

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería en Tecnologías Industriales

Investigación en el Desarrollo de Tecnologías de Almacenamiento de Energía Térmica. Hacia un Futuro más Sostenible.

Autor: D. Ismael López López

Tutor: Prof. Dr. Antonio Muñoz Blanco

Prof. Dr. Tomás Sánchez Lencero

Dpto. Teoría de la Señal y Comunicaciones
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



GMTS | GRUPO DE MAQUINAS Y MOTORES
TERMICOS DE SEVILLA

Trabajo de Fin de Grado
Ingeniería en Tecnologías Industriales

Investigación en el Desarrollo de Tecnologías de Almacenamiento de Energía Térmica. Hacia un Futuro más Sostenible.

Autor:

D. Ismael López López

Tutor:

Prof. Dr. D. Antonio Muñoz Blanco

Catedrático de Universidad

Prof. Dr. D. Tomás Sánchez Lencero

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Trabajo de Fin de Grado: Investigación en el Desarrollo de Tecnologías de Almacenamiento de Energía
Térmica. Hacia un Futuro más Sostenible.

Autor: D. Ismael López López

Tutor: Prof. Dr. D. Antonio Muñoz Blanco
Prof. Dr. D. Tomás Sánchez Lencero

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Sevilla, 2020

Resumen

En el presente proyecto, se ha llevado a cabo una investigación acerca de las tecnologías de almacenamiento de energía térmica disponibles y en desarrollo, de manera que puedan tenerse los conocimientos necesarios sobre este tipo de sistemas.

Los grandes retos energéticos del momento pasan por el aumento de la eficiencia energética de los procesos y sobretudo el ahorro energético. Es aquí, donde entran en juego las tecnologías de almacenamiento, apostando por usar elementos de bajo consumo y aprovechar todo excedente energético para guardarlo y cederlo en periodos donde no haya acceso a la fuente energética.

Uno de los mayores casos de interés en este sentido se encuentra en las plantas solares, tanto de producción por fotovoltaica como por termosolar, donde la fuente energética está limitada a las horas de sol diarias. Por ello, requieren de sistemas de almacenamiento de energía para conservar y aprovechar todo el excedente producido y poder suministrar energía incluso en horas sin radiación solar.

También se van a analizar dos casos concretos donde el almacenamiento de energía podría resultar de gran interés. El primero de ellos corresponde al caso de las islas remotas o microrredes, donde debe aprovecharse toda energía producida para abastecer la demanda de la zona, pues las limitaciones geográficas impiden la instalación de grandes plantas y se requiere de importación energética. Por otro lado, se estudiará el almacenamiento en sales fundidas que ya se está empleando en algunas centrales termosolares y que es el sistema de almacenamiento energético que más interés suscita de cara al futuro para este tipo de instalaciones.

Abstract

In the present project, research has been carried out on available and developing thermal energy storage technologies, so that the necessary knowledge on this type of systems can be had.

The great energy challenges of the moment are to increase the energy efficiency of the processes and above all the energy saving. In this perspective, storage technologies come into play, betting on using low-consumption elements and take advantage of any surplus energy to store and transfer it in periods where there's no access to the energy source.

One of the greatest cases of interest in this sense is found in solar plants, both photovoltaic and thermosolar production, where the energy source is limited to daily hours of sunshine. For this reason, they require energy storage systems to conserve and take advantage of all the surplus produced and to be able to supply energy even in hours without solar radiation.

Two specific cases in which energy storage could be of great interest will also be analysed. The first of them corresponds to the case of remote islands or microgrids, where all the energy produced must be used to supply the demand of the area, since geographical limitations prevent the installation of large plants and energy imports are required. On the other hand, the molten salt storage that is already being used in some solar thermal power plants will be studied, as this is the thermal energy storage system that arouses the most interest in the future for this type of installation.

Agradecimientos	viii
Resumen	x
Abstract	xii
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 INTRODUCCIÓN AL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	11
2 ALMACENAMIENTO TÉRMICO. INTRODUCCIÓN	14
2.1 Almacenamiento de energía térmica mediante calor sensible	14
2.2 Almacenamiento de energía térmica mediante calor latente	15
2.3 Aspectos económicos del almacenamiento térmico	16
2.4 Aspectos medioambientales y de sostenibilidad	17
3 ESTADO ACTUAL DEL ARTE	18
3.1 Almacenamiento de energía térmica a gran escala	18
3.1.1 Clasificación UTES	18
3.1.2 Almacenamiento en acuíferos	20
3.1.3 Almacenamiento en pozos de sondeo	22
3.2 Aplicación en plantas solares actuales	25
3.2.1 Plantas de energía solar por concentración (CSP)	25
3.2.2 Plantas fotovoltaicas conectadas a la red	27
3.2.3 Uso de baterías de manera centralizada/generación distribuida	28
3.2.4 Problemática actual de los equipos en plantas solares	30
3.2.5 Retos para sistemas de almacenamiento térmico en aplicaciones solares	31
4 EXPECTATIVAS FUTURAS Y NUEVOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO. UNA VISIÓN DE FUTURO	33
4.1 Almacenamiento de energía térmica con hidrógeno	33
4.1.1 Producción de hidrógeno	33
4.2 Almacenamiento en sólido	34
4.2.1 Hormigón reforzado con fibras	35
4.2.2 Hormigón de aluminio con agregados de grafito	36
4.2.3 Intercambiador de calor	36
4.2.4 Plantas con almacenamiento térmico de hormigón integrado	37
4.3 Supercondensadores	37
4.4 Sistemas de absorción	38
4.4.1 Principio de almacenamiento	38
4.4.2 Sistema de almacenamiento de calor solar por absorción	39
4.5 Almacenamiento térmico en hielo	40
4.5.1 Clasificación	40
4.5.2 Sistemas de hielo sobre tuberías	41
4.5.3 Cosechadoras de hielo	43

