción de la parte baja del tanque, donde la mayor velocidad se da para el ángulo menor (15 °), en el resto de configuraciones es fácilmente apreciable que la velocidad de flujo máxima se alcanza con una inclinación de los eyectores de 30 °.

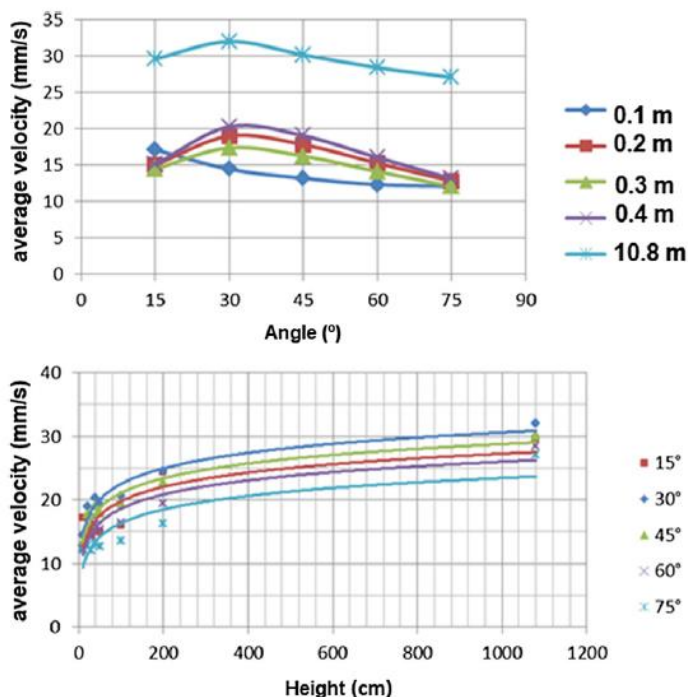


Figura 2-48. Velocidad de sub-volumenes considerados para diferentes ángulos de eyector. (23)

En la Figura 2-50 se establece una comparativa entre las configuraciones con 6 y 10 eyectores. Se puede comprobar que se obtienen mayores porcentajes de masa que superan velocidades de 10 y 15 mm/s en la configuración con 10 eyectores que en la de 6.

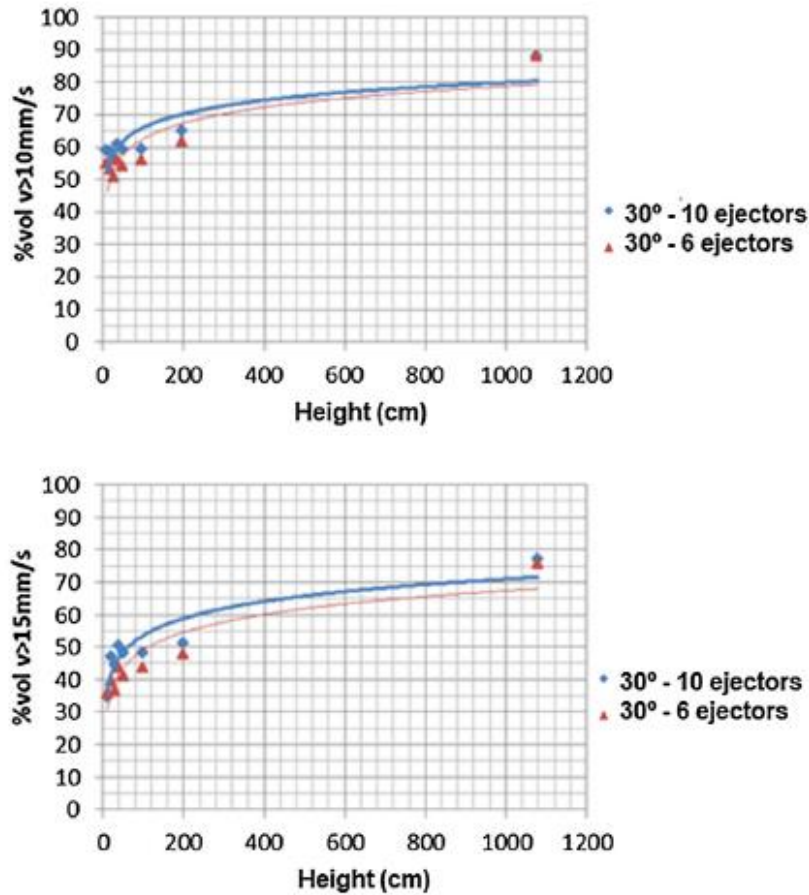


Figura 2-49. Porcentaje de sub-volumenes con velocidades mayores a 10 y 15 mm/s. (23)

Finalmente, se estudia la dirección de impulsión, concluyendo que la mejor opción es hacerlo de forma tangencial. En este caso, se debe impulsar con un ángulo respecto al fondo de 0°. En la Figura 2-51 se demuestra que de esta forma se consiguen incluso mejores resultados que con los 30° de inclinación que se determinaron anteriormente.

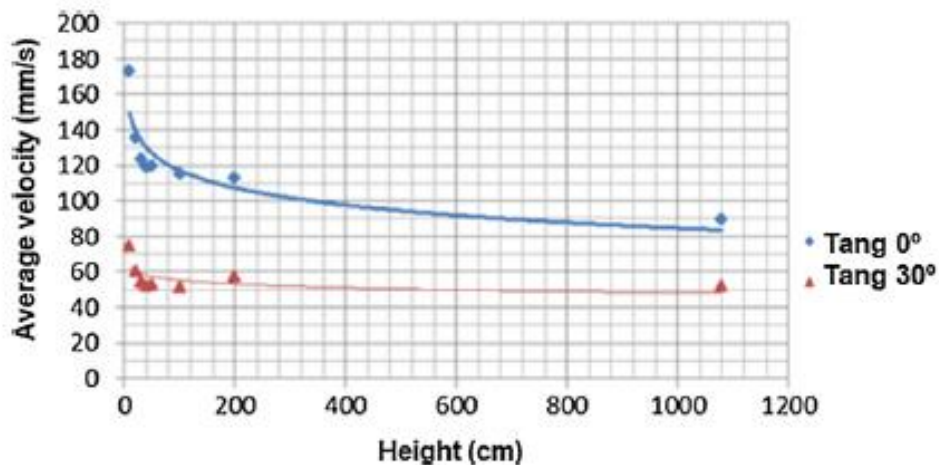


Figura 2-50. Velocidad en sub-volumenes en configuración de flujo tangencial en 0° y 30°. (23)

Como conclusión, se obtiene que la mejor configuración se obtiene con 10 eyectores que dirigen el flujo de forma tangencial, sin ninguna inclinación respecto a la superficie del tanque. Esto duplica la capacidad de circulación de las sales respecto a la configuración típica, que consta de eyectores apuntando al eje del tanque

con una inclinación de 30° respecto a la horizontal. Con esto reducimos los riesgos de estratificación y solidificación de las sales.

2.6.6 Prieto C et al. (2018) (24)

En el presente artículo se analizan diferentes opciones de almacenamiento a integrar en un novedoso tipo de central termosolar, con objeto de mejorar el mismo. Este sistema está siendo evaluado por Abengoa Solar y consiste en una central cilindro-parabólica con producción directa de vapor en dos etapas. En la primera etapa se calienta hasta 450°C para posteriormente volver a calentar hasta los 550°C , consiguiendo un sistema más eficiente. Las opciones a valorar son las de acumulador de vapor, sales fundidas y almacenamiento latente.

La opción número uno es la de un acumulador de vapor con etapas de sobrecalentamiento (Figura 2-52), que es la opción usada en la planta Khi Solar One. En ella, el acumulador se carga con vapor saturado que proviene del primer campo de captadores. Los tanques se disponen por parejas, de forma que hay uno grande para generar vapor saturado y otro menor para el sobrecalentamiento de este vapor. Mediante este sistema se puede producir vapor con 50°C de sobrecalentamiento.

La segunda opción es la de usar un sistema mixto de acumuladores de vapor para almacenar y producir vapor saturado y un almacenamiento en dos tanques con sales fundidas para almacenar energía para sobrecalentar dicho vapor (Figura 2-53).

La tercera opción consiste en usar un material de cambio de fase para producir vapor saturado y un almacenamiento con sales fundidas en dos tanques para sobrecalentarlo, hasta los 521°C (Figura 2-54).

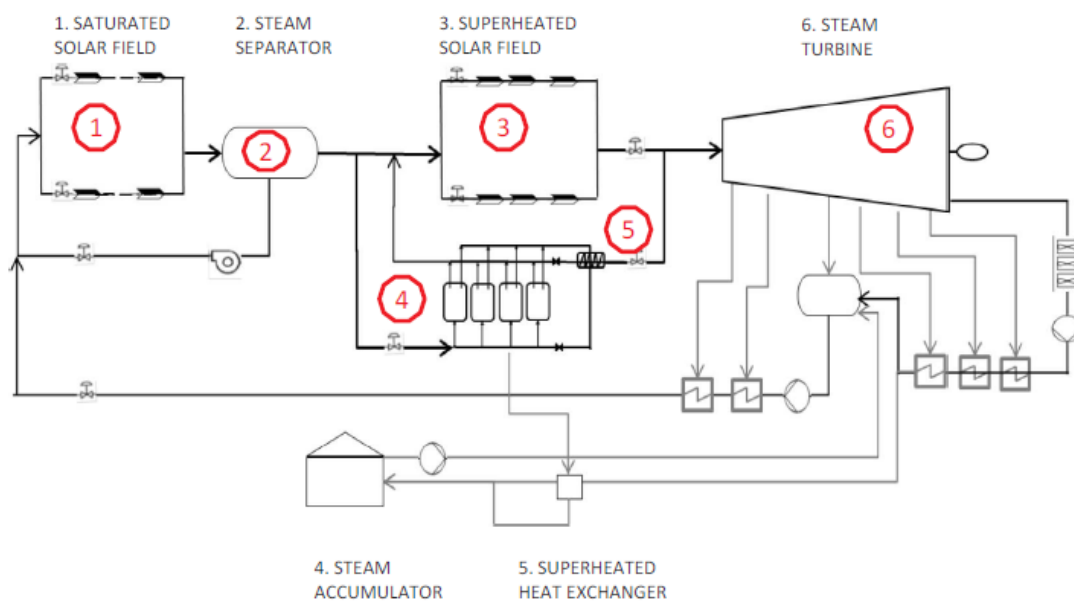


Figura 2-51. Esquema planta de acumuladores con sobrecalentamiento. (24)

Tras aplicar una serie de métodos numéricos para evaluar el coste de cada uno de los sistemas propuestos, se puede concluir que para 3 horas de almacenamiento las opciones primera y tercera tienen resultados similares, aunque la opción 3 tendría ventaja debido al menor tiempo de descarga y su ocurrencia más cerca del punto nominal. Comparando las opciones 2 y 3 para 6 horas de almacenamiento, se puede comprobar que la opción 3 posee un ratio superior, principalmente debido al coste del sistema de almacenamiento menor de este sistema. En resumen, para sistemas de menos de 3 horas de almacenamiento convendría la opción 1, mientras que, para más de esas horas, lo más beneficioso sería la tercera opción, como se puede ver en la Figura 2-55.

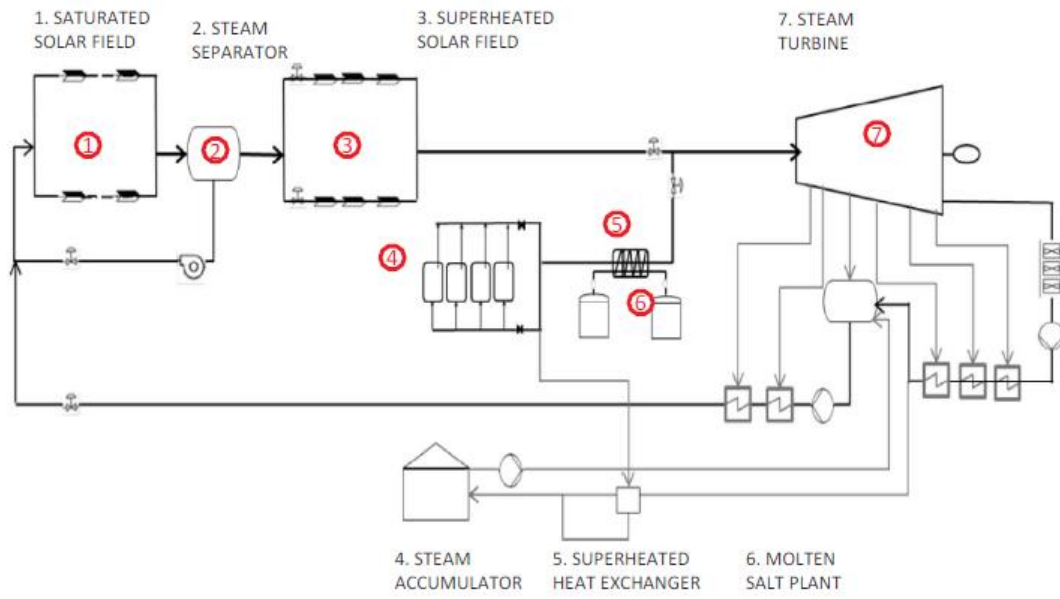


Figura 2-52. Esquema de planta de acumuladores con sales fundidas. (24)

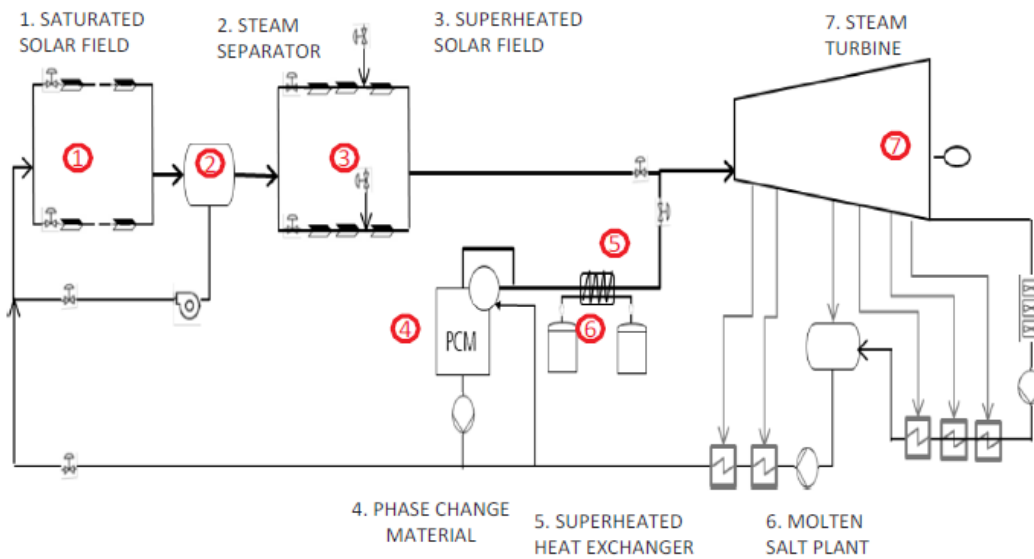


Figura 2-53. Esquema de planta de almacenamiento mixto latente y sales fundidas. (24)

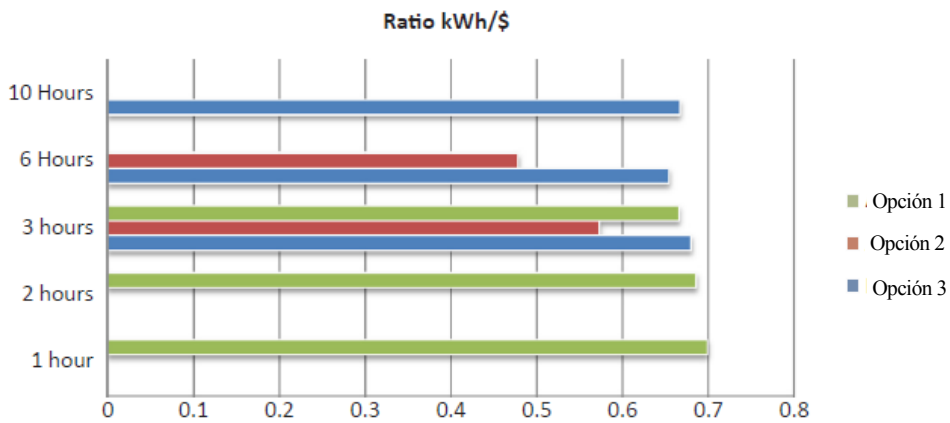


Figura 2-54. Comparativa de costes entre sistemas. (24)

2.6.7 Araújo AKA et al. (2018) (25)

El artículo se centra en la presentación de un modelo matemático que permite evaluar las pérdidas de calor en un tanque de almacenamiento sensible, teniendo en cuenta factores externos como la irradiación, la temperatura ambiente o la velocidad del viento.

El modelo a usar será la configuración típica de almacenamiento indirecto de dos tanques. La estructura del tanque constará de un cilindro metálico envuelto por capas de aislamiento y una cubierta también metálica, se presenta un esquema en la Figura 2-56. El material de almacenamiento usado es el más común en este tipo de almacenamiento, formado por un compuesto del 60% de nitrato de sodio y un 40% de nitrato de potasio.

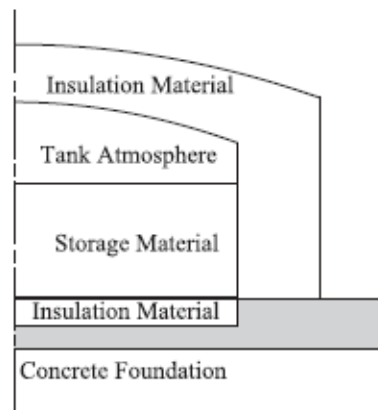


Figura 2-55. Modelo de tanque usado (25)

Tras aplicar el método numérico anteriormente mencionado, pueden observarse los efectos que tendrían las condiciones climáticas, el nivel del tanque o la temperatura de operación en las pérdidas de calor.

En la Figura 2-57, se representan las pérdidas producidas en dos sistemas situados en regiones distintas. Se puede percibir que ambos sistemas tienen un comportamiento similar a lo largo del tiempo. Sin embargo, las pérdidas en la región de Petrolina son menores que en São Martinho da Serra, principalmente debido a las temperaturas mayores en la primera de las localizaciones. Las pérdidas disminuyen cuando la irradiación es mayor y viceversa.

Sobre la afección del nivel de carga del tanque, es fácilmente apreciable en la Figura 2-58, que las pérdidas mayores se dan cuando el tanque está más cercano al 100% de su capacidad, disminuyendo éstas con la descarga del mismo. Además, se sigue observando la forma característica que ofrece la afección de la radiación, comentada anteriormente.

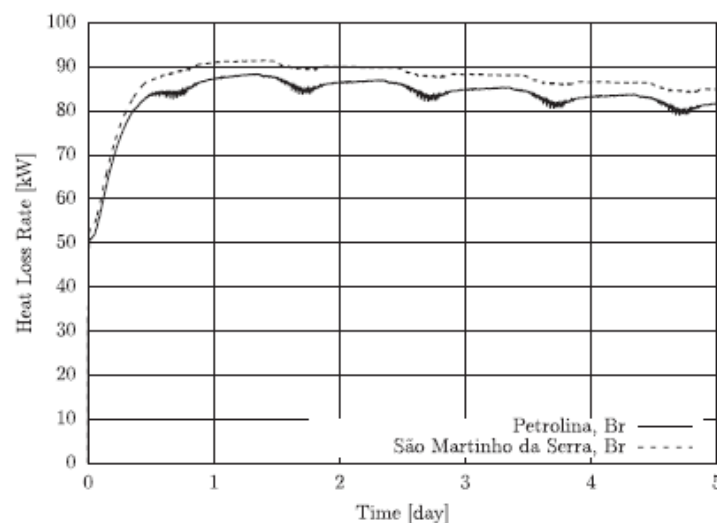


Figura 2-56. Pérdidas de calor en dos regiones distintas. (25)

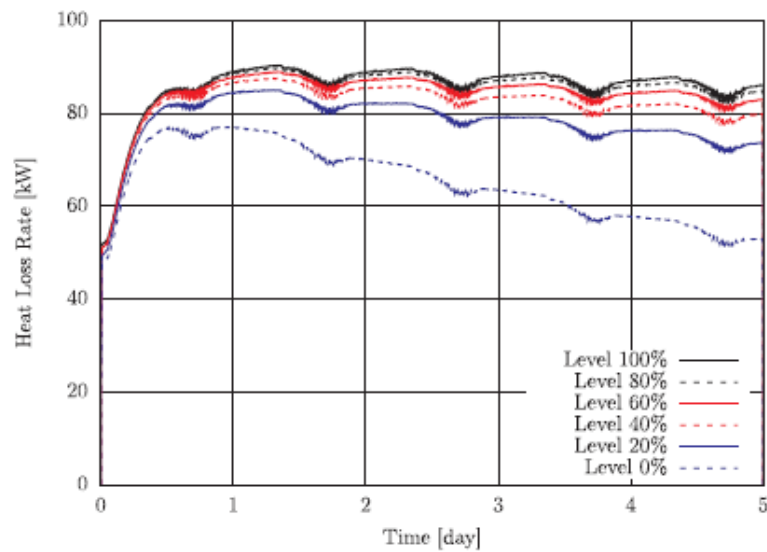


Figura 2-57. Pérdidas de calor en función de la carga. (25)

En la Figura 2-59 se ven representadas las pérdidas de calor a lo largo del tiempo para diferentes temperaturas de trabajo. Se puede comprobar como conforme la temperatura de trabajo es mayor, también lo son las pérdidas. La diferencia es significativa para los distintos rangos de temperatura de trabajo.

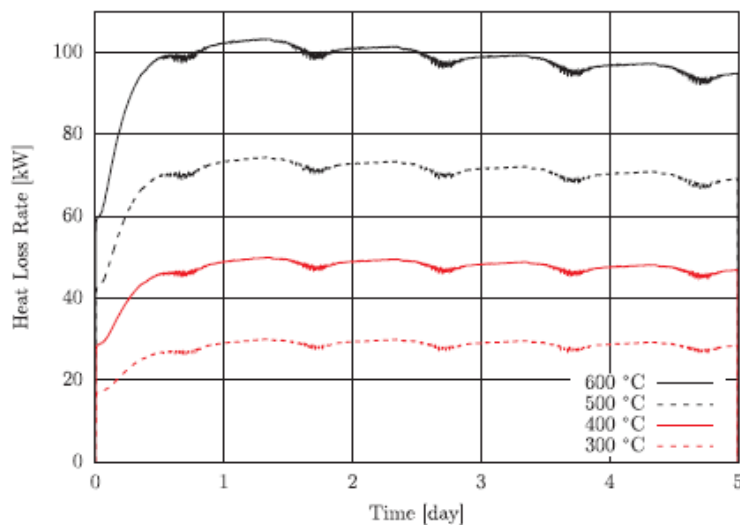


Figura 2-58. Pérdidas de calor en función de la temperatura de trabajo. (25)

2.6.8 Suárez C et al. (2019) (26)

En este artículo se analizan una serie de correlaciones numéricas que proporcionan información muy útil a la hora del diseño de la base del tanque de almacenamiento, analizando las pérdidas de calor producidas en esta parte. Además de estas pérdidas, se aportan resultados de la temperatura máxima y la evolución de la temperatura a lo largo de la capa de aislamiento inferior. Tras aplicar las correlaciones anteriormente mencionadas, se muestran los resultados del análisis paramétrico, del cual se pueden sacar algunas conclusiones de interés.

En la Figura 2-60 se encuentran representadas las pérdidas de calor en la base en función de la resistencia del aislamiento para diferentes temperaturas de almacenamiento. Se comprueba que las pérdidas son menores a medida que aumenta la resistencia del aislamiento. La tendencia de las curvas es asintótica, lo que se traduce en

que, en valores pequeños de la resistencia, los cambios en las pérdidas son bruscos, sin embargo, en valores altos estos cambios no son tan representativos.

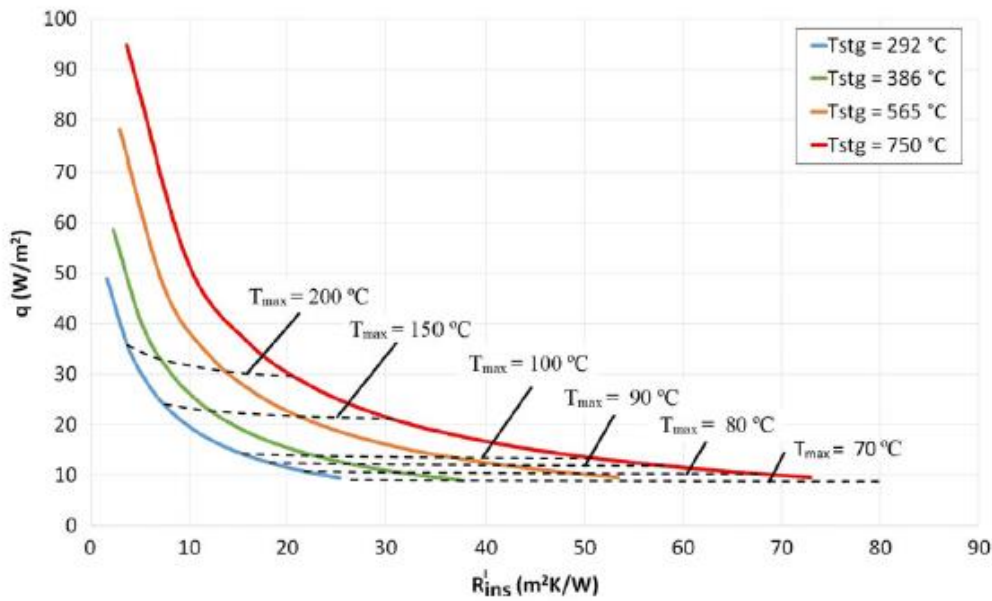


Figura 2-59. Pérdidas de calor en función de la resistencia del aislamiento (26)

En la Figura 2-61, se analiza la afección que produce a las pérdidas el tipo del terreno donde se instala el sistema de almacenamiento. Cuando el terreno tiene una conductividad mayor, también incrementan las pérdidas. Sin embargo, para aislamientos con grandes resistencias, se puede comprobar que la conductividad del terreno no afecta en gran medida a las pérdidas, siendo por ejemplo para 40 m²K/W las pérdidas casi constantes.

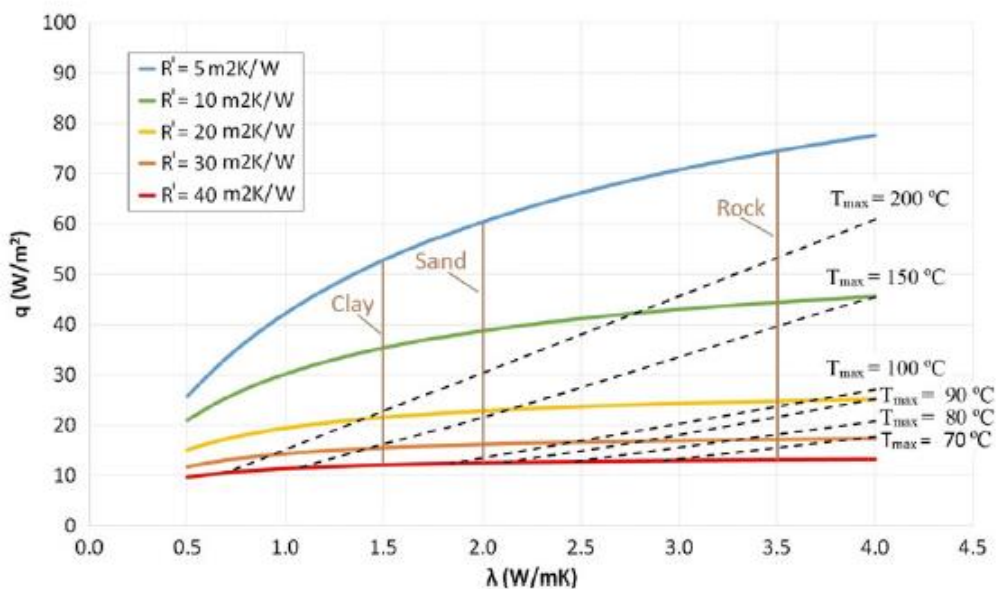


Figura 2-60. Pérdidas de calor en función de la conductividad del terreno (26)

En la figura 2-62 se aprecia el efecto del radio del tanque de almacenamiento en las pérdidas de calor. Es apreciable la disminución de estas pérdidas con el aumento del radio del tanque, siendo este efecto menos acusado a medida que se aumenta la resistencia del aislamiento.

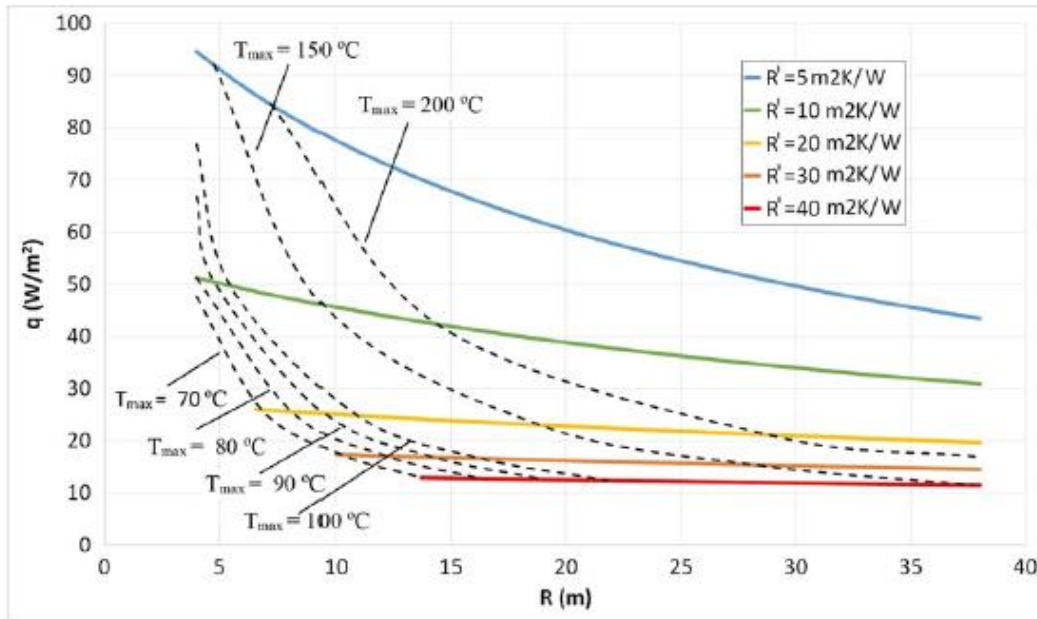


Figura 2-61. Pérdidas de calor en función del radio del tanque (26)

Por último, en la Figura 2-63 se representan las pérdidas de calor en la base en función de la temperatura de almacenamiento. A mayor temperatura, mayores son las pérdidas, debido al aumento de la transferencia de calor. La solución a esto pasa, de nuevo, por incrementar la resistencia del aislamiento, de forma que la pendiente de la recta se vuelva casi horizontal y apenas se vea afectado por este efecto, pudiendo aumentar la temperatura de almacenamiento y, por tanto, la eficiencia del sistema.

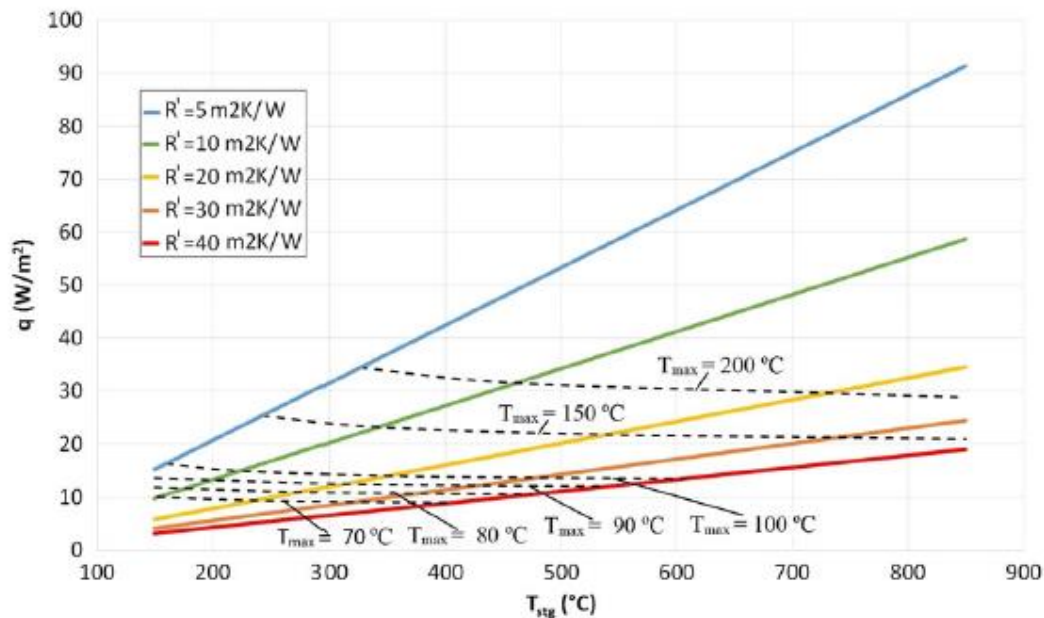


Figura 2-62. Pérdidas de calor en función de la temperatura de almacenamiento (26)

3 PLANTAS DE ENERGÍA SOLAR EN LA ACTUALIDAD

3.1 Introducción

El objeto del presente capítulo es el de sintetizar información acerca del estado de la energía termosolar en la actualidad, analizar la distribución geográfica de las centrales de producción de potencia repartidas por el planeta y hacer una visión global de la tendencia en cuanto al almacenamiento de energía en dichas centrales. Además, se resumirán datos de algunas centrales destacadas con diferentes sistemas de almacenamiento, de forma que pueda verse como se configuran realmente estos sistemas.

La Figura 3-1 da una visión global de lo que luego se verá con mayor detalle. Es claro el predominio de Europa y Norteamérica sobre el resto de continentes en cuanto a potencia ya instalada. También destacable es el predominio de Asia y África en cuanto a potencia en construcción, lo que viene a indicar la tendencia actual de construir las nuevas centrales en dichos continentes.