4.6	<i>Sistemas ETES (Electric Thermal Energy Storage)</i>	44
5	CASOS PARTICULARES: ISLAS REMOTAS Y MICRORREDES	46
5.1	<i>Microrredes</i>	46
5.2	<i>Islas remotas</i>	47
6	ESTUDIO DE INTERÉS: ALMACENAMIENTO TÉRMICO MEDIANTE SALES FUNDIDAS	49
6.1	<i>Clasificación de sistemas de almacenamiento mediante sales fundidas</i>	49
6.2	<i>Sistema de almacenamiento con dos tanques</i>	49
6.2.1	<i>Funcionamiento</i>	51
6.3	<i>Sistema de un solo tanque. Termoclina</i>	52
6.3.1	<i>Funcionamiento</i>	52
6.4	<i>Nanotecnología y sales fundidas</i>	54
7	PROYECTOS DESTACADOS EN DESARROLLO	55
7.1	<i>Sistema Solar Térmico Molecular</i>	55
7.2	<i>Almacenamiento Térmico basado en PCM encapsulados</i>	55
7.3	<i>Proyecto CREATE (Compact Retrofit Advanced Thermal Energy storage)</i>	56
7.4	<i>Proyecto ARPA-E</i>	57
8	CONCLUSIONES	59
9	LISTADO DE REFERENCIAS	61
10	ANEXOS	62
10.1	<i>Datos DOE: Global Energy Storage Database.</i>	62
10.2	<i>Bomba centrífuga para altas temperaturas.</i>	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades físicas de los materiales de almacenamiento sensible. Fuente: Hermann, U., Geyer, M., and Kearny, D. 2002. Overview of thermal Storage Systems.	15
Tabla 2. Propiedades físicas de los materiales de almacenamiento latente. Fuente: Hermann, U., Geyer, M., and Kearny, D. 2002. Overview of thermal Storage Systems.	16
Tabla 3. Características Tecnologías CSP.	26
Tabla 4. Plantas Solares actuales que usan sistemas de almacenamiento de energía térmico.	27
Tabla 5. Resultado de distintas configuraciones de aletas en intercambiadores de calor [Panneer, 2012].	37

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de producción-demanda solar.	11
Figura 2. Línea temporal de la investigación en sistemas de almacenamiento de energía térmica.	12
Figura 3. Comparativa en costes y eficiencia de sistemas de almacenamiento termoquímicos vs térmicos.	13
Figura 4. Comparativa de costes de sistemas de almacenamiento de energía térmica más usuales.	17
Figura 5. Representación esquemática de los distintos UTES (ATES, BTES, CTES).	19
Figura 6. Principal configuración ATES.	20
Figura 7. Acuífero en contacto directo con la atmósfera.	21
Figura 8. Tipos de acuíferos.	21
Figura 9. Vista lateral del almacenamiento térmico en pozo.	23
Figura 10. Diseños de colectores de intercambiadores verticales de suelo comunes.	24
Figura 11. Diagrama de la Planta “Abengoa Solar’s Solana” en Gila Bend, Arizona.	25
Figura 12. Características de un generador fotovoltaico convencional conectado a la red.	29
Figura 13. Sistema fotovoltaico conectado a la red con uso de baterías como seguidores pasivos distribuidos e inversor centralizado.	29
Figura 14. Módulo de almacenamiento térmico en hormigón.	34
Figura 15. Ciclo de almacenamiento por absorción a largo plazo. Principio de operación.	39
Figura 16. Ciclo de almacenamiento por absorción a largo plazo. Principio de operación y diagrama presión-temperatura para el caso de LiBr-H ₂ O.	40
Figura 17. TES hielo sobre tuberías.	41
Figura 18. Porción de baja presión del sistema.	42
Figura 19. Porción de alta presión del sistema.	42
Figura 20. Funcionamiento de un sistema ETES.	45
Figura 21. Sistema ETES, Hamburgo.	45
Figura 22. Estructura típica de una microrred.	46
Figura 23. Caso típico de demanda de potencia en una isla remota.	48
Figura 24. Esquema de los elementos de la central para un sistema de almacenamiento con configuración indirecta.	50
Figura 25. Esquema de los elementos de la central para un sistema de almacenamiento con configuración directa.	50
Figura 26. Gráfico de irradiación solar en Andasol.	51
Figura 27. Gráfico de operación de Andasol.	52
Figura 28. Esquema de los elementos de la central para un sistema de almacenamiento con configuración de tanque Termoclino.	52
Figura 29. Sistema Termoclina.	53
Figura 30. Sistema de almacenamiento de energía propuesto con PCM encapsulado.	56

Figura 31. Sistema de almacenamiento Proyecto CREATE.	57
Figura 32. Esquema básico almacenamiento térmico proyecto ARPA-E.	58

TES	Thermal Energy Storage
ATES	Aquifer Thermal Energy Storage
BTES	Borehole Thermal Energy Storage
UTES	Underground Thermal Energy Storage
CTES	Cavern Thermal Energy Storage
SPF	Stacional Power Factor
PCM	Phase Change Material
GSHP	Ground Source Heat Pump
BHE	Borehole Heat Exchanger
CSP	Concentrated Solar Power
MPP	Maximum Power Point
HTF	Heat Transfer Fluid
DG	Distributed Generator

1 INTRODUCCIÓN AL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La idea del almacenamiento de energía surge de la necesidad de contrarrestar los momentos de pico en cuanto a la demanda y la producción de energía. Por ejemplo, en el caso de la energía solar, durante la noche no se produce nada y en invierno, su producción de energía eléctrica es inferior que en verano. Es por ello, que es necesario el uso de uno o varios sistemas de almacenamiento que actúen en concordancia, para aprovechar esa energía producida durante los picos de energía solar del día o de verano, para ser usada posteriormente durante la noche o en invierno.