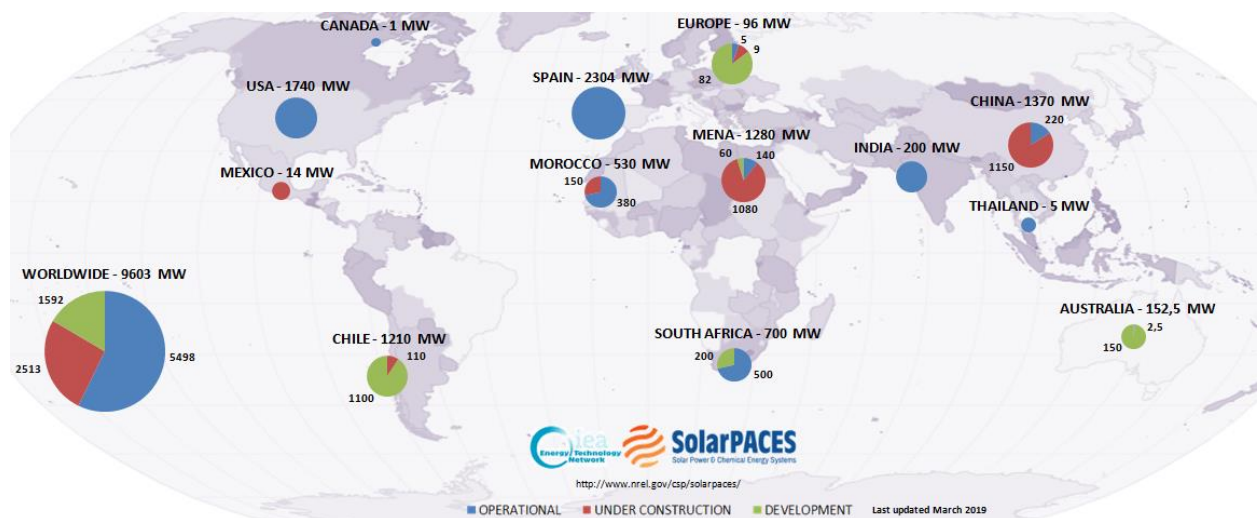


Figura 3-1. Mapamundi sobre estado actual de la energía solar (27)

3.2 Plantas de energía solar en operación

En la actualidad se encuentran un total de 94 plantas de energía termosolar en operación en el mundo, con una potencia total instalada de 5.844 MWe. La primera central entró en funcionamiento en USA en el año 1985, utilizaba captadores CCP y tenía una potencia de 30 MWe. A continuación, se muestran en la Tabla 3-1 todas estas plantas, incluyendo potencia, país, año de inicio, tipo de tecnología y horas de almacenamiento.

La distribución geográfica de las mismas se representa en la Figura 3-2. Se puede observar el claro dominio de España en cuanto a número de centrales instaladas, contando con 50 centrales en el país, lo que representa algo más del 53% de las centrales instaladas, aunque es cierto que la última central entró en operación en el año 2013. Estas cifras dan un índice de la importancia que tiene España en el desarrollo de la tecnología termosolar en centrales de potencia y al mismo tiempo pone de manifiesto el parón que ha experimentado la construcción de centrales termosolares en nuestro país. Sin embargo, este dominio no termina de ser claro si se representa el total de potencia instalada (Figura 3-3), donde Estados Unidos se acerca a este primer puesto que ocupa nuestro país. En total, España cuenta con 2305 MWe de potencia instalada, mientras que Estados Unidos suma 1695 MWe, representando respectivamente un 39,5% y un 29% de la potencia total instalada, siendo en total un 68,5% de la

potencia total instalada en el mundo. En la Figura 3-2 se observa asimismo el escaso número de centrales termosolares en operación en China, con 5 centrales que han entrado en operación a partir de 2016. Estos valores muestran una tendencia en el papel que desempeña actualmente China en la implantación de centrales termosolares, como se podrá comprobar en los datos de centrales en construcción.

Tabla 3-1. Centrales termosolares en operación (28)

CENTRALES EN OPERACIÓN						
Región	País	Nombre proyecto	Año inicio	Potencia instalada (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (h)
USA	USA	SEGS III	1985	30	CCP	0,0
USA	USA	SEGS IV	1989	30	CCP	0,0
USA	USA	SEGS V	1989	30	CCP	0,0
USA	USA	SEGS VI	1989	30	CCP	0,0
USA	USA	SEGS VII	1989	30	CCP	0,0
USA	USA	SEGS VIII	1989	80	CCP	0,0
USA	USA	SEGS IX	1990	80	CCP	0,0
USA	USA	Nevada Solar One	2007	72	CCP	0,5
EUROPE	SPAIN	PS-10	2007	11	Receptor Central Torre	1,0
EUROPE	SPAIN	ANDASOL I	2008	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	La Risca	2009	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	PS-20	2009	20	Receptor Central Torre	1,0
EUROPE	SPAIN	ANDASOL II	2009	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	Ibersol Ciudad Real	2009	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Puerto Errado I	2009	1	FRESNEL	0,0
EUROPE	SPAIN	EXTRESOL I	2009	50	CCP	7,5
EUROPE	Italia	Archimede	2010	5	CCP	8,0
MENA	Morocco	ISCC Ain Beni Mathar	2010	20	CCP	0,0
USA	USA	Martin	2010	75	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Majadas	2010	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Palma del Río II	2010	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	SOLNOVA I	2010	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	SOLNOVA III	2010	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	SOLNOVA IV	2010	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	MANCHASOL I	2010	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	EXTRESOL II	2010	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	La Dehesa	2010	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	La Florida	2010	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	Gemasolar	2010	20	Receptor Central Torre	15,0
MENA	Iran	Yazd ISCC	2010	17	CCP	

CENTRALES EN OPERACIÓN						
Región	País	Nombre proyecto	Año inicio	Potencia instalada (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (h)
MENA	Algeria	ISCC Hassi R'mel	2011	20	CCP	0,0
MENA	EgyCilindro-Parabólico	ISCC Kuraymat	2011	20	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Palma del Río I	2011	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	HELIOENERGY I	2011	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	ANDASOL III	2011	50	CCP	8,0
EUROPE	SPAIN	LEBRIJA I	2011	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	MANCHASOL II	2011	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	ARCOSOL-50	2011	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	TERMESOL-50	2011	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	Termosolar Borges	2012	23	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Consol Orellana	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	HELIOENERGY II	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	HELIOS I	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	HELIOS II	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	SOLABEN II	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	SOLABEN III	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Solarcor I	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Solarcor II	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	ASTE 1A	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	ASTE 1B	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	ASTEXOL II	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Puerto Errado II	2012	30	FRESNEL	0,0
EUROPE	SPAIN	de Morón	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Olivenza I	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	TERMOSOL I	2012	50	CCP	9,0
EUROPE	SPAIN	Soluz Guzman	2012	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	EXTRESOL III	2012	50	CCP	7,5
EUROPE	SPAIN	La Africana	2012	50	CCP	7,5
INDIA	India	Godawari Solar Project	2013	50	CCP	0,0
MENA	Dubai	Shams 1	2013	100	CCP	0,0
USA	USA	Solana Generating Station	2013	250	CCP	6,0
USA	USA	Genesis Solar Energy Project	2013	250	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	SOLABEN I	2013	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	SOLABEN VI	2013	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	TERMOSOL II	2013	50	CCP	9,0
EUROPE	SPAIN	Arenales	2013	50	CCP	7,0

CENTRALES EN OPERACIÓN						
Región	País	Nombre proyecto	Año inicio	Potencia instalada (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (h)
EUROPE	SPAIN	Enerstar Villena	2013	50	CCP	0,0
EUROPE	SPAIN	Casablanca	2013	50	CCP	7,5
INDIA	India	Dhursar	2014	125	FRESNEL	0,0
INDIA	India	Megha Solar Plant	2014	50	CCP	0,0
USA	USA	Ivanpah 2	2014	126	Receptor Central Torre	0,0
USA	USA	Ivanpah 1	2014	126	Receptor Central Torre	0,0
USA	USA	Ivanpah 3	2014	126	Receptor Central Torre	0,0
MENA	Morocco	NOOR I	2015	146	CCP	3,0
SOUTH AFRICA	South Africa	KaXu Solar One	2015	100	CCP	2,5
USA	USA	Mojave Solar Project	2015	250	CCP	0,0
USA	USA	Crescent Dunes Solar Energy – Tonopah	2015	110	Receptor Central Torre	10,0
CHINA	China	SunCan Dunhuang Phase I	2016	10	Receptor Central Torre	15,0
CHINA	China	Supcon	2016	10	Receptor Central Torre	0,0
SOUTH AFRICA	South Africa	Bokpoort	2016	50	CCP	9,3
SOUTH AFRICA	South Africa	Khi Solar One	2016	50	Receptor Central Torre	2,0
CENTRAL AMERICA	Mexico	Agua Prieta II	2017	12	CCP	0,0
SOUTH AFRICA	South Africa	Xina Solar One	2017	100	CCP	5,5
MENA	Saudi Arabia	Waad Al Shamal	2018	50	CCP	0,0
SOUTH AFRICA	South Africa	Kathu Solar Park	2018	100	CCP	4,5
CHINA	China	CGN Delingha	2018	50	CCP	9,0
CHINA	China	Supcon Delingha	2018	50	Receptor Central Torre	6,0
CHINA	China	Shouhang Dunhuang	2018	100	Receptor Central Torre	11,0
EUROPE	France	SUNCNIM	2018	9	FRESNEL	4,0
INDIA	India	Dhursar	2018	100	FRESNEL	0,0
MENA	Kuwait	Shagaya	2018	50	CCP	10,0
MENA	Morocco	Noor II	2018	200	CCP	7,0
MENA	Morocco	Noor III	2018	150	Receptor Central Torre	7,0
SOUTH AFRICA	South Africa	Ilanga I	2018	100	CCP	5,0
POTENCIA TOTAL INSTALADA (MWe)				5844		

En la Figura 3-4 se representan las potencias máximas, mínimas y medias en cada uno de los países anteriormente tabulados. Cabe destacar el dato de que el país con mayor potencia instalada total, España, apenas

dispone de una potencia máxima de 50 MWe, siendo su media por central de 46,1 MWe, lo que indica que el mayor tipo de central instalada en este país es de 50 MW. Otro dato a destacar sería la potencia media instalada en Estados Unidos, situándose en aproximadamente 106 MWe por central, lo que lleva a concluir del gran tamaño de sus centrales, siendo la mayor de 250 MWe, una potencia grande para lo que se acostumbra a ver en la mayoría de centrales. Otro país con una potencia por central grande es Marruecos, con 129 MWe por central, siendo la mayor de 200 MWe.

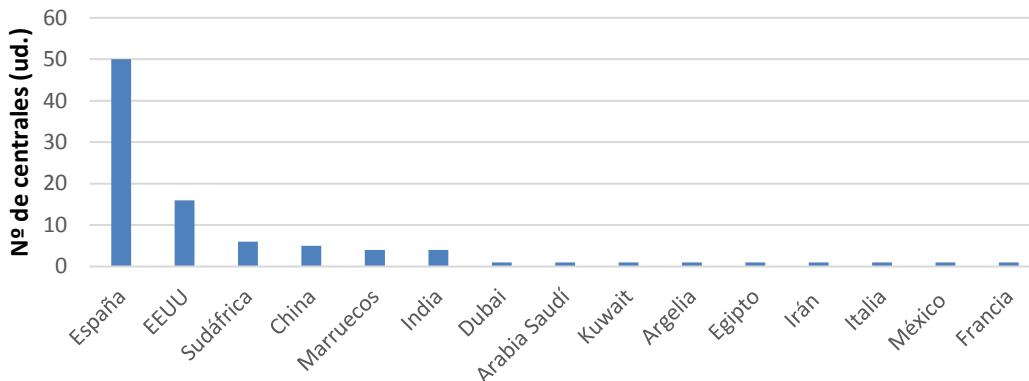


Figura 3-2. Nº Centrales Termosolares en operación por países

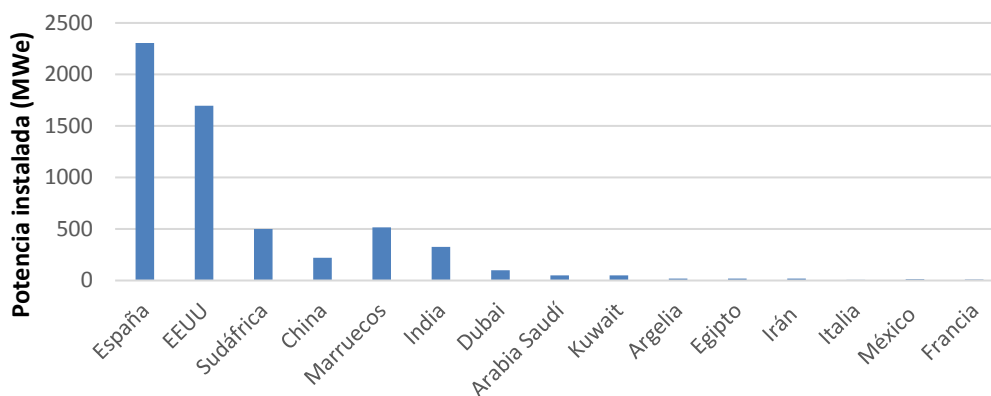


Figura 3-3. Potencia instalada (MWe) por países

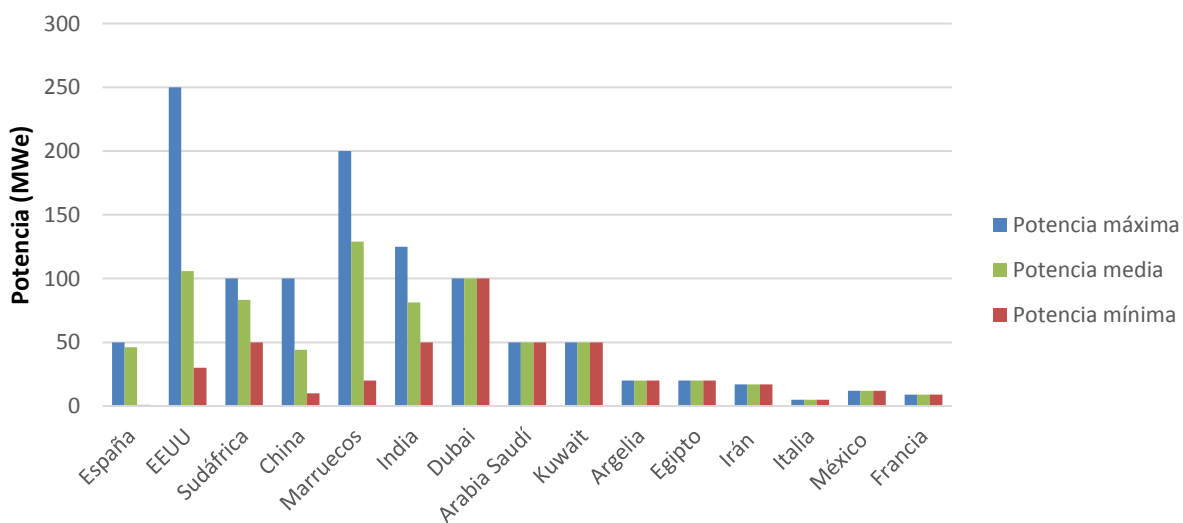


Figura 3-4. Potencias (MWe) máximas, medias y mínimas en operación por países

Resulta interesante observar cómo se distribuyen estas centrales en cuanto al tipo de tecnología con la que cuentan, lo que podremos hacer en la Figura 3-5. El dominio es aplastante por parte de las centrales cilindro parabólicas, las cuales representan el 81% del total, dejando a las de receptor central y las Fresnel pasando casi desapercibidas. No existe ninguna planta comercial con tecnología de disco parabólico, aunque sí existe alguna a nivel investigativo.

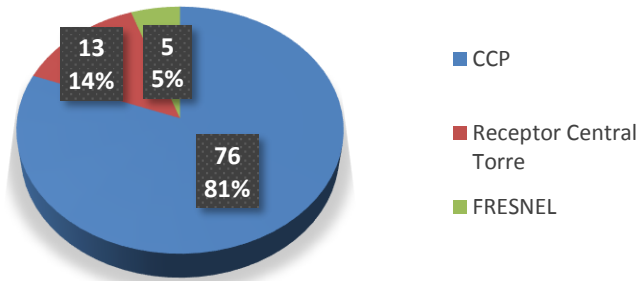


Figura 3-5. Diagrama por tipo de central instalada

Si se centra la atención en el dato que más interesa para este trabajo, se puede ver en la Figura 3-6 que apenas el 41% (39 centrales) de las centrales en operación poseen algún tipo de almacenamiento de energía, siendo el 45% de la potencia total instalada la que cuenta con sistemas de almacenamiento. El almacenamiento se incorpora fundamentalmente en centrales con una potencia inferior a 100 MWe, existiendo solo 10 centrales con almacenamiento con una potencia instalada igual o superior a 100 MWe, lo que supone un 10,6% del total de centrales en operación. En estos casos además la capacidad de almacenamiento es poca significativa si se comparan las horas de almacenamiento con la potencia instalada de la central. Observando el año de entrada de operación de las centrales (Tabla 3-1) se comprueba como el almacenamiento en estas centrales se inicia realmente en España en el año 2008 con la planta ANDASOL I. En la Figura 3-7, se comprueba que el 55% de la potencia instalada no dispone de sistema de almacenamiento alguno, quedando 2603 MWe que sí contarían con algún sistema de almacenamiento.

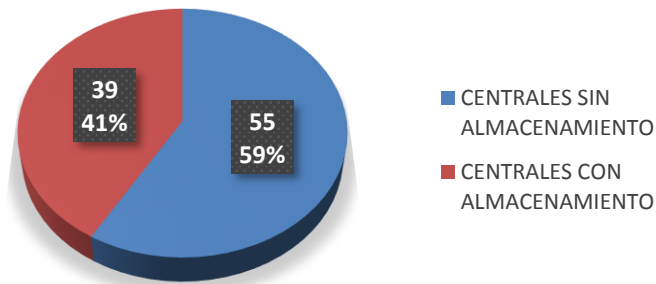


Figura 3-6. Centrales en operación con o sin almacenamiento

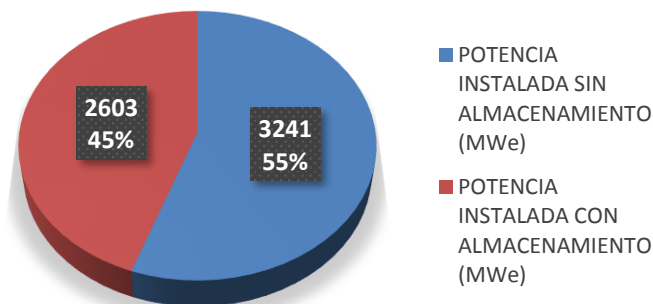


Figura 3-7. Potencia instalada con o sin almacenamiento

Focalizando en las centrales que disponen de sistema de almacenamiento, se representa en la Figura 3-8 las diferentes horas de almacenamiento en función de la potencia de la central. Se comprueba que, para la potencia más común (50 MWe), las capacidades del almacenamiento oscilan entre 6 y 10 horas, salvo alguna excepción, siendo los sistemas de 7,5 horas los más comunes. Para el resto de potencias, se encuentran datos dispares. Por ejemplo, para 100 MWe, se conocen sistemas de almacenamiento desde 2,5 hasta 11 horas. No se puede asegurar una relación claramente establecida entre potencia y capacidad de almacenamiento, puesto que se encuentran, por ejemplo, plantas de 10 MWe con 15 horas de almacenamiento o, por el contrario, plantas de 250 MWe con tan solo 6 horas de almacenamiento.

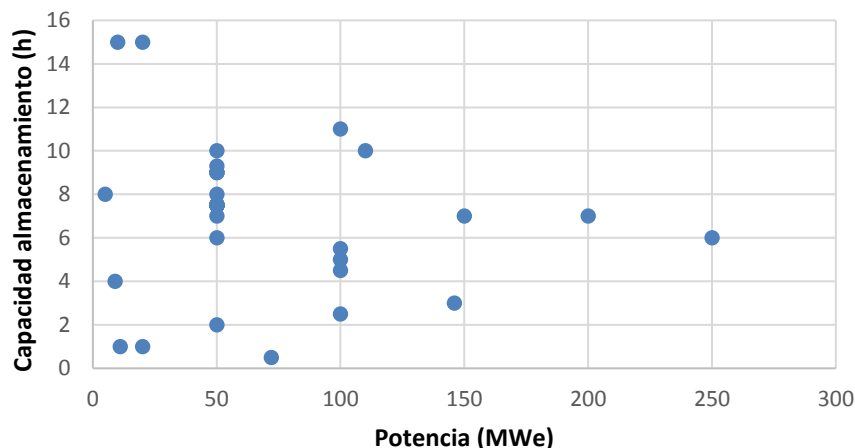


Figura 3-8. Capacidad de almacenamiento frente a potencia instalada.

Si se calcula el ratio horas de almacenamiento/potencia instalada en h/MWe se observa que el ratio oscila entre 0,007 y 1,6 h/MWe lo que parece indicar que no existe un orden de magnitud claro de este índice en las centrales con almacenamiento. No obstante, si se analiza con más detenimiento este ratio, se comprueba que existe un primer bloque de centrales que incluye las anteriores a 2008 (2 centrales) y las centrales con potencia instalada superior a los 100 MWe, donde realmente el ratio h/MWe es muy pequeño, oscilando entre 0,02 y 0,05 h/MWe en las centrales que entraron en operación después del año 2012.

En las centrales con potencia instalada inferior a 100 MWe, el ratio h/MWe oscila entre 0,15 y 0,20 h/MWe, siendo 0,15 h/MWe el ratio representativo. Solo quedan fuera de este rango, la planta Archimede en Italia (2010) y la planta Gemasolar en España (2010) con ratios superiores y que corresponden a plantas diseñadas específicamente con una incidencia importante del sistema de almacenamiento. Las dos plantas instaladas en Sudáfrica en 2016 y 2017 tienen un ratio bajo del orden de 0,04 h/MWe semejante al de la única planta con Fresnel con almacenamiento que entró en operación en 2018. Se pueden observar estos datos en la Figura 3-9.

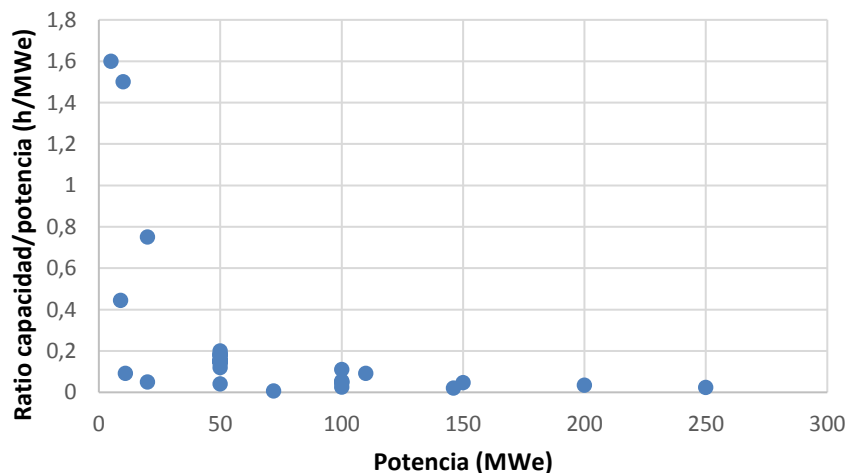


Figura 3-9. Ratio capacidad/potencia frente a potencia de centrales en operación

Si se quiere analizar la evolución temporal en cuanto a instalación de centrales con sistema de almacenamiento, basta con observar la Figura 3-10. Se observa un gran crecimiento desde 2008 a 2010, pasando de 1 a 6 centrales instaladas con almacenamiento, lo que representa un crecimiento del 600%. El resto de años ha sido algo variable, aunque siempre rondando las cuatro centrales por año instaladas. El dato más destacable del gráfico quizás sea el de 2018, que ha sido el año con más centrales con almacenamiento instaladas, alcanzando las 9 centrales. Este dato viene a confirmar la creciente apuesta por los sistemas de almacenamiento en los últimos años.

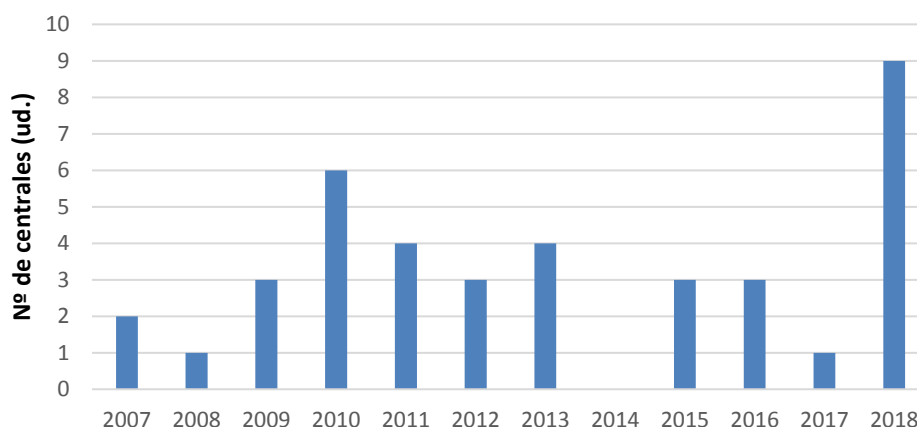


Figura 3-10. Centrales con almacenamiento instaladas por año.

3.3 Plantas de energía solar en construcción

Al igual que en el apartado anterior, se incluye la Tabla 3-2 con los datos de las centrales termosolares en construcción. En total hay 22 centrales construyéndose en el mundo, con una potencia total de 2.305 MWe. De las 22 centrales termosolares, 14 han iniciado su construcción en 2019, estando previsto iniciar el resto de centrales en 2020 y 2021. La potencia mínima proyectada es de 50 MWe y la mayor corresponde a la central que tiene previsto iniciarse en Dubai en 2021 con una potencia de 600 MWe, que supone un salto cualitativo importante. La potencia de diseño normalizada sigue siendo de 50 MWe con una tendencia clara creciente en las centrales que aún no han iniciado su construcción.

Tabla 3-2. Listado de centrales termosolares en construcción (28)

CENTRALES EN COSTRUCCIÓN						
Región	País	Nombre Proyecto	Año inicio	Potencia proyectada (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (h)
CHINA	China	Yumen	2019	50	Receptor Central Torre	6,0
CHINA	China	Gansu Akesai	2019	50	CCP	15,0
MENA	Israel	Ashalim 2	2019	110	CCP	4,5
MENA	Israel	Ashalim 1	2019	121	Receptor Central Torre	0,0
MENA	Saudi Arabia	ISCC Duba 1	2019	50	CCP	0,0
CHINA	China	Qinghai Gonghe	2019	50	Receptor Central Torre	6,0
CHINA	China	Hami	2019	50	Receptor Central Torre	13,0
CHINA	China	Golden Tower	2019	100	Receptor Central Torre	8,0

CENTRALES EN COSTRUCCIÓN						
Región	País	Nombre Proyecto	Año inicio	Potencia proyectada (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (h)
CHINA	China	64MWe Molten Salt Parabolic Trough CSP project	2019	64	CCP	16,0
CHINA	China	Yumen Town East	2019	50	CCP	7,0
CHINA	China	Urat Middle Banner	2019	100	CCP	4,0
CHINA	China	Dacheng Dunhuang	2019	50	FRESNEL	13,0
CHINA	China	Huaqiang Zhaoyang Zhangjiakou	2019	50	FRESNEL	14,0
CHINA	China	Huaqiang Zhaoyang Zhangjiakou	2019	50	FRESNEL	14,0
SOUTH AMERICA	Chile	Cerro Dominador. Atacama-1	2020	110	Receptor Central Torre	17,5
CHINA	China	Guliang–Zhonghaiyang	2019	100	CCP	7,0
CHINA	China	Gansu Yumen East town	2020	50	CCP	7,0
AUSTRALIA	Australia	Aurora	2020	150	Receptor Central Torre	7,0
AUSTRALIA	Australia	Aurora	2020	150	Receptor Central Torre	7,0
SOUTH AFRICA	South Africa	Redstone Solar Thermal Power Plant	2020	100	Receptor Central Torre	12,0
MENA	Dubai	Noor Energy 1	2021	600	CCP	15,0
MENA	Dubai	Noor Energy 1	2021	100	Receptor Central Torre	15,0
POTENCIA TOTAL PROYECTADA				2305		

Puede comprobarse en la Figura 3-11 cómo la distribución geográfica de las centrales en construcción es totalmente distinta a la descrita en el apartado anterior. Se observa que hay una tendencia clara a la construcción de centrales termosolares en países asiáticos y africanos, llegando incluso a no aparecer Estados Unidos, ni ningún país europeo.

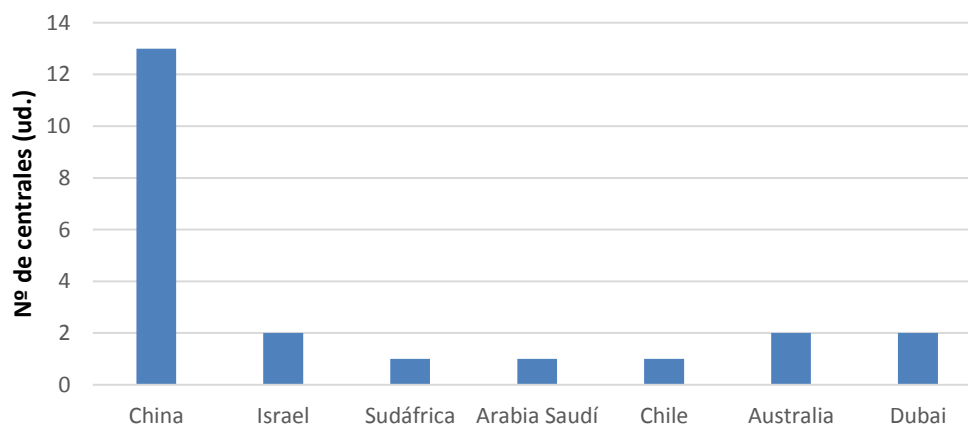


Figura 3-11. Nº Centrales termosolares en construcción por países

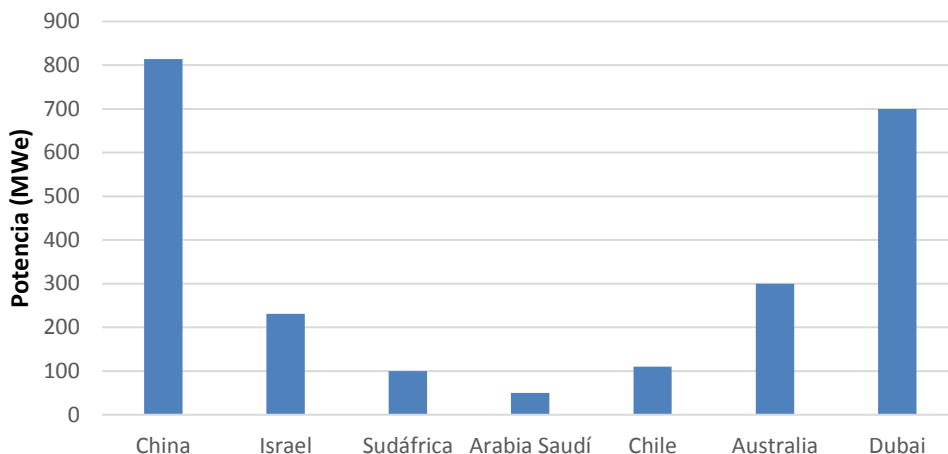


Figura 3-12. Potencia en construcción (MWe) por países

Al igual que se hizo en el apartado anterior, en la Figura 3-13 se analizan las potencias máximas, medias y mínimas de las centrales que se encuentran en construcción. Se puede comprobar cómo las potencias medias han subido respecto a las centrales en operación, situándose cercanas a los 100 MWe en la mayoría de países, cuando en el caso anterior rondaba los 50 MWe salvo en algunos casos. También destacable es la aparición de una central de 600 MWe (Noor Energy 1) en Dubái, con una potencia que no suele ser habitual en las centrales comunes, pero que puede marcar el inicio de una tendencia en las centrales futuras.

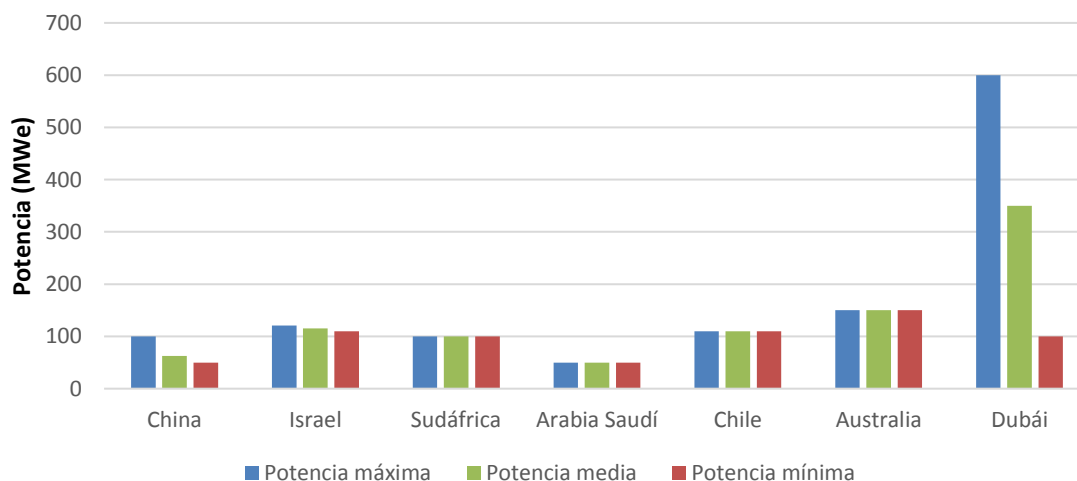


Figura 3-13. Potencias (MWe) máximas, medias y mínimas en construcción por países

De forma similar a lo realizado anteriormente para las centrales en operación, se analiza en la Figura 3-14 qué parte corresponde a cada una de las tecnologías en las centrales termosolares en construcción. Frente al 81% de centrales cilindro parabólicas reflejado en el apartado anterior, en las centrales en construcción aparece una igualdad notable entre las CCP y las de receptor central, lo que indica una apuesta cada vez más extendida por estas últimas. También es destacable la mejoría de las centrales con tecnología Fresnel, suponiendo el 13,6% del total que se construirán.

En cuanto a los datos de almacenamiento, presentan una clara mejoría respecto a los mostrados para las centrales en operación. Se puede observar en la Figura 3-15 que tan solo 2 centrales, equivalente a un 9% de las plantas en operación no tendrán ningún sistema de almacenamiento de energía, representando solo un 7,4% de la potencia total que se encuentra en construcción. Este dato concuerda totalmente con lo descrito en el apartado 2.1.2, en el que se refleja como en los últimos diez años ha aumentado considerablemente el número de publicaciones relacionadas con el almacenamiento de energía térmica en centrales termosolares.