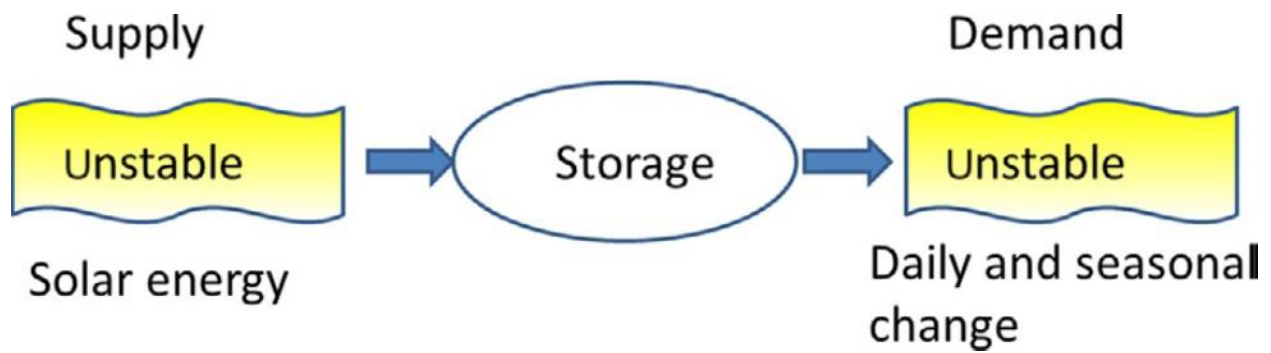


Figura 1. Proceso de producción-demanda solar.

Además, los sistemas de almacenamiento de energía cuentan con una serie de ventajas:

- Reducen el coste de la energía.
- Mejoran la calidad del aire.
- Incrementan la flexibilidad de la demanda.
- Reducen el tamaño del equipo.
- Mejoran la eficiencia de la instalación ya que hay mayor aprovechamiento energético.
- Reducen las emisiones de contaminantes.

Por otra parte, la energía solar es una fuente de energía cuya producción o demanda es altamente variable, ya que depende de factores como el clima, la estación del año, la región, etc. Es por ello por lo que necesita de otras fuentes adicionales para paliar los picos energéticos de demanda en los que la solar no pueda cubrir por sí misma las necesidades energéticas demandadas por la sociedad.

A pesar de que todo lo relacionado con almacenamiento de energía parezca algo novedoso, la historia de estos sistemas tiene ya casi 200 años de investigación, como se puede ver en el siguiente esquema cronológico:

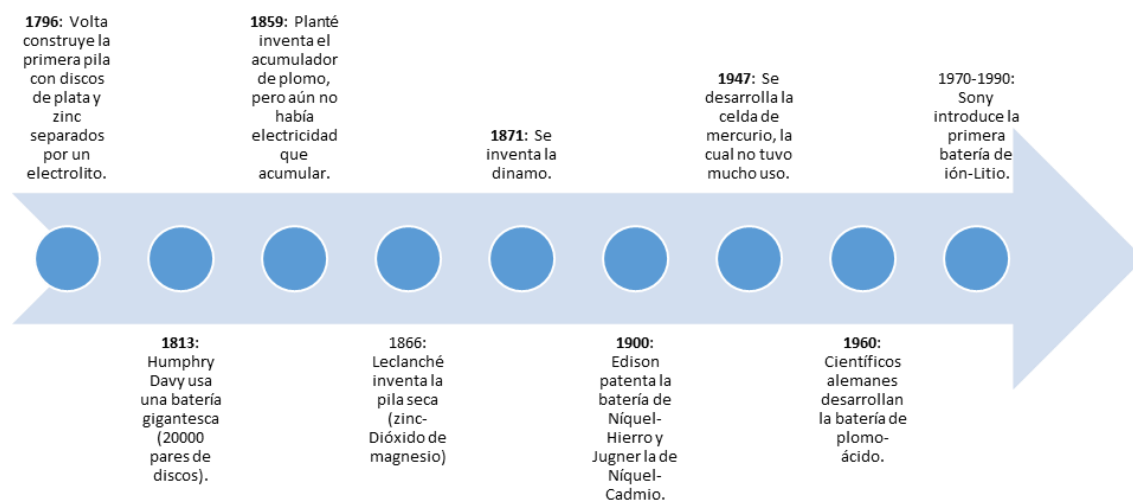


Figura 2. Línea temporal de la investigación en sistemas de almacenamiento de energía térmica.

Cabe mencionar, aunque no será motivo de estudio en el presente trabajo, el almacenamiento de energía electroquímico. Este tipo de almacenamiento de energía se describe brevemente a continuación, con el fin de dar a conocer una primera aproximación del mismo.

La energía termoquímica es almacenada en forma de energía de enlace de un compuesto químico. Durante una reacción termoquímica, los enlaces atómicos se rompen a través de una reacción química reversible y son catalizados por un aumento de la temperatura, lo que permite que la energía se almacene. Después de ocurrir la separación termoquímica, los constituyentes se almacenan separados hasta que se desee realizar la reacción de combinación. Finalmente, la recombinación de los enlaces entre los átomos libera la energía termoquímica almacenada.

Las principales ventajas del almacenamiento termoquímico incluyen una alta densidad energética a largo plazo y una baja temperatura de almacenamiento.

Algunas de las tecnologías de almacenamiento electroquímico actuales son:

- Baterías Redox.
- Baterías de flujo completo y de electrolito estático.
- Parejas metal-halógeno.

En cuanto a los problemas de estas tecnologías, las baterías presentan un coste por unidad de almacenamiento de energía elevado, para instalaciones de gran producción de energía, debido al coste inicial de capital principalmente. Por otro lado, seguridad, ciclos de carga y descarga, vida útil y fiabilidad son otros grandes problemas que solucionar. Cabe destacar que los esfuerzos en materia de almacenamiento electroquímico se están centrando en las baterías de ión-litio, por la efectividad de sus ciclos de carga y descarga y su durabilidad, junto con la investigación de nanopartículas que mejoren la capacidad y funcionamiento de estos equipos.