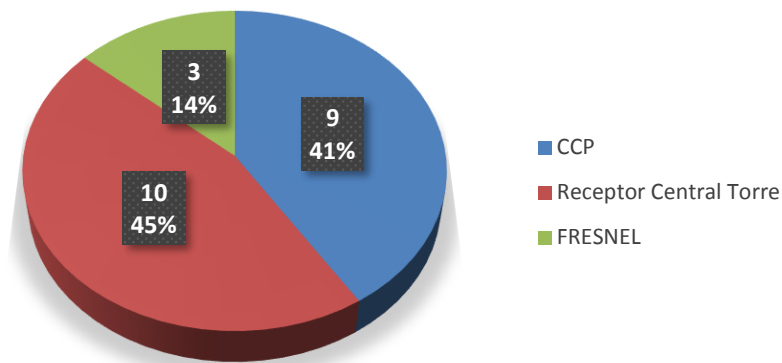


Figura 3-14. Diagrama por tipo de central en construcción.

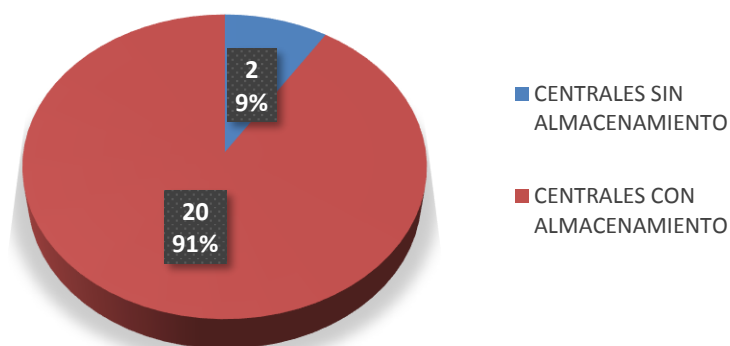


Figura 3-15. Centrales en construcción con o sin almacenamiento

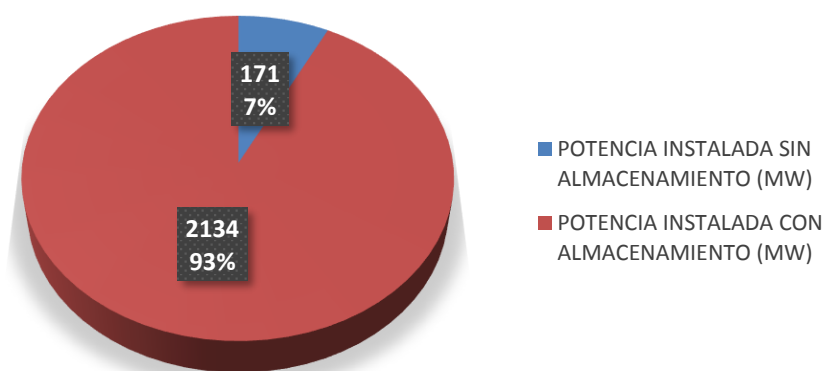


Figura 3-16. Potencia (MWe) en construcción con o sin almacenamiento

Igualmente se hará con el análisis de la capacidad frente a la potencia, representado en la Figura 3-17. En este caso no se observa un patrón claro, siendo muy dispersas las capacidades del almacenamiento, por ejemplo, para potencias de 100 MWe, yendo desde 4 hasta 15 horas. Sí que se aprecia el fenómeno anteriormente citado del cierto abandono de la construcción de plantas de 50 MWe en favor de potencias algo mayores, como es el caso de las de 100 MWe.

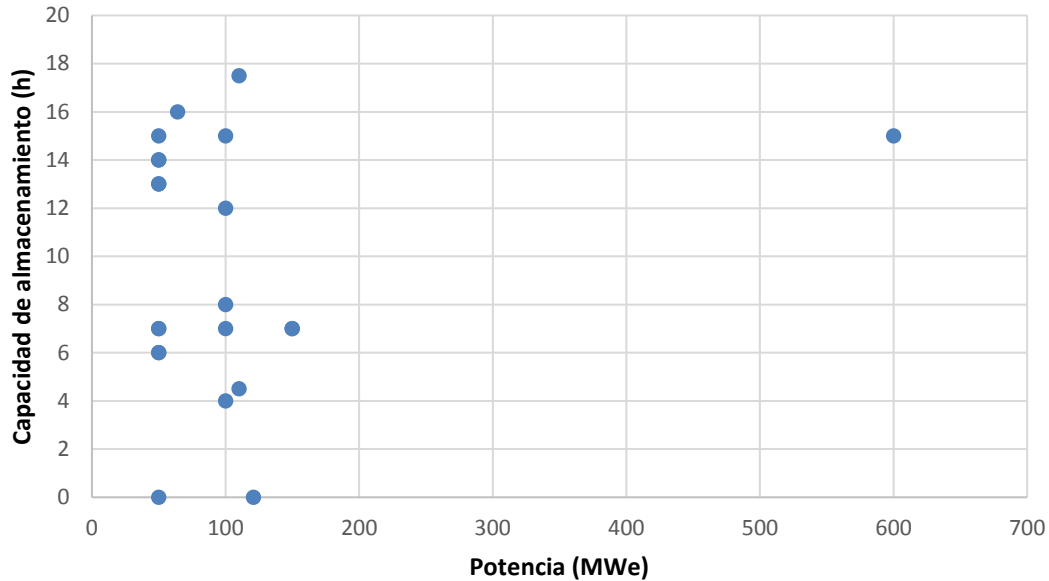


Figura 3-17. Capacidad de almacenamiento frente a potencia en construcción.

El ratio horas de almacenamiento/potencia proyectada en MWe sigue siendo muy variable, oscilando entre 0,02 y 0,30 h/MWe. Las centrales con tecnología Fresnel, las tres de 50 MWe, siguen teniendo un ratio mayor que el resto de centrales de potencia similar, con valores del orden de 0,28 h/MWe. Las dos centrales que se construirán en Australia de 150 MWe cada una, tienen un ratio bajo de 0,07 h/MWe manteniendo la tendencia de disminución en el valor de este ratio al aumentar la potencia de la central. En general, y para centrales con potencia inferiores a los 50 MWe se puede mantener aproximadamente el ratio de 0,15 h/MWe de las centrales en operación. De la misma manera, se sigue manteniendo la tendencia de trabajar con ratios menores al aumentar la potencia de la central, con algunas excepciones como la central Atacama-1 de Chile, que con una potencia de 110 MWe está diseñada con un ratio de 0,16 h/MWe o la central Noor Energy 1 en Dubai, que con una potencia de 100 MWe trabaja con un valor de 0,15 h/MWe. Todo ello queda representado en la Figura 3-18.

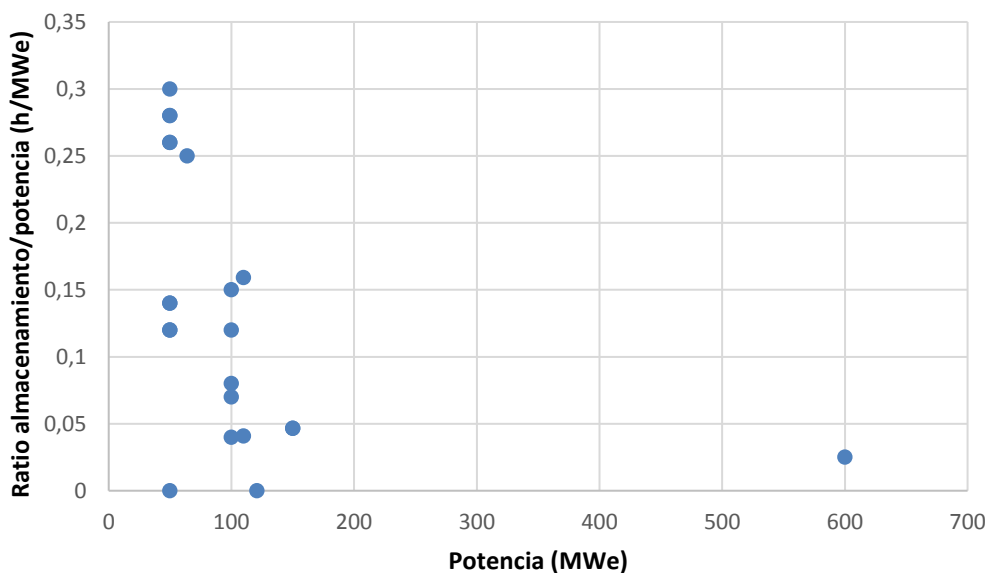


Figura 3-18. Ratio capacidad/potencia frente a potencia de centrales en construcción

Por analizar la distribución temporal de la puesta en marcha de las diferentes centrales, se representa en la Figura

3-19. De las 116 centrales que se pusieron o se podrán en marcha desde 1985, 19 se iniciaron su actividad en 2012, el año donde mayor número de ellas comenzaron a producir energía. Se observa un crecimiento grande en el número de centrales desde 2008 a 2012, a partir del cual de nuevo empieza a descender progresivamente el número de centrales que se ponen en funcionamiento. A pesar de ello, también se observa un nuevo crecimiento a partir de 2017, seguramente debido a las nuevas tecnologías de almacenamiento, que permiten suplir las carencias de poca adaptabilidad a la demanda de las plantas instaladas hasta la fecha. También es destacable, por último, el decrecimiento en el número de centrales previstas a partir de 2019, que puede ser debido a la falta de inversión en estas centrales.

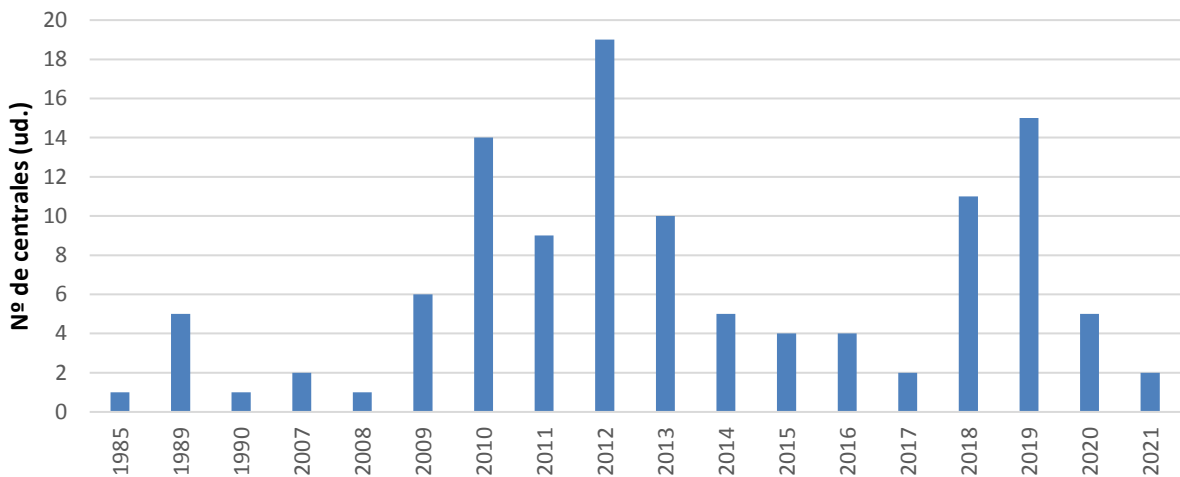


Figura 3-19. Número de centrales por año de entrada en servicio.

Si se analiza el conjunto global, haciendo un sumatorio de centrales en operación y en construcción hasta 2021, el panorama es cuanto menos favorable respecto a los sistemas de almacenamiento. Se puede comprobar en la Figura 3-20 como en conjunto, en 2021 más del 50% de las centrales dispondrán de algún tipo de sistema de almacenamiento, y el 58 % de la potencia instalada (Figura 3-21) contará con alguno de estos sistemas. Queda clara la tendencia de implantar sistemas de almacenamiento de energía en la mayoría de centrales, por lo que es un campo con gran margen de mejora y que cada vez se encuentra más extendido.

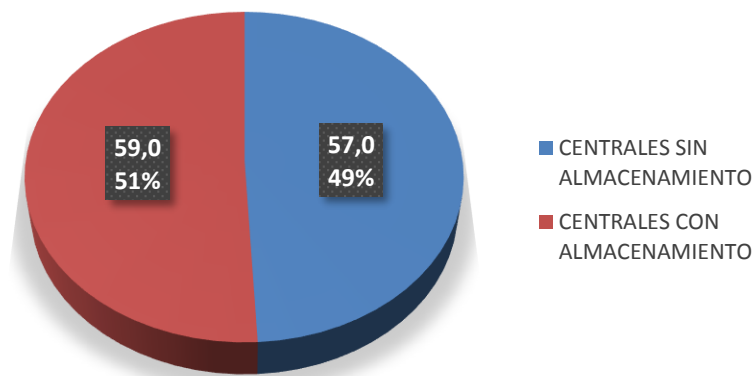


Figura 3-20. Centrales totales previstas con o sin almacenamiento.

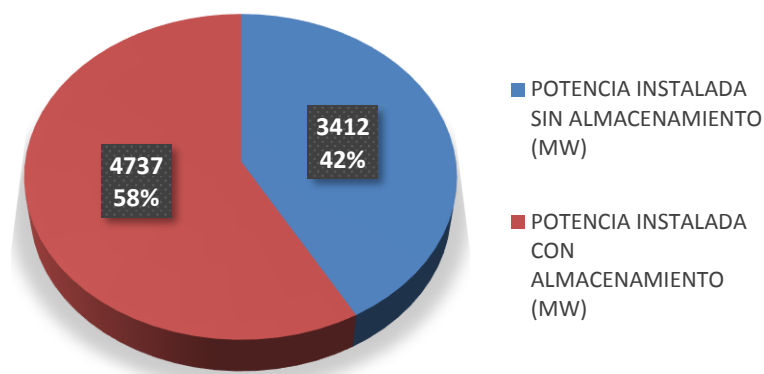


Figura 3-21. Potencia (MWe) total prevista con o sin almacenamiento.

3.4 La energía termosolar en España

En 2007 comienza en España la operación de centrales termosolares con la puesta en marcha de la PS-10. A partir de ese momento, la tendencia en cuanto a número de centrales que comenzaban su actividad es algo parecido a lo representado en la Figura 3-19. Se aprecia un crecimiento hasta el año 2012, donde alcanza su máximo con 19 centrales que se ponían en marcha ese año, con un pequeño bache en 2011. Ya en 2013 sólo se iniciaron 6 centrales y desde ese año, ninguna más. En la Figura 3-22 se representa este fenómeno.

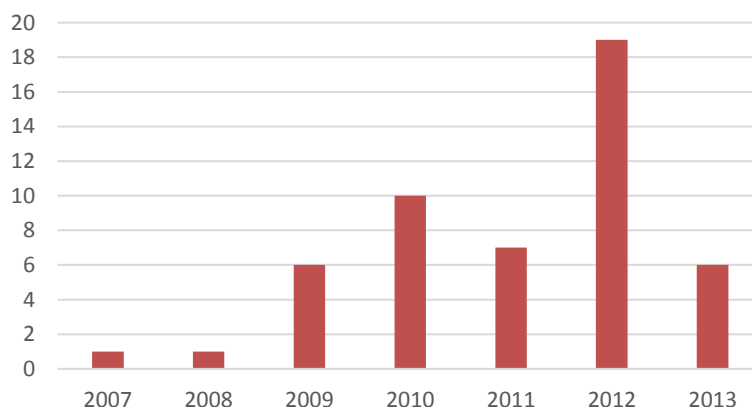


Figura 3-22. Número de centrales por año de entrada en servicio en España.

Tabla 3-3. Centrales en operación en España.

CENTRALES EN OPERACIÓN						
Comunidad Autónoma	Localidad	Nombre	Año inicio	Potencia instalada (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (h)
Andalucía	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	PS-10	2007	11	Receptor Central Torre	1,0
Andalucía	Guadix (Granada)	ANDASOL I	2008	50	CCP	7,5
Extremadura	Alvarado (Badajoz)	Planta termoeléctrica de La Risca	2009	50	CCP	0,0

CENTRALES EN OPERACIÓN						
Comunidad Autónoma	Localidad	Nombre	Año inicio	Potencia instalada (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (h)
Andalucía	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	PS-20	2009	20	Receptor Central Torre	1,0
Andalucía	Guadix (Granada)	ANDASOL II	2009	50	CCP	7,5
Castilla-La Mancha	Puertollano (Ciudad Real)	Ibersol Ciudad Real	2009	50	CCP	0,0
Región de Murcia	Calarraspa (Murcia)	Puerto Errado I	2009	1	FRESNEL	0,0
Extremadura	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	Planta termosolar EXTRESOL I	2009	50	CCP	7,5
Extremadura	Majadas de Tiétar (Cáceres)	Planta termoeléctrica de Majadas	2010	50	CCP	0,0
Andalucía	Palma del Río (Córdoba)	Planta termoeléctrica de Palma del Río II	2010	50	CCP	0,0
Andalucía	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	SOLNOVA I	2010	50	CCP	0,0
Andalucía	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	SOLNOVA III	2010	50	CCP	0,0
Andalucía	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	SOLNOVA IV	2010	50	CCP	0,0
Castilla-La Mancha	Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	MANCHASOL I	2010	50	CCP	7,5
Extremadura	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	Planta termosolar EXTRESOL II	2010	50	CCP	7,5
Extremadura	La Garrovilla (Badajoz)	Central Solar termoeléctrica La Dehesa	2010	50	CCP	7,5
Extremadura	Badajoz	Central Solar termoeléctrica La Florida	2010	50	CCP	7,5
Andalucía	Fuentes de Andalucía (Sevilla)	Gemasolar	2010	20	Receptor Central Torre	15,0
Andalucía	Palma del Río (Córdoba)	Planta termoeléctrica de Palma del Río I	2011	50	CCP	0,0
Andalucía	Écija (Sevilla)	HELIOENERGY I	2011	50	CCP	0,0
Andalucía	Guadix (Granada)	ANDASOL III	2011	50	CCP	8,0
Andalucía	Lebrija (Sevilla)	LEBRIJA I	2011	50	CCP	0,0
Castilla-La Mancha	Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	MANCHASOL II	2011	50	CCP	7,5

CENTRALES EN OPERACIÓN						
Comunidad Autónoma	Localidad	Nombre	Año inicio	Potencia instalada (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (h)
Andalucía	San José del Valle (Cádiz)	ARCOSOL-50	2011	50	CCP	7,5
Andalucía	San José del Valle (Cádiz)	TERMESOL-50	2011	50	CCP	7,5
Cataluña	Les Borges Blanques (Lleida)	Termosolar Borges	2012	23	CCP	0,0
Extremadura	Orellana (Badajoz)	Planta Termoeléctrica de Consol Orellana	2012	50	CCP	0,0
Andalucía	Écija (Sevilla)	HELIOENERGY II	2012	50	CCP	0,0
Castilla-La Mancha	Ciudad Real	HELIOS I	2012	50	CCP	0,0
Castilla-La Mancha	Ciudad Real	HELIOS II	2012	50	CCP	0,0
Extremadura	Logrosán (Cáceres)	SOLABEN II	2012	50	CCP	0,0
Extremadura	Logrosán (Cáceres)	SOLABEN III	2012	50	CCP	0,0
Andalucía	El Carpio (Córdoba)	Solarcor I	2012	50	CCP	0,0
Andalucía	El Carpio (Córdoba)	Solarcor II	2012	50	CCP	0,0
Castilla-La Mancha	Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	Central Solar termoeléctrica ASTE 1A	2012	50	CCP	0,0
Castilla-La Mancha	Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	Central solar termoeléctrica ASTE 1B	2012	50	CCP	0,0
Extremadura	Olivenza (Badajoz)	Central solar termoeléctrica ASTEXOL II	2012	50	CCP	0,0
Región de Murcia	Calarraspa (Murcia)	Puerto Errado II	2012	30	FRESNEL	0,0
Andalucía	Morón de la Frontera (Sevilla)	Planta termosolar de Morón	2012	50	CCP	0,0
Extremadura	Olivenza (Badajoz)	Planta termosolar de Olivenza I	2012	50	CCP	0,0
Extremadura	Navalvillar de Pela (Badajoz)	TERMOSOL I	2012	50	CCP	9,0
Andalucía	Palma del Río (Córdoba)	Termosolar SoluzGuzman	2012	50	CCP	0,0
Extremadura	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	Planta termosolar EXTRESOL III	2012	50	CCP	7,5
Andalucía	Fuete Palmera (Córdoba)	Central termosolar La Africana	2012	50	CCP	7,5
Extremadura	Logrosán (Cáceres)	SOLABEN I	2013	50	CCP	0,0

CENTRALES EN OPERACIÓN						
Comunidad Autónoma	Localidad	Nombre	Año inicio	Potencia instalada (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (h)
Extremadura	Logrosán (Cáceres)	SOLABEN VI	2013	50	CCP	0,0
Extremadura	Navalvillar de Pela (Badajoz)	TERMOSOL II	2013	50	CCP	9,0
Andalucía	Morón de la Frontera (Sevilla)	Arenales	2013	50	CCP	7,0
Comunidad Valenciana	Villena (Alicante)	Central solar termoeléctrica Enerstar Villena	2013	50	CCP	0,0
Extremadura	Talarrubias (Badajoz)	Casablanca	2013	50	CCP	7,5
POTENCIA TOTAL				2305		

En la actualidad, con 2.305 MWe repartidos en 50 centrales, España se sitúa en cabeza en el ranking de países con mayor potencia termosolar instalada. La mayor parte de estas plantas cuentan con tecnología de CCP, aunque también hay otras plantas de concentración de torre o de colector Fresnel.

Se realiza un análisis por comunidades autónomas para analizar la distribución de dichas centrales. En la Figura 3-23 se puede comprobar como Andalucía y Extremadura acaparan el 78% de las centrales. Estas dos comunidades son las situadas más al sur del país, donde la temperatura y la irradiación son mayores, lo que puede ser el motivo principal de ello. El patrón se repite si se observa la potencia instalada en la Figura 3-24.

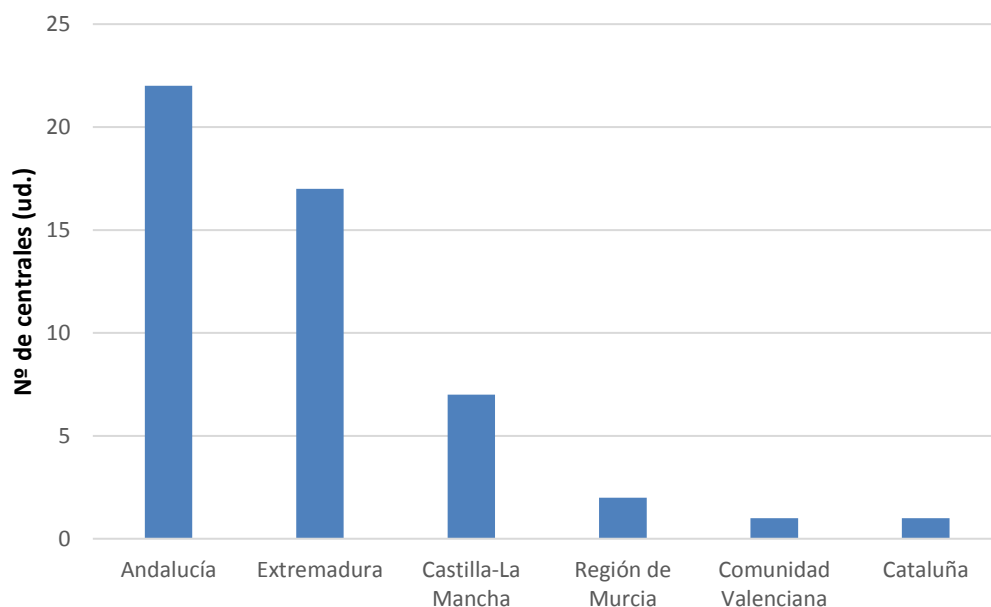


Figura 3-23. Número de centrales instaladas por comunidad autónoma

El 60% de las centrales instaladas en España dispone de sistemas de almacenamiento, lo cual se sitúa por encima del dato que se mencionó para el total mundial, que tan sólo disponía del 41% de las centrales con sistema de almacenamiento. El 39% de la potencia instalada citada anteriormente cuenta con un sistema de almacenamiento, casi la totalidad de ellos es un sistema de almacenamiento sensible de sales fundidas, los cuales se han ido instalando desde 2007, dando a España una gran experiencia en este campo. Se pueden ver estos datos en las Figuras 3-25 y 3-26.

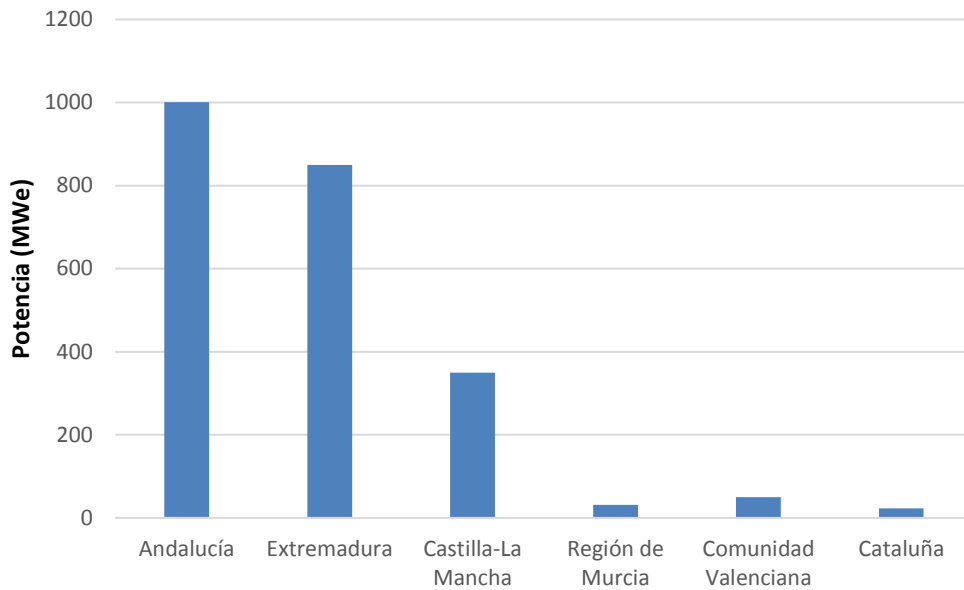


Figura 3-24. Potencia instalada por comunidad autónoma

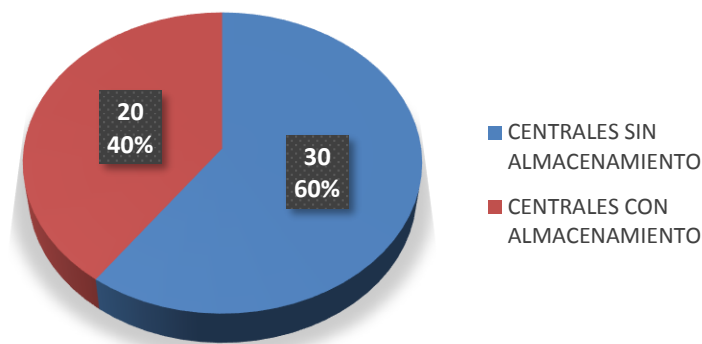


Figura 3-25. Centrales en España con o sin almacenamiento

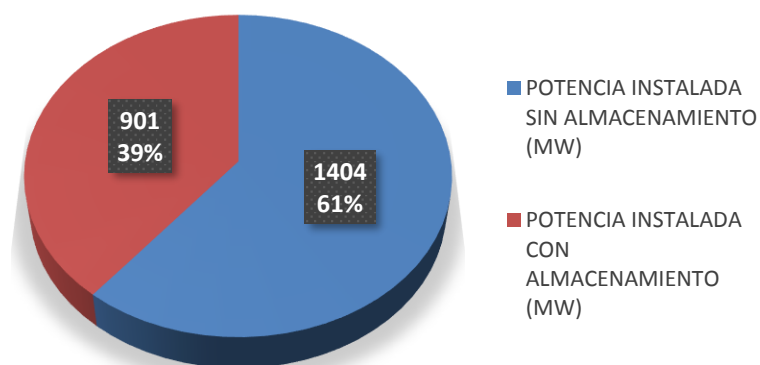


Figura 3-26. Potencia (MWe) en España con o sin almacenamiento

Hay un dato muy claro, que se verá con más detalle en el resumen de cada una de las plantas, y es que casi la totalidad de plantas en España (90 %) son de tecnología cilindro parabólica, con un total de 45 plantas. El 10%

restante queda repartido casi a partes iguales entre la tecnología Fresnel y de torre. En la Figura 3-23 vemos los datos del número de centrales según la tecnología con la que están construidas.

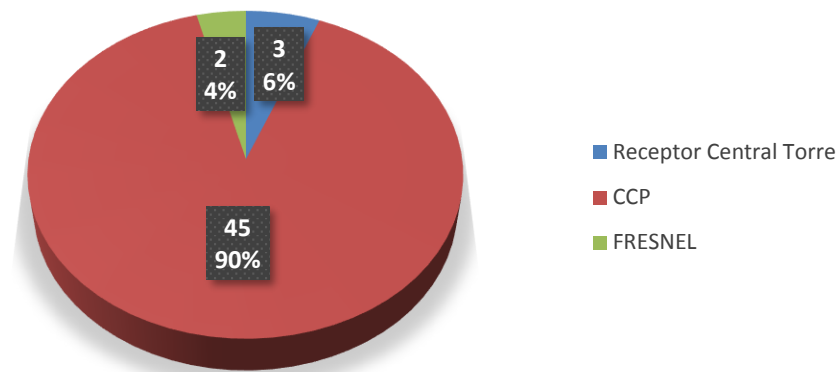


Figura 3-27. Diagrama por tipo de central España.

Salvo algún caso particular, en España sí puede verse una tendencia algo más clara que en el resto del mundo en cuanto a capacidad de almacenamiento en función de la potencia. Estas capacidades se sitúan entre las 7 y los 8,5 horas, para las plantas de 50 MWe, que son el estándar más extendido en el país.

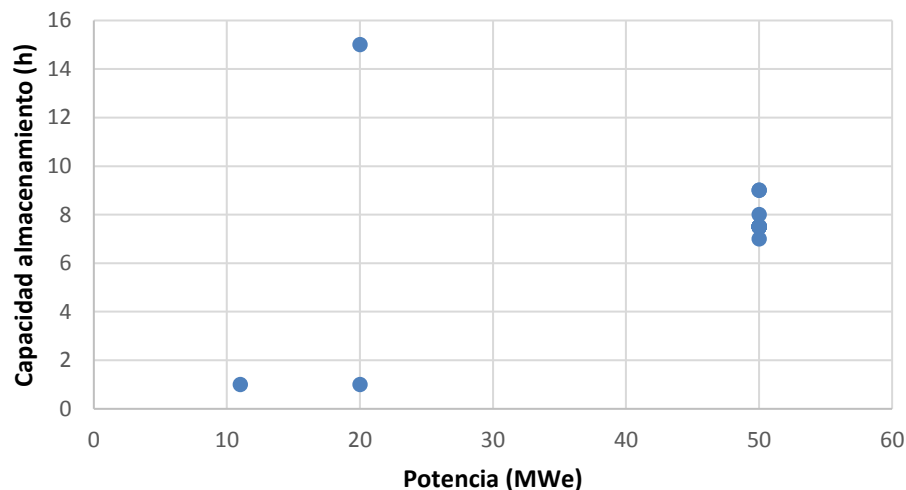


Figura 3-28. Capacidad de almacenamiento frente a potencia en España

El ratio capacidad/potencia, al igual que lo visto en la gráfica anterior, es menos variable que en el resto del mundo. Este ratio se sitúa entre 0,15-0,2 h/MWe, tal y como ocurre en el resto del mundo para potencias menores a los 100 MWe. La central con el valor más alto es Gemasolar, que dispone de 15 horas de almacenamiento para su 20 MWe de potencia. Se representa en la Figura 3-29.

Con el paso de los años la producción de energía se ha ido incrementando (Figura 3-30 y 3-31), alcanzando mayores porcentajes de demanda cubiertos con ella, sobre todo gracias a la gran optimización y al buen acoplamiento a la curva de demanda.