Por último, se muestra una gráfica comparativa entre algunos sistemas de almacenamiento de energía termoquímica (baterías, supercondensadores, volante de inercia) frente a los más comunes en cuanto almacenamiento de energía térmica en plantas termosolares (tanques y termoclina), en términos de coste y eficiencia. Puede observarse a simple vista que los sistemas de almacenamiento de energía térmica son mucho más baratos y algo más eficaces que los termoquímicos, lo que nos indica que a priori son una buena opción para el almacenaje.

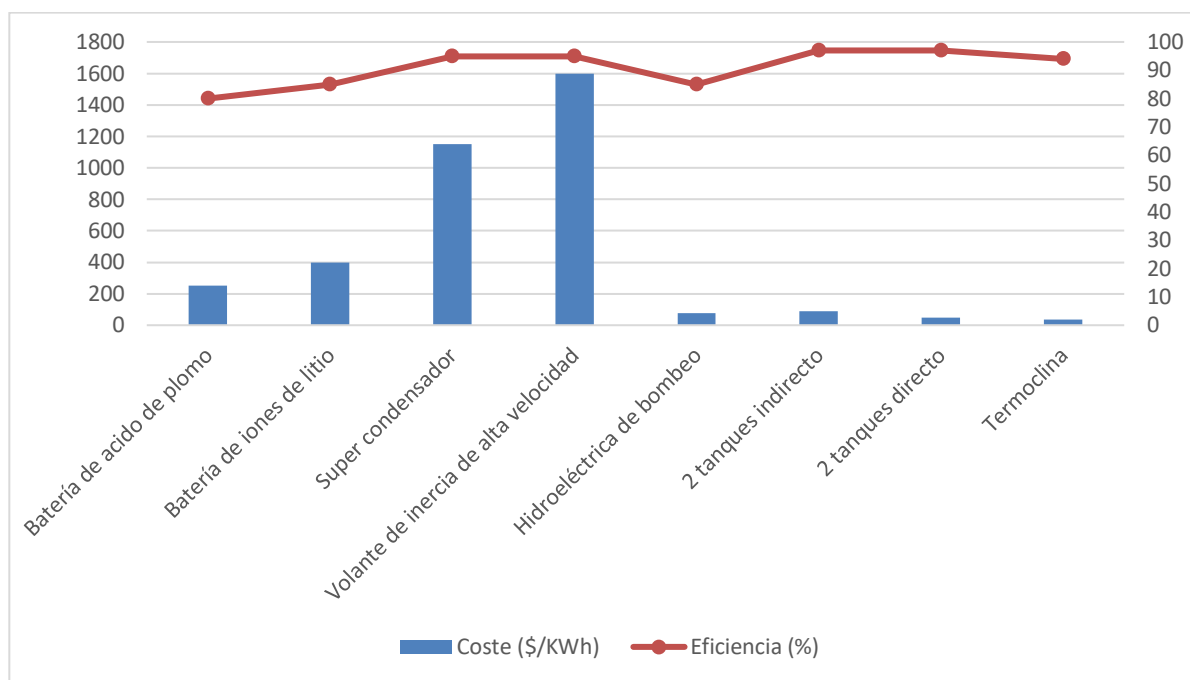


Figura 3. Comparativa en costes y eficiencia de sistemas de almacenamiento termoquímicos vs térmicos.

Para ver más información de manera gráfica acerca de la situación actual en cuanto a la capacidad de almacenamiento por países y según el tipo de tecnología de almacenamiento, véase el Anexo 1.

2 ALMACENAMIENTO TÉRMICO. INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de energía térmica (TES) se refiere a las tecnologías que almacenan una forma de energía térmica, que puede ser calor o frío. Las tecnologías TES pueden dividirse en dos categorías: termofísicas y termoquímicas. La primera está basada en la diferencia de temperatura y/o calor latente debido al cambio de fase, y la segunda en la entalpía de reacción o adsorción. El TES basado en la termofísica está mucho más desarrollado técnicamente que el TES basado en la termoquímica. A nivel mundial, las tecnologías TES representan aproximadamente el 54% de las instalaciones de almacenamiento de energía en el mundo, con excepción de las centrales hidroeléctricas de bombeo.

Estos sistemas pueden ser utilizados para equilibrar la demanda de energía durante el día y la noche, manteniendo los depósitos de calor a una temperatura mayor o menor que la del ambiente. En este sentido, los procesos más comunes de almacenamiento de energía térmica están relacionados con la acumulación de energía solar térmica en centrales termosolares y, por otro lado, el almacenamiento de calor residual de procesos industriales en forma de vapor, agua caliente, etc, para usarse en otros puntos de las instalaciones donde se necesite energía térmica.

En general, es deseable que los TES utilicen materiales que posean un gran cambio de energía interna por unidad de volumen y/o masa, minimizando de esta manera el espacio necesario para almacenar la cantidad de energía deseada. Para ser económicamente competitivos frente a los sistemas solares convencionales, es importante emplear sustancias con un alto cambio de energía interna por coste unitario. Otras propiedades como presión del vapor, toxicidad y corrosividad también deben ser consideradas ya que influyen en el precio del material de contención y la operación de estos sistemas.

Existen distintos tipos de sistemas de almacenamiento de energía térmica de manera termofísica, los cuales se explican a continuación.

2.1 Almacenamiento de energía térmica mediante calor sensible

El calor sensible puede ser energía potencial caliente o fría con respecto a la temperatura ambiente, almacenada en sólido, líquido o en un medio dual que consiste en una combinación sólido-líquida. El cambio de energía en el calor sensible depende de la masa, el calor específico y el cambio de temperatura:

$$\Delta U = m * C_p * (T_1 - T_2)$$

Donde ΔU representa el cambio de energía interna del material en kilojulios, m representa la masa del material en kilogramos, C_p es el calor específico (kJ/(kg*K)) y T_1 , T_2 son las temperaturas inicial y final del material respectivamente, en Kelvin.

En cuanto a los materiales para almacenamiento de calor sensible, deben ser estables térmicamente y no sufrir ningún cambio de fase durante temperaturas extremas. La sustancia también debe tener una alta capacidad térmica, alta densidad y una presión de vapor aceptablemente baja. En la siguiente tabla se enumeran varios materiales sensibles de almacenamiento de calor y algunas de sus propiedades térmicas:

Physical Properties of Sensible Storage Materials

Storage Medium	Temperature (°C)		Average Density (kg/m³)	Average Heat Conductivity (W/mK)	Average Heat Capacity (kJ/kgK)	Volume-Specific Heat Capacity (kWh/m³)	Media Cost (\$/kg)	Media Cost (\$/kWh)
	Cold	Hot						
Solid media								
Sand-rock-mineral oil	200	300	1,700	1.0	1.30	60	0.15	4.2
Reinforced concrete	200	400	2,200	1.5	0.85	100	0.05	1.0
Solid NaCl	200	500	2,160	7.0	0.85	150	0.15	1.5
Cast iron	200	400	7,200	37.0	0.56	160	1.00	32.0
Cast steel	200	700	7,800	40.0	0.60	450	5.00	60.0
Silica fire bricks	200	700	1,820	1.5	1.00	150	1.00	7.0
Magnesia fire bricks	200	1,200	3,000	5.0	1.15	600	2.00	6.0
Liquid media								
Mineral oil	200	300	770	0.12	2.6	55	0.30	4.2
Synthetic oil	250	350	900	0.11	2.3	57	3.00	43.0
Silicone oil	300	400	900	0.10	2.1	52	5.00	80.0
Nitrite salts	250	450	1,825	0.57	1.5	152	1.00	12.0
Nitrate Salts	265	565	1,870	0.52	1.6	250	0.70	5.2
Carbonate salts	450	850	2,100	2.0	1.8	430	2.40	11.0
Liquid sodium	270	530	850	71.0	1.3	80	2.00	21.0

Tabla 1. Propiedades físicas de los materiales de almacenamiento sensible. Fuente: Hermann, U., Geyer, M., and Kearny, D. 2002. Overview of thermal Storage Systems.

2.2 Almacenamiento de energía térmica mediante calor latente

El calor latente se define como la cantidad de energía en forma de calor liberada o absorbida por un material durante un cambio de estado o de fase, como por ejemplo de sólido a líquido (fusión), o de líquido a gas (vaporización). El almacenamiento de energía por calor latente es de relativa importancia para materiales que experimentan un cambio significativo de energía interna durante un cambio de fase.

La energía de cambio de fase de un material determina su capacidad térmica de almacenamiento como material de cambio de fase (PCM). Para ser apropiados para almacenamiento de calor latente, los materiales deben exhibir un alto calor de transición, alta densidad, una temperatura de transición apropiada, baja toxicidad, y alto rendimiento para bajo coste.

A continuación, se muestran algunos de los materiales más usados en este aspecto junto con sus propiedades físicas:

Physical Properties of Latent Storage Materials

Phase Change Storage Medium	Temperature (°C)	Average Density (kg/m ³)	Average Heat Conductivity (W/mK)	Average Heat Capacity (kJ/kgK)	Volume-Specific Heat Capacity (kWh/m ³)	Media Cost (\$/kg)	Media Cost (\$/kWh)
NaNO ₂	308	2,257	0.5	200	125	0.20	3.6
KNO ₃	333	2,110	0.5	267	156	0.30	4.1
KOH	380	2,044	0.5	150	85	1.00	24.0
Salt-ceramic (NaCO ₃ -BaCO ₃ -MgO)	500-850	2,600	5.0	420	300	2.00	17.0
NaCl	802	2,160	5.0	520	280	0.15	1.2
Na ₂ CO ₃	854	2,533	2.0	276	194	0.20	2.6
K ₂ CO ₃	897	2,290	2.0	236	150	0.60	9.1

Tabla 2. Propiedades físicas de los materiales de almacenamiento latente. Fuente: Hermann, U., Geyer, M., and Kearny, D. 2002. Overview of thermal Storage Systems.

Un inconveniente de este tipo de materiales es que a menudo son inflamables, por lo que requieren la adición de sistemas de seguridad en el diseño de sus recipientes de almacenamiento. Por ello, el calor latente es más difícil de transferir que el sensible.

2.3 Aspectos económicos del almacenamiento térmico

La tecnología de almacenamiento de energía es benigna para el medioambiente. Sin embargo, esto no es lo suficientemente bueno mientras no se haya dado un valor económico a las ventajas medioambientales. La única razón válida para los sistemas de almacenamiento de energía en una economía de mercado (nos guste o no) es que es más rentable almacenar energía de un momento a otro, que producirla más tarde cuando sea necesario. Esto implica que la energía almacenada debe ser más barata cuando se inyecta que el valor de la energía cuando se recupera. Esta diferencia de precio debe ser lo suficientemente grande como para cubrir los costos de inversión, mantenimiento, operación y pérdidas de energía.

Hoy en día existen muchas aplicaciones de almacenamiento económicamente viables como los sistemas de almacenamiento de energía térmica.

Estos sistemas, suelen ser económicamente justificables cuando los costes anualizados y de operación son inferiores a los de los equipos de generación primaria suministrando las mismas cargas y períodos de servicio. Los TES se instalan a menudo para reducir los costes iniciales de los componentes de otras plantas y los costes de operación.

Se necesitan estudios exhaustivos para determinar los detalles de la selección, implementación y operación de un sistema TES, ya que muchos factores influyen en los parámetros de diseño. Los estudios deben considerar todas las variables que impactan los beneficios económicos de un TES:

- Objetivos de gestión (a corto y largo plazo).
- Efectos medioambientales.
- Objetivos de conservación de energía.
- Objetivos económicos.
- Parámetros financieros del proyecto.
- Incentivos disponibles para servicios públicos.
- La naturaleza del escenario (sistema nuevo o existente).
- Capacidad neta de almacenamiento en calefacción y/o refrigeración.

- Disponibilidad de espacio (especialmente para un tanque de almacenamiento).

Por último y a modo de comparativa, se muestran los costes de algunos de los sistemas de almacenamiento de energía térmica más usuales.