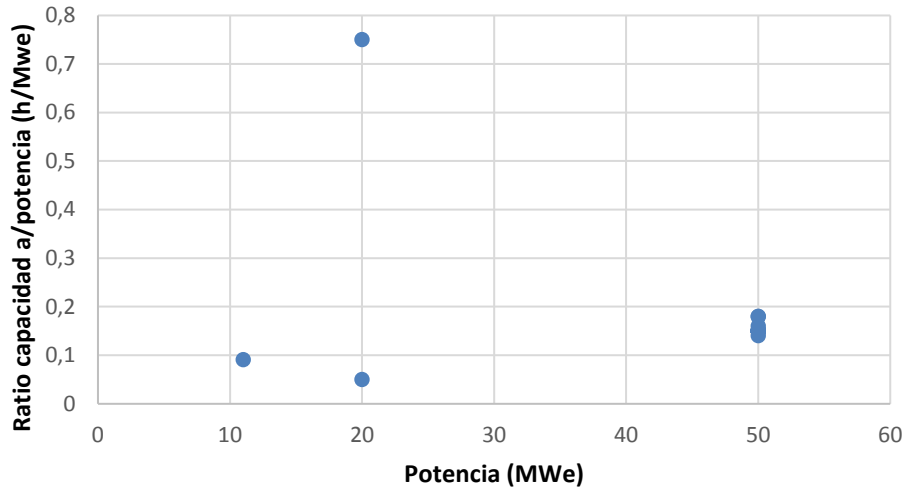


Figura 3-29. Ratio capacidad/potencia frente a potencia de centrales en España

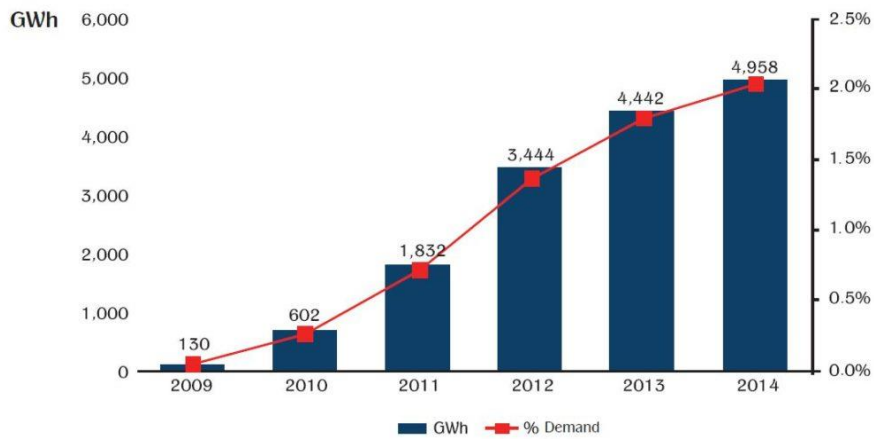


Figura 3-30. Energía producida y demanda cubierta en España con energía termosolar (27)

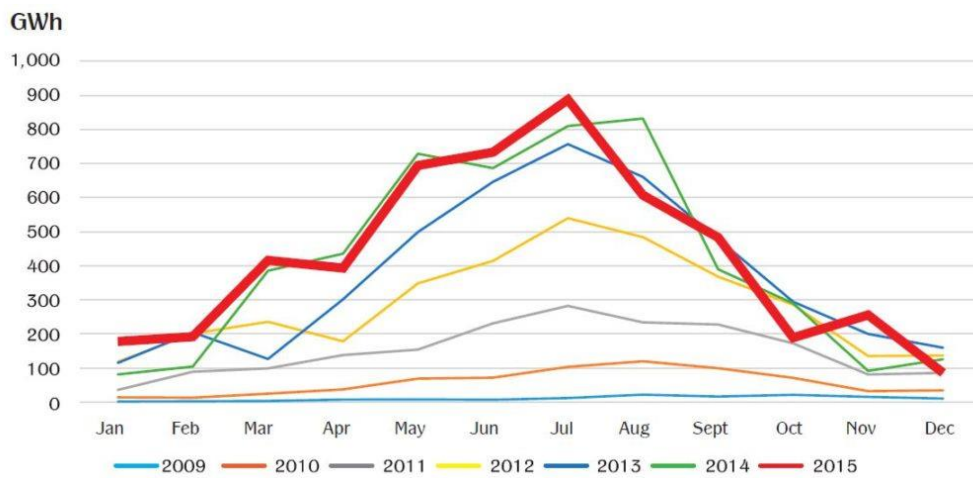


Figura 3-31. Energía producida con energía termosolar por mes y año en España (27)

3.4.1 PS-10 y PS-20

La PS-10, propiedad de Abengoa Solar y situada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), es la primera planta comercial del mundo con tecnología de torre. La misma, puesta en marcha en 2007, cuenta con 11 MW de potencia y está compuesta por 624 heliostatos de 120 m² cada uno, ocupando un campo solar de 60 hectáreas. Estos heliostatos concentran la radiación solar en el receptor situado a 115 metros de altura. Además, cuenta con 30 minutos de almacenamiento directo de vapor.

Junto a la PS-10, se sitúa también la PS-20, que entró en operación en 2009 y es la mayor planta de torre en el mundo. Esta central usa la misma tecnología que su hermana pequeña, contando con el doble de capacidad (20 MW). Se compone de 1.255 heliostatos de las mismas dimensiones a los anteriores, en un campo solar de 85 hectáreas. La torre de la misma, es algo mayor que en la PS-10, alcanzando los 160 metros de altura. Cuenta con el mismo sistema de almacenamiento que su homóloga de menor tamaño.



Figura 3-32. PS-10 y PS-20 (29)

3.4.2 Andasol I, II y III

Estas plantas de colectores cilindroparábolicos conforman el primer complejo termosolar con almacenamiento de sales fundidas en el mundo. Se encuentran situadas en los municipios de Aldeire y La Calahorra (Guadix, Granada). Andasol I entra en operación en 2008, Andasol II en 2009 y, por último, Andasol III lo hace más tarde, en 2011.



Figura 3-33. Andasol I y II (30)

Cada una de estas plantas tiene una potencia instalada de 50 MW, conformadas por 210.000 espejos, contando con 22.000 receptores, que abarcan un campo solar de aproximadamente 500.000 m². Anualmente, dan unas 3.700 horas de potencia pico, produciendo anualmente 165 GWh brutos aproximadamente, en gran parte propiciado por las 7,5 horas de almacenamiento con las que cuenta cada una de las plantas. La mezcla de sales fundidas se compone de un 60% de nitrato sódico (NaNO₃) y un 40% de nitrato potásico (KNO₃).

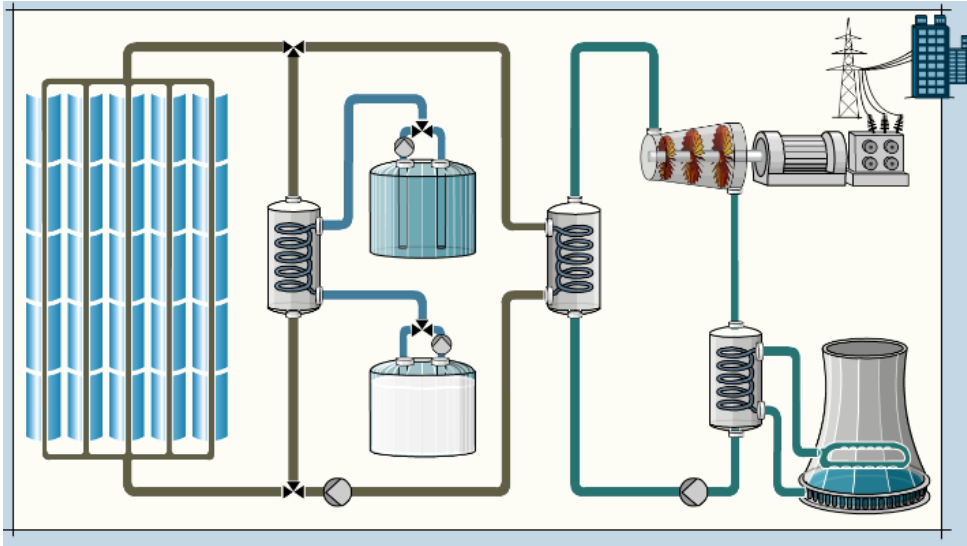


Figura 3-34. Esquema de funcionamiento de Andasol. (31)

3.4.3 La Risca

Planta de tecnología cilindroparabólica de 50 MW de potencia, ubicada en la localidad de Alvarado (Badajoz). Queda conformada por 760 colectores con una superficie total de captación de 392.200 m², que se distribuyen en una superficie de 125 hectáreas. No dispone de sistema de almacenamiento.

3.4.4 Ibersol Ciudad Real

Esta planta situada en Puertollano, Castilla-La Mancha, tiene una potencia de 50 MW con colectores cilindroparabólicos. Sus 352 colectores abarcan un área total de 288.000 m² aproximadamente. No dispone de sistema de almacenamiento.

3.4.5 Puerto Errado I y II

Puerto Errado I (Calasparra, Murcia) es la primera central con tecnología Fresnel en conectarse a una red eléctrica comercial. Tiene una potencia de 1,4 MW, distribuyendo sus colectores en 21.567 m². Años después de su puesta en marcha, se introdujeron directamente al circuito sales fundidas como HTF, lo que aumentó la temperatura de trabajo y el rendimiento de la planta. La tecnología de almacenamiento usada es de tanque único por termoclina.

Puerto Errado II, con sus 30 MW (dos turbinas de 15 MW) de potencia, fue hasta 2014 la mayor planta con tecnología Fresnel del mundo. Tiene 940 metros de longitud, con una superficie de captación de 301.056 m². Opera a unos 270 °C y 55 bar de presión.



Figura 3-35. Puerto Errado II. (32)

3.4.6 Extresol I, II y III

El proyecto Extresol consiste en tres plantas gemelas de 50 MW cada una, localizado en Torre de Miguel Sesmero (Badajoz). Cada una de ellas cuenta con 510.000 m² de superficie de espejos en 198 hectáreas de terreno. Cada una cuenta con sistema de almacenamiento sensible en dos tanques de sales fundidas, con una capacidad de almacenamiento de 1.010 MWh por planta, aproximadamente 7,5 horas.



Figura 3-36. Extresol I, II y III (30)

3.4.7 Majadas

Planta solar termoeléctrica de colectores cilindro parabólicos con 50 MW de potencia. Sus 192.000 espejos ocupan 135 hectáreas de superficie de la localidad de Majadas de Tiétar (Cáceres). Tiene una producción media anual de 100 GWh.

3.4.8 Palma del Río I y II

El complejo está formado por dos plantas gemelas de 50 MW, situadas en la localidad cordobesa de Palma del Río. Cada una se conforma de 792 colectores, con un total de 190.080 espejos, que abarcan una superficie de captación total de 372.240 m².



Figura 3-37. Planta termoeléctrica de Palma del Río I y II (33)

3.4.9 Solnova I, III y IV

Consta de tres plantas de 50 MW cada una con tecnología de colector cilindro parabólico situadas en Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Cada una ocupa unas 115 hectáreas de terreno, con 300.000 m² de superficie reflectora. No poseen sistema de almacenamiento.



Figura 3-38. SOLNOVA I, II y IV. (29)

3.4.10 Manchasol I y II

Planta de 50 MW construida en el término municipal de Alcázar de San Juan (Ciudad Real). El conjunto formado por ambas plantas ocupa una superficie total de 400 hectáreas. Para la producción de energía cuentan con una superficie de 500.000 m², donde se distribuye un campo de colectores cilindroparabólicos que aportan una producción de 175 GWh/año. La capacidad de almacenamiento térmico es de 7,5 horas, gracias al empleo de un sistema de almacenamiento sensible en dos tanques de sales fundidas.



Figura 3-39. Manchacosol I y II (30)

3.4.11 La Dehesa

La planta termosolar de La Dehesa se encuentra en la localidad de La Garrovilla (Badajoz). La misma tiene una potencia de 50 MW producidos mediante tecnología cilindroparabólica. La planta ocupa aproximadamente 200 hectáreas de terreno, en las cuales se sitúan 8.064 módulos (12 por colector), resultando un total de 672 colectores, agrupados en 168 lazos, con 4 colectores por lazo, que ofrecen 552.750 m² de superficie de apertura. Estos módulos elevan la temperatura del HTF de 298 a 393 °C, para producir vapor para una turbina Siemens.

Esta planta dispone de almacenamiento de energía indirecto de 2 tanques mediante 29.000 toneladas de sales fundidas (60 nitrato de sodio, 40% nitrato de potasio), con una capacidad de 7,5 horas.



Figura 3-40. Central Solar termoeléctrica La Dehesa (35)

3.4.12 La Florida

La Florida se encuentra en la comunidad de Extremadura, concretamente en la ciudad de Badajoz. Comparte con la central de La Dehesa todas las características, hasta el punto de que son idénticas en cuanto a número de colectores, superficie de apertura, sistema de almacenamiento, etc.

3.4.13 Gemasolar

La planta termosolar Gemasolar se sitúa en la localidad de Fuentes de Andalucía (Sevilla), con una potencia de 20 MW. Está constituida por 2.650 heliostatos, con una superficie de 120 m² cada uno y una torre de 140 m de altura. Gemasolar es la primera planta a escala comercial en el mundo en aplicar la tecnología de receptor de torre central y almacenamiento térmico con sales fundidas, con un sistema directo de 2 tanques, donde el HTF se comportan a su vez como fluido de almacenamiento. Su sistema de 15 horas de almacenamiento le permite, en algunos meses del año, llegar a funcionar las 24 horas del día, llegando su récord a 36 días de funcionamiento continuo. Esto le permitió aumentar su producción eléctrica hasta las 4.565 horas al año, con un total de 80 GWh/año, muy superior a plantas sin almacenamiento de potencia similar.



Figura 3-41. Gemasolar (36)

3.4.14 Helioenergy I y II

Helioenergy cuenta con dos plantas de colector cilindro parabólico con una potencia de 50 MW cada una, situadas en la localidad sevillana de Écija. Ambas cuentan con un campo solar de 110 hectáreas. Ninguna de las dos cuenta con sistema de almacenamiento.

3.4.15 LEBRIJA I

Lebrija I, como su propio nombre indica, se encuentra en la localidad de Lebrija (Sevilla). Sus 50 MW de potencia son alcanzados por un campo de 756 colectores, que consiguen un área de apertura de 545 m² cada uno, resultando un total de 412.020 m². No dispone de sistema de almacenamiento.



Figura 3-42. Helioenergy I y II. (29)

3.4.16 Valle I y Valle II (ARCOSOL-50 y TERMESOL-50)

Ambas plantas disponen de tecnología de colector cilindro parabólico, con una potencia de 50 MW cada una. Las mismas se sitúan en San José del Valle (Cádiz). Estas plantas ocupan una superficie de terreno total de 200 hectáreas cada una. Disponen de una superficie de apertura de 510.120 m² dada por sus 624 colectores, agrupados en 156 lazos. Estos colectores disponen de un sistema de seguimiento en un eje Este-Oeste. Esto les permite una generación de 160 GWh al año, con un total de 3.500 horas anuales de trabajo. El ciclo obtiene un rendimiento del 38%.

Disponen de un sistema de almacenamiento indirecto de dos tanques con sales fundidas. En total hay 28.500 toneladas de estas sales en cada planta, formadas por un 60% de nitrato de sodio y un 40% de nitrato de potasio. Cada uno de estos sistemas ofrece una capacidad de 1.010 MWh.



Figura 3-43. Valle I y Valle II (37)

3.4.17 Termosolar Borges

La termosolar Borges, situada en Les Borges Blanques (Lleida) fue la primera en incorporar una tecnología híbrida CSP-Biomasa. La CSP incorpora dos unidades de biomasa de 22 MW térmicas cada una, lo que permite que funcione aun en las horas sin sol, reduciendo los ciclos de arranque y parada de las turbinas y alargando su vida útil, además de aumentar la producción de energía eléctrica. El resultado global es una planta de 22,5 MW.

El campo solar cuenta con una superficie de apertura de 183.120 m², con 336 colectores repartidos en 56 lazos. No dispone de sistema de almacenamiento.

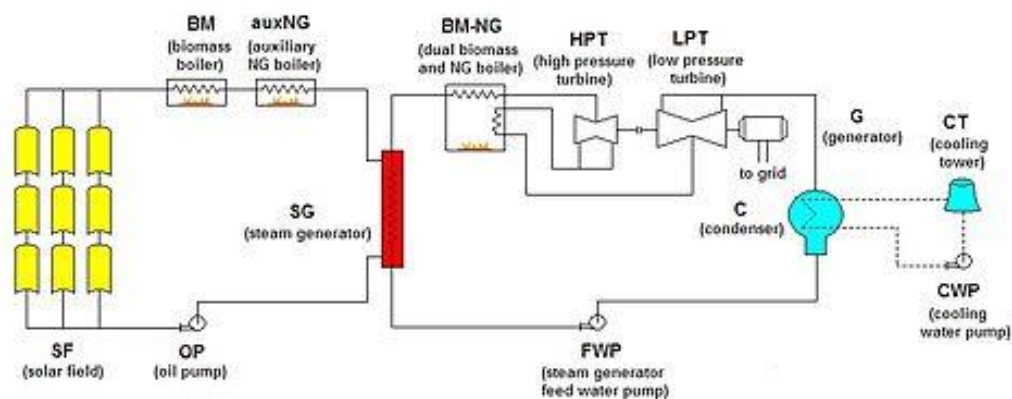


Figura 3-44. Esquema de funcionamiento



Figura 3-45. Termosolar Borges (38)

3.4.18 Consol Orellana

Consol Orellana se sitúa en la localidad de Orellana (Badajoz). Dispone de 50 MW de tecnología cilindroparábólica. Se extiende a lo largo de 186 hectáreas de terreno, en las cuales se despliegan 416 colectores, con 124 lazos que aportan un total de 405.500 m² de superficie de apertura. No dispone de sistema de almacenamiento.



Figura 3-46. Termosolar Orellana. (39)

3.4.19 Helios I y II

Helios I y II forman parte de la Plataforma Solar Castilla-La Mancha, quedando situadas en Ciudad Real. Ambas plantas, de tecnología cilindroparábólica, tienen una potencia de 50 MWe. Cada una posee 360 colectores, que ocupan una superficie próxima a las 110 hectáreas. No cuentan con almacenamiento.



Figura 3-47. Helios I y II. (29)

3.4.20 Solabén I, II, III y VI

Estas cuatro plantas cilindroparabólicas conforman la Plataforma Solar Extremadura. Las mismas se sitúan en la localidad extremeña de Logrosán (Cáceres). Cada una cuenta con 50 MW de potencia. Solabén II y III entraron en operación en el año 2012, mientras que Solabén I y VI lo hicieron algo más tarde, en 2013. No cuentan con almacenamiento de energía.

3.4.21 Solarcor I y II

Estas dos plantas cilindroparabólicas conforman la Planta Solar El Carpio, situada en la localidad cordobesa que lleva dicho nombre. Ambas plantas cuentan con 50 MW de potencia, quedando conformadas por 360 colectores que ocupan un área de 110 hectáreas aproximadamente. Ambas entran en operación en el año 2012. No poseen tecnología de almacenamiento.



Figura 3-48. Solabén I, II, III y VI. (29)



Figura 3-49. Solarcor I y II (29)

3.4.22 ASTE 1A y 1B

La planta de colectores cilindroparábolicos de ASTE 1A ocupa una superficie de 180 hectáreas de terreno de la localidad manchega de Alcázar de San Juan (Ciudad Real). En total tiene una superficie de apertura de 510.120 m², aportada por sus 624 colectores agrupados en 156 lazos, para alcanzar una potencia de 50 MW.

Dispone de 8 horas de almacenamiento, mediante un sistema indirecto de dos tanques con sales fundidas, lo que le permite aumentar considerablemente sus horas efectivas de funcionamiento a lo largo del año.

La planta de ASTE 1B tiene características idénticas a las de su hermana gemela, la 1A. La propiedad es de ELEC NOR con participación de ABN AMRO Global Infrastructure Fund y ARIES. SENER fue responsable del suministro, construcción y puesta en marcha del campo solar.



Figura 3-50. ASTE 1A y 1B. (40)

3.4.23 ASTEXOL II

Astexol se encuentra situada en Olivenza (Badajoz). Sus 624 colectores abarcan 160 hectáreas del citado municipio, ofreciendo 510.120 m² de superficie de apertura. Nos encontramos con una central cilindroparábolicas de 50 MW con una configuración típica. En ella se encuentra un sistema de almacenamiento indirecto de dos tanques con sales fundidas.

3.4.24 Planta termosolar de Morón

En la localidad sevillana de Morón nos encontramos con otra central termosolar de colectores cilindroparábolicos con una configuración ya vista en la mayoría de las centrales vistas hasta ahora. Sus 50 MW se alcanzan gracias a los 380.000 m² de superficie de apertura que aportan sus 464 colectores, elevando la temperatura del HTF de 293 a 393 °C, como en la mayoría de las centrales que incluyen este montaje.

3.4.25 Planta termosolar de Olivenza I

De nuevo se vuelve a encontrar una central cilindroparábolicas de 50 MW, esta vez situada en Olivenza (Badajoz), al igual que Astexol. Cuenta con 738 colectores que le ofrecen una superficie de apertura de 402.210 m². En total, la central abarca 160 hectáreas de terreno, dimensiones similares al resto de plantas de configuración similar. No dispone de sistema de almacenamiento.

3.4.26 TERMOSOL I y II

Termosol I y II fueron puestas en operación en el año 2013, en Navalvillar de Pela (Badajoz). Cada una se expande a lo largo de 200 hectáreas de terreno. Ambas cuentan con características idénticas en cuanto a número de colectores (640) y a superficie de apertura 523.200 m². Igualmente, ambas disponen de la misma potencia, 50 MW. Las dos cuentan con un sistema de almacenamiento indirecto de 2 tanques con sales fundidas, que le facilita hasta 9 horas extra de capacidad.

3.4.27 Termosolar SoluzGuzman

Guzmán es una más de las centrales cilindroparabólicas tipo de 50 MW. Se encuentra localizada en Palma del Río (Córdoba), abarcando 200 hectáreas de terreno. Cuenta con una superficie de 310.406 m², proporcionada por sus 384 colectores. No cuenta con sistema de almacenamiento. Con una producción anual de 108,5 millones de kWh, Soluz Guzmán es capaz de cubrir las necesidades de electricidad de unos 30.000 hogares, evitando anualmente la emisión de más de 108.500 t de CO₂.

3.4.28 Central termosolar La Africana

Africana Energía es una Central Solar Termoeléctrica de 50 MWe de potencia, con tecnología de colectores cilíndrico parabólicos se encuentra en una parcela de 270 hectáreas entre los municipios de Fuente Palmera, Posadas, Almodóvar del Río y Guadalcazar (Córdoba). La central produce 150 millones de kWh/año.

La planta incluye dos balsas de 250.000 m³ cada una para el almacenaje de lluvias pluviales, reduciendo así el consumo de otras fuentes naturales, así como una depuradora propia para llevar el agua a la turbina en condiciones óptimas para su funcionamiento.

La planta posee un sistema de almacenamiento térmico con sales fundidas que proporciona energía incluso en condiciones de menor radiación y durante más de 7 horas, el mismo puede observarse en la Figura 3-31.

3.4.29 Arenales

Planta emplazada en el municipio de Morón de la Frontera (Sevilla), con una capacidad nominal de 50 MW a través de un campo solar de colectores cilindroparabólicos, con una superficie de apertura solar aproximada de 510.020 m². Posee un sistema de almacenamiento térmico indirecto de dos tanques con sales fundidas para una autonomía de 7 horas.

La planta está diseñada para generar 148 GWh anuales de electricidad, suministrando electricidad limpia a 42.000 hogares y evitando la emisión de 113.000 toneladas/año de CO₂ procedente de combustibles fósiles.



Figura 3-51. Central termosolar La Africana (41)

3.4.30 Central solar termoeléctrica Enerstar Villena

La central se localiza en el término municipal de Villena, Alicante. La potencia nominal instalada de la misma es de 50 MW. Produce energía eléctrica por valor de 100 GWh/año. En total, la planta ocupa una superficie de 130 hectáreas, con colectores cilindroparabólicos. Al igual que la central termosolar de Borges, Enerstar Villena es una de las pocas centrales híbridas con instalación de biomasa, lo que le permite aumentar sus horas de funcionamiento sin apenas emitir contaminantes a la atmósfera.

3.4.31 Casablanca

La central termosolar Casablanca se encuentra situada en Talarrubias (Badajoz). Nos encontramos con una configuración típica de central cilindroparabólica de 50 MW. Abarca un área de 200 hectáreas, donde se encuentran los 624 colectores que aportan 510.000 m² de superficie de apertura.

Dispone de un sistema de almacenamiento indirecto de dos tanques, que le da la posibilidad de trabajar durante 7,5 horas en horas de menor radiación.



Figura 3-52. Casablanca (42)

4 RESUMEN Y CONCLUSIONES

En el presente Trabajo Fin de Máster se ha realizado un estudio de los sistemas de almacenamiento en centrales termosolares en la actualidad, analizando la literatura disponible, la tendencia que siguen las publicaciones en este ámbito y la situación de las centrales termosolares existentes y en construcción.

Se resumen los conceptos básicos sobre centrales solares de concentración y su funcionamiento, incluyendo los sistemas de almacenamiento. En particular, se resumen los beneficios de la energía solar, tanto técnica como socialmente y sobre el medio ambiente, los principios de funcionamiento y las diferentes tecnologías de centrales termosolares. A continuación, se analizan los sistemas de almacenamiento disponibles, estudiando los diferentes tipos de almacenamiento, resumiendo los aspectos que deben tenerse en cuenta al diseñar estos sistemas.

Para conocer el estado actual de esta tecnología, se ha realizado un análisis bibliométrico de la literatura disponible en este campo. A partir de este análisis se puede comprobar la evolución temporal de las publicaciones relacionadas con el almacenamiento según diferentes variables, como países, autores, tipo de almacenamiento, materiales, etc.

Como conclusiones más relevantes del estudio bibliométrico se pueden resaltar las siguientes:

- a) En la última década se encuentran contabilizadas más de 12.000 publicaciones en este campo, lo que pone de manifiesto la importancia de esta tecnología en el campo de la energía solar. Por ejemplo, en 2017 se publicaron algo más de 2.500 artículos, casi un 25% más que en el año anterior, lo cual indica que el crecimiento en cuanto a número de publicaciones es muy grande y que se está empleando mucho esfuerzo en investigar en este campo.
- b) En cuanto al ámbito geográfico, la U.E. se encuentra a la cabeza, representando casi el 30% de las publicaciones totales anuales, aunque en los últimos años se ha visto superada por China.
- c) Respecto a las diferentes tecnologías, es destacable la diferencia en número de publicaciones del almacenamiento latente respecto a las otras dos, sensible y termoquímico. En el año 2017, más del 60% de las publicaciones están relacionadas con el almacenamiento latente, lo que refleja la apuesta por esta tecnología, sobre todo debido a su gran densidad energética. También importante, aunque no en número de publicaciones, el crecimiento de publicaciones sobre almacenamiento termoquímico. Pese a sólo contar con unas 275 publicaciones en 2017, se observa un crecimiento del 40% respecto al año anterior, lo que dice que estamos ante una tecnología poco madura, pero sobre la que cada vez se investiga más, debido al gran potencial de la misma.
- d) Sobre las colaboraciones entre los diferentes países, se observa que las más intensas se producen entre las tres grandes potencias (U.E., E.E. U.U. y China). Dentro de la Unión Europea, la más frecuente es la colaboración España-Alemania.
- e) Los artículos relacionados con almacenamiento en centrales termosolares no se publican con carácter preferente en ninguna revista en particular, siendo *Applied Thermal Engineering* y *Applied Energy* las que se sitúan en cabeza, con más de 800 y 750 publicaciones respectivamente en el año 2017.

En la última parte del trabajo se han identificado las centrales termosolares, tanto en operación como en fase de construcción, resumiendo para cada una de ellas los parámetros más característicos como son; país, tecnología de captación, potencia de la central, nivel de almacenamiento, etc. Se observa claramente cómo la apuesta es cada vez mayor por los sistemas de almacenamiento, además del auge anteriormente citado de este tipo de central en países como China. Como conclusiones más relevantes de este análisis se pueden resumir las siguientes:

- a) Las grandes potencias siguen siendo Europa y EEUU, con 2319 MWe y 1695 MWe instalados respectivamente, lo que representa en total un 68,7% de la energía termosolar total instalada en el mundo.
- b) Si se observan los datos relativos a las plantas que se encuentran en construcción, se comprueba que estas zonas ni siquiera aparecen. China es el país que se encuentra en primer lugar, con 13 plantas en construcción y un total de 814 MWe, seguida de Dubái con 700 MWe repartidos en dos plantas.

- c) La mayor parte de plantas instaladas son de colectores cilindro parabólicos. En total, de las 94 plantas en operación, 76 cuentan con esta tecnología, lo que representa algo más de un 80%. Este dato es un índice de la madurez y la fiabilidad de la tecnología. El porcentaje desciende hasta menos del 50% si se consideran las centrales en construcción, puesto que el otro casi 50% corresponde a las centrales de torre, dejando un pequeño lugar a la construcción de alguna central Fresnel. Es evidente el auge de las centrales de torre, sobre todo en países como China o Dubái.
- d) En relación a los sistemas de almacenamiento, el 41% de las centrales en operación disponen de algún sistema de almacenamiento. En cambio, el 86% de las centrales en construcción están previstas que se construyan con almacenamiento, dato que vuelve a refrendar la apuesta cada vez mayor de la incorporación del almacenamiento en estas centrales. En total, en 2021, el 41% anteriormente mencionado pasará a ser un 51% de centrales con almacenamiento. Si nos referimos a la potencia instalada, el 58% (4.737 MWe) dispondrá de sistemas de almacenamiento.
- e) El ratio horas de almacenamiento/potencia instalada en MWe se sitúa en torno a 0,15 h/MWe para las centrales con una potencia inferior a los 100 MWe y con una tendencia decreciente al aumentar la potencia de la central.
- f) En las centrales con tecnología Fresnel, el ratio h/MWe aumenta, duplicando prácticamente el valor de 0,15 hMWe encontrado en el resto de centrales
- g) El 40% de las centrales de España dispone de sistema de almacenamiento, un valor semejante al porcentaje correspondiente a nivel mundial.
- h) El 90% de las centrales construidas en España dispone de tecnología cilindro parabólica, normalmente de 50 MWe, lo que se ha convertido en el estándar de nuestro país. España produjo en 2014 casi 5.000 GWh de energía eléctrica a partir de energía solar térmica, cubriendo algo más de un 2% de la demanda del país.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administration, U.S. Energy Information. International Energy Outlook 2017.
2. Islam T, Huda N, Abdullah AB, Saidur R. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018; 91:987-1018.
3. Valenzuela L, Saynes J, Moya SL. Análisis termo-hidráulico de captadores solares cilindroparabólicos para generación directa de vapor con RELAP5. *Tecnología y Ciencias del Agua* 2016; VII; 3:75-91.
4. Interempresa, Redacción. Tecnología Linear Fresnel para la primera planta de energía solar térmica a gran escala. <http://www.interempresas.net>. 04 de 05 de 2010.
5. Energía Solar. [En línea] [Citado el: 25 de 03 de 2019.] <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/alta-temperatura>.
6. Pelay U, Luo L, Fan Y, Stitou D, Rood M. Thermal energy storage systems for concentrated solar power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017; 79:82-100.
7. Liu M, Steven Tay NH, Bell S, Belusko M, Jacob R, Will G, Saman W, Bruno F. Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016; 53:1411-143.
8. Kuravi S, Trahan J, Goswami DY, Rahman MM, Stefanakos EK. Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. *Progress in Energy and Combustion Science* 2013; 39:285-319.
9. Calderón A, Barreneche C, Hernández-Valle K, Galindo E, Segarra M, Fernández AI. Where is Thermal Energy Storage (TES) research going? – A bibliometric analysis. *Solar Energy* 2019 (Pendiente de publicación).
10. Xu B, Li P, Chan C. Application of phase change materials for thermal energy storage in concentrated solar thermal power plants: A review to recent developments. *Applied Energy* 2015; 160:286-307.
11. Tehrani SM, Taylor RA, Nithyanandam K, Ghazani AS. Annual comparative performance and cost analysis of high temperature, sensible thermal energy storage systems integrated with a concentrated solar power plant. *Solar Energy* 2017; 153:153-172.
12. Ortiz C, Romano MC, Valverde JM, Binotti M, Chacartegui R. Process integration of Calcium-Looping thermochemical energy storage system in concentrating solar power plants. *Energy* 2018; 155:535-551.
13. Gibb D, Johnson M, Romani J, Gasia J, Cabeza LF, Seitz A. Process integration of thermal energy storage systems – Evaluation methodology and case studies. *Applied Energy* 2018; 230:750-760.
14. Magdalena W, Pineda F, Fernández AG, Mata-Torres C, Escobar RA. Materials corrosion for thermal energy storage systems in concentrated solar power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018; 86:22-44.
15. Madjid S, Maher SD, Collard D, Tassan M, Will G, Steinberg TA. Materials compatibility for the next generation of Concentrated Solar Power plants. *Energy Storage Materials* 2018; 14:179-198.
16. Grosu Y, Udayashankar N, Bondarchuk O, González-Fernández L, Faik A. Unexpected effect of nanoparticles doping on the corrosivity of molten nitrate salt for thermal energy storage. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2018; 178:91-97.
17. Alva G, Lin Y, Fang G. An overview of thermal energy storage systems. *Energy* 2018; 144:341-378.
18. Seitz M, Johnson M, Hübner S. Economic impact of latent heat thermal energy storage systems within direct steam generating solar thermal power plants with parabolic troughs. *Energy Conversion and Management* 2017; 143:286-294.

19. Jacob R, Belusko M, Fernández AI, Cabeza LF, Saman W, Bruno F. Embodied energy and cost of high temperature thermal energy storage systems for use with concentrated solar power plants. *Applied Energy* 2016; 180:586-597.
20. Thaker S, Oni AO, Kumar A. Techno-economic evaluation of solar-based thermal energy storage systems. *Energy Conversion and Management* 2017; 153:423-434.
21. Alva G, Liu L, Huang X, Fang G. Thermal energy storage materials and systems for solar energy applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017; 68:693-706.
22. Mao Q. Recent developments in geometrical configurations of thermal energy storage for concentrating solar power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016; 59:320-327.
23. Mixing enhancement in thermal energy storage molten salt tanks. Iranzo A, Suárez C, Guerra J. 168, 2018, *Energy Conversion and Management* 168, págs. 320–328.
24. Prieto C, Rodríguez A, Patiño D, Cabeza LF. Thermal energy storage evaluation in direct steam generation solar plants. *Solar Energy* 2018; 159:501-509. .
25. Araújo AKA, Medina GI. Analysis of the effects of climatic conditions, loading level and operating temperature on the heat losses of two-tank thermal storage systems in CSP. *Solar Energy* 2018; 176:358-369.
26. Suárez C, Pino J, Rosa F, Guerra J. Analytical approach to ground heat losses for high temperature thermal storage systems. *International Journal of Energy Research* 2018; 43:439-454.
27. SolarPACES. [En línea] <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>.
28. PROTERMOSOLAR. [En línea] <https://www.protermosolar.com/>.
29. ESTELA. [En línea] <http://www.estelasolar.org>.
30. Abengoa Solar. [En línea] <http://www.abengoasolar.com>.
31. Grupo Cobra. [En línea] <http://www.grupocobra.com/>.
32. Marquesado Solar. [En línea] <https://marquesadosolar.com/es/>.
33. REVE. [En línea] <https://www.evwind.com>.
34. Acciona. [En línea] <https://www.acciona.com>.
35. SENER. [En línea] <http://www.poweroilandgas.sener>.
36. Torresol Energy - Gemasolar. [En línea] <http://torresolenergy.com/gemasolar/>.
37. Torresol Energy - Central Termosolar Valle. [En línea] <http://torresolenergy.com/valle-1-valle-2/>.
38. REVE. [En línea] <https://www.evwind.com/2012/12/14/entra-en-funcionamiento-la-primera-central-hibrida-termosolar-biomasa/>.
39. Acciona - Termosolar Orellana. [En línea] <https://www.acciona.cl/proyectos/energia/termosolar/termosolar-orellana/>.
40. SENER - Aste 1A y 1B. [En línea] <http://www.poweroilandgas.sener/es/proyectos/plantas-termosolares-ccp-aste1a-y-1b>.
41. Grupo Ortiz - Central La Africana. [En línea] [http://www.grupoortiz.com/es/negocio/energia/energias-renovables\(epc\)/proyecto-id-1352/](http://www.grupoortiz.com/es/negocio/energia/energias-renovables(epc)/proyecto-id-1352/).
42. Grupo Cobra - Casablanca. [En línea] <http://www.grupocobra.com/proyecto/central-termosolar-casablanca/>.
43. NREL. [En línea] <https://solarpaces.nrel.gov>.