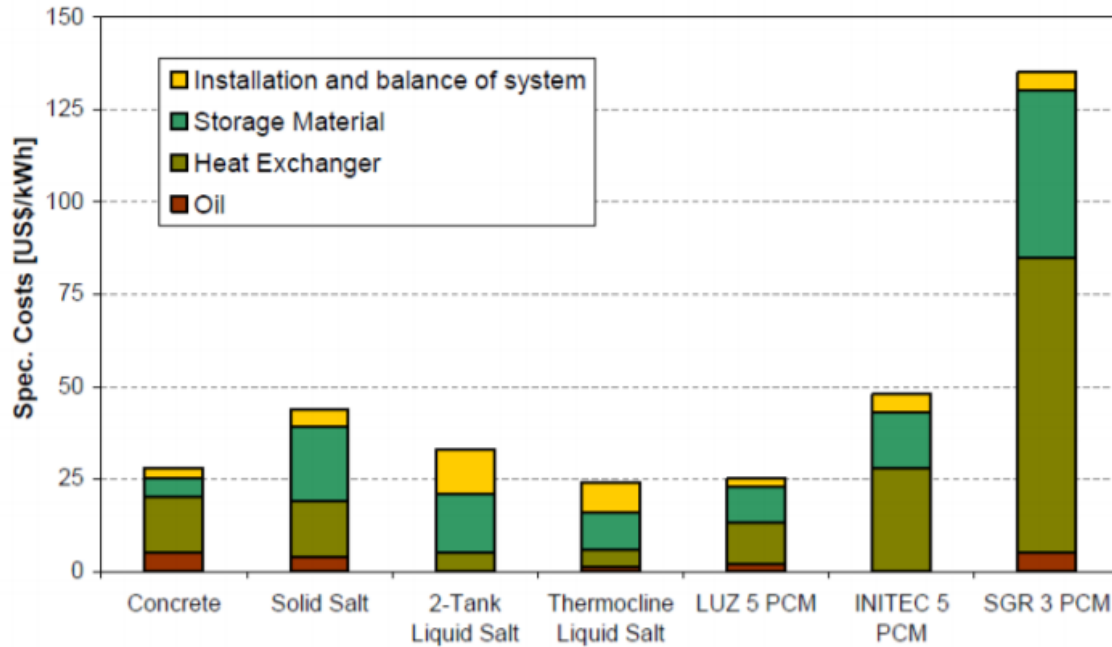


Figura 4. Comparativa de costes de sistemas de almacenamiento de energía térmica más usuales.

2.4 Aspectos medioambientales y de sostenibilidad

Los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) pueden contribuir significativamente a satisfacer los deseos de la sociedad por un uso más medioambientalmente amistoso de la energía y reducir el impacto medioambiental, especialmente en calefacción y refrigeración de edificios y aplicaciones de servicios públicos. Reduciendo el uso de la energía, los sistemas TES proporcionan importantes beneficios medioambientales conservando los combustibles fósiles mediante el aumento de la eficiencia y/o la sustitución de los combustibles, y mediante la reducción de emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x entre otros.

Los TES pueden afectar a las emisiones, reduciendo la cantidad de CFC, HCFC en los refrigerantes y de los gases derivados de la quema de combustibles para calefacción o refrigeración.

Por otro lado, en materia de sostenibilidad, un suministro fiable de energía es generalmente aceptado como necesario, pero no es suficiente para el desarrollo dentro de una sociedad civilizada. Además, el desarrollo sostenible exige un suministro sostenible de recursos energéticos. En general, se reconoce que el suministro de recursos energéticos como combustibles fósiles y uranio es limitado. Otras fuentes de energía como la luz solar, viento y caída del agua se consideran renovables, y por tanto, sostenibles a largo plazo, así como la biomasa.

Otra implicación de la sostenibilidad es que el desarrollo sostenible requiere que los recursos energéticos se usen de la manera más eficiente posible. De esta manera, la sociedad maximiza los beneficios que obtiene de la utilización de sus recursos energéticos y minimiza los correspondientes impactos negativos, como el daño ambiental. Los sistemas de almacenamiento de energía térmica pueden contribuir a una mayor sostenibilidad, ya que pueden ayudar a ampliar el suministro de recursos energéticos, mejorar los costos y reducir los impactos ambientales y otros negativos en la sociedad.

3 ESTADO ACTUAL DEL ARTE

3.1 Almacenamiento de energía térmica a gran escala

En este subcampo del almacenamiento de energía térmica a gran escala, las dos opciones más prometedoras son el almacenamiento en acuífero (ATES) y el almacenamiento a través de intercambiadores de calor de perforación (BTES). Por otro lado, también se incluye el uso de cavidades subterráneas (CTES), pero hasta ahora es el menor usado comercialmente.

Debido a que un gran volumen es necesario para fines estacionales, los sistemas de almacenamiento de calor se encuentran a menudo en el suelo o cerca de la superficie.

El almacenamiento de energía térmica bajo tierra permite mantener un almacenamiento de energía a largo plazo e incluso estacional. Cuando se necesitan grandes volúmenes para el almacenamiento térmico, los sistemas de almacenamiento térmicos bajo tierra son los más usados comúnmente.

Estos sistemas almacenan energía térmica del calor y/o frío natural en el aire, suelo, agua, energía solar y calor residual de cualquier proceso mecánico con fines estacionales. Es posible utilizar el calor del verano para calentar en invierno y el frío invernal para enfriar en verano con este tipo de sistemas. Además, contribuyen a reducir el consumo de combustibles al permitir el uso de fuentes de energía alternativas.

También pueden reducirse los dispositivos mecánicos de refrigeración que utilizan sustancias dañinas para la capa de ozono, como los CFC. Si se explotan y utilizan plenamente, los sistemas UTES, pueden desempeñar un papel importante en la reducción de emisiones que conducen al calentamiento global y al agotamiento de la capa de ozono.

Algunas ventajas de este tipo de almacenamiento térmico son:

- Enormes reservas de energía en la naturaleza que podrían ser almacenadas de esta manera, y luego utilizarse para diversos fines (calefacción y/o refrigeración).
- Bajos costos de operación y alta rentabilidad a largo plazo (reducción de los costes de la electricidad por operación de máquinas de refrigeración y plantas alrededor del 75%. Los costes iniciales se pagan antes de 5 años).
- Protección del medio ambiente. Fuentes recuperables.
- Posible utilización de los pozos abandonados que fueron perforados para diferentes finalidades.

3.1.1 Clasificación UTES

Existen varios conceptos sobre cómo el subsuelo puede ser utilizado para el almacenamiento de energía térmica dependiendo de las condiciones geológicas, hidrogeológicas y otras condiciones del sitio.

Los sistemas UTES pueden clasificarse según:

1. Temperatura de almacenamiento (baja o alta).

En baja temperatura, las temperaturas de almacenamiento oscilan entre 0 y 40-50 °C como máximo. La tecnología incluye el almacenamiento de energía térmica para refrigeración, calefacción y refrigeración combinadas y calefacción a baja temperatura, como el calor para las bombas de calor. La frontera entre este tipo de almacenamiento y las bombas de calor geotérmicas (GSHP) es muy pequeña. Las grandes instalaciones GSHP con pozo central o un campo de pozos son tipos especiales de plantas UTES.

El almacenamiento subterráneo de calor en el rango de temperaturas por debajo de 40°C se realiza generalmente para aumentar la temperatura de la fuente de calor de las bombas de calor. Las fuentes de carga para el almacenamiento incluyen agua superficial, colectores solares, tuberías debajo de superficies pavimentadas, aire caliente en espacios acristalados, calor residual de baja temperatura u otras fuentes.

Los sistemas UTES de alta temperatura tienen temperaturas superiores a los 40-50 °C. En estos sistemas, las fuentes de calor típicas son colectores solares o calor residual. Son posibles varias disposiciones para el sistema. Las bombas de calor se usan al final del período de descarga de almacenamiento, cuando las temperaturas descienden, o para alcanzar temperaturas de suministro más altas. Los problemas hidroquímicos, biológicos y geotécnicos aumentan con el aumento de las temperaturas.

2. Tecnología de almacenamiento (abierto/acuífero, cerrado/boreholes u otras técnicas como cavernas).

Los tipos básicos de sistemas de almacenamiento subterráneo de energía térmica se pueden dividir en dos grupos:

- Sistemas donde un fluido técnico (agua en la mayoría de los casos) es bombeado a través de intercambiadores de calor en el suelo, también llamados sistemas “cerrados” (BTES).
- Sistemas donde el agua subterránea es bombeada desde el suelo e inyectada al suelo por el uso de pozos o cavernas subterráneas, también conocidos como sistemas “abiertos” (ATES, CTES).

El almacenamiento de energía térmica del acuífero utiliza agua natural en una capa subterránea saturada y permeable llamada acuífero como medio de almacenamiento. La energía térmica se transfiere extrayendo el agua subterránea del acuífero y reinyectándola a una temperatura diferente en un pozo separado cercano. El almacenamiento de energía térmica en acuíferos es la opción menos costosa de todas las opciones naturales de UTES.

El almacenamiento en las perforaciones (borehole) consiste en intercambiadores de calor verticales insertados profundamente debajo del suelo desde 20 a 300 m de profundidad, lo que asegura la transferencia de energía térmica hacia y desde el suelo (arcilla, arena, roca, etc.). Muchos proyectos tienen que ver con el almacenamiento de calor solar en verano para la calefacción de viviendas u oficinas.

Por último, el almacenamiento térmico en cavernas utiliza el agua de grandes cavernas subterráneas abiertas en el subsuelo para servir como sistemas de almacenamiento de energía térmica. Las cavernas utilizadas pueden ser naturales o artificiales, incluyendo yacimientos agotados de petróleo o gas natural, o túneles y pozos mineros abandonados.

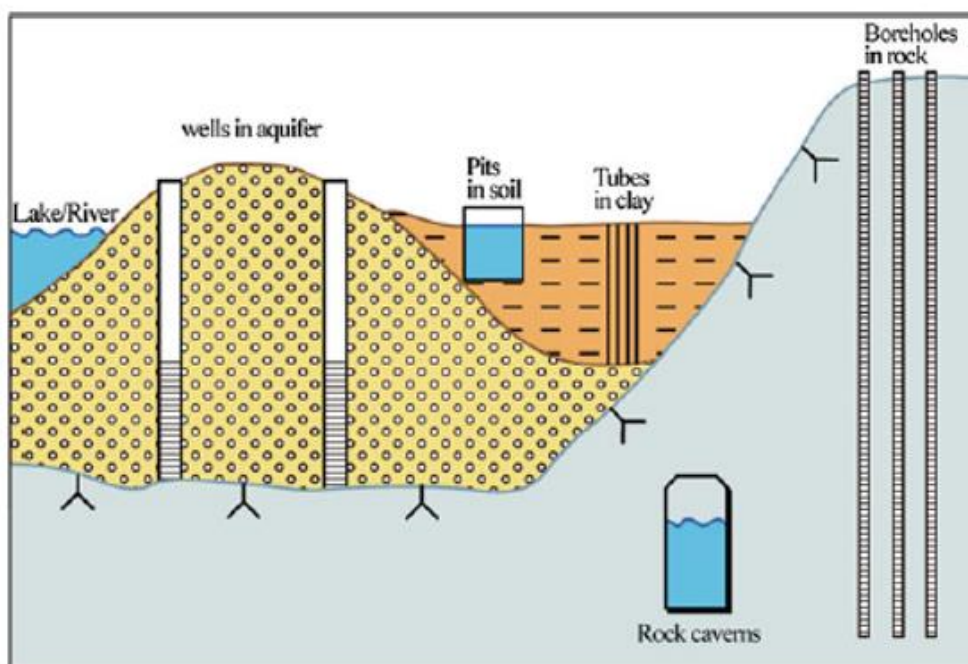


Figura 5. Representación esquemática de los distintos UTES (ATES, BTES, CTES).

3.1.2 Almacenamiento en acuíferos

En los sistemas ATES (Aquifer Thermal Energy Storage), el agua subterránea se usa para transportar la energía térmica dentro y fuera de un acuífero. Para la conexión al acuífero se utilizan pozos de agua. Sin embargo, estos pozos están normalmente diseñados con doble función, tanto como pozos de producción como de infiltración, como puede verse en la siguiente figura:

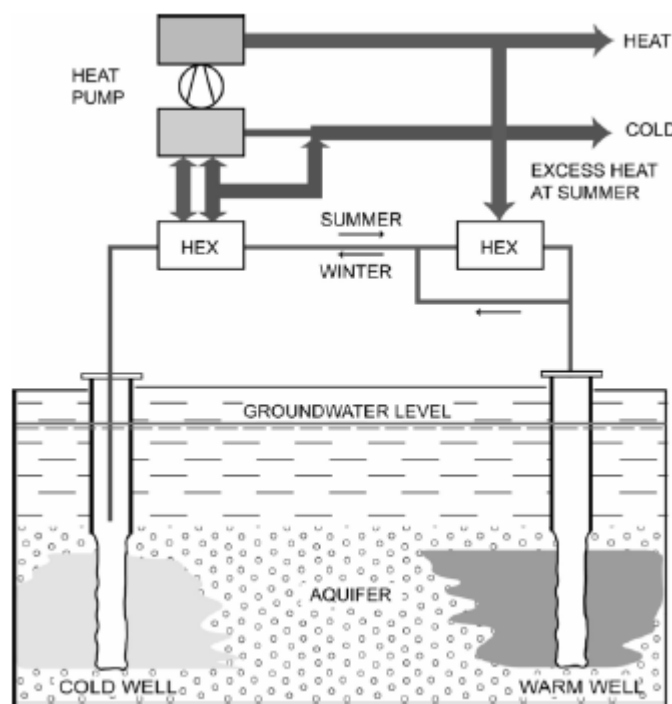


Figura 6. Principal configuración ATES.

La energía se almacena en parte en el agua subterránea, pero también en parte en los granos (o masa de rocas) que forman el acuífero. El último proceso de almacenamiento se lleva a cabo cuando el agua subterránea está pasando por los granos y dará lugar al desarrollo de un frente térmico con diferentes temperaturas. Este frente se moverá en dirección radial desde el pozo durante la carga del acumulador y luego retrocederá mientras se descarga.

Prácticamente todos los sistemas están diseñados para aplicaciones de baja temperatura donde se puede almacenar frío y calor estacionalmente. En algunos casos, son empleados para almacenamiento en breves períodos de tiempo.

En general, la inversión en un sistema ATES no será significativamente mayor que la inversión en un sistema convencional. En algunos casos puede ser incluso menor. Dado que el coste operativo es mucho menor debido al ahorro de energía, el sistema ATES de manera general, se paga rápidamente. Sin embargo, el tiempo de retorno de la inversión experimentado será diferente según el tipo de sistema. Esto se muestra claramente mediante el denominado factor de rendimiento (FP), que analiza el ahorro de energía resultante comparado con los sistemas convencionales y el tiempo de amortización calculado. Los sistemas convencionales en estos casos consisten en combustibles fósiles o electricidad para calefacción y refrigeración o refrigeración urbana para aire acondicionado.

Los beneficios ambientales por su parte están relacionados con el ahorro de energía y la reducción de CO₂ mediante el uso de una gran cantidad de calor y frío natural renovable en los sistemas. Además, también hay menos emisiones de NO_x y acidez (lluvia ácida) a la atmósfera.

No obstante, los sistemas ATES presentan problemas ligados a que no pueden construirse en todas las condiciones geológicas y, por tanto, a veces requieren amplias investigaciones previas, que deben tenerse en cuenta y presupuestarse desde la primera fase de diseño. Además, presentan un problema aún mayor relacionado con la obstrucción de los pozos. En la mayoría de los casos, los procesos de obstrucción pueden evitarse mediante un diseño y funcionamiento adecuados del pozo y del sistema.

Tipos de acuíferos

Para poder construir un sistema ATES, un acuífero apropiado tiene que estar cerca del sitio donde se encuentra el usuario del ATES.

Por definición, el agua subterránea se puede encontrar en casi cualquier lugar. En la práctica se define un acuífero como una formación geológica limitada a partir de qué agua subterránea puede ser bombeada usando pozos de agua.

Hay dos tipos de acuíferos en función de si el agua subterránea está en contacto directo con la atmósfera o si está confinado como se muestra en las figuras siguientes.

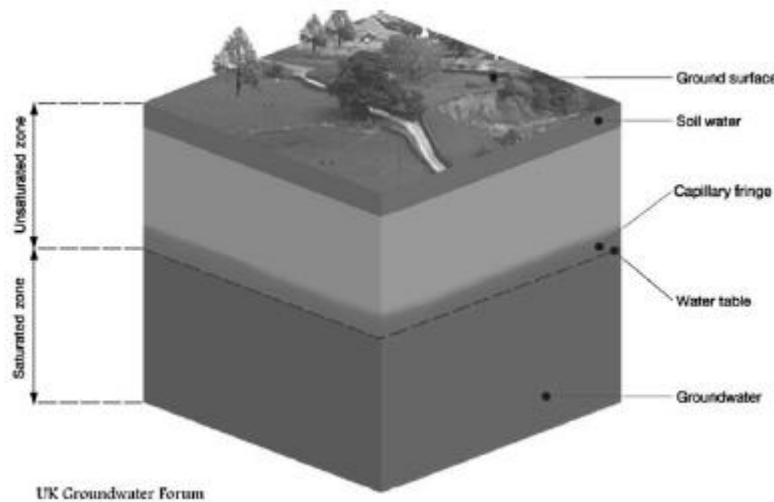


Figura 7. Acuífero en contacto directo con la atmósfera.

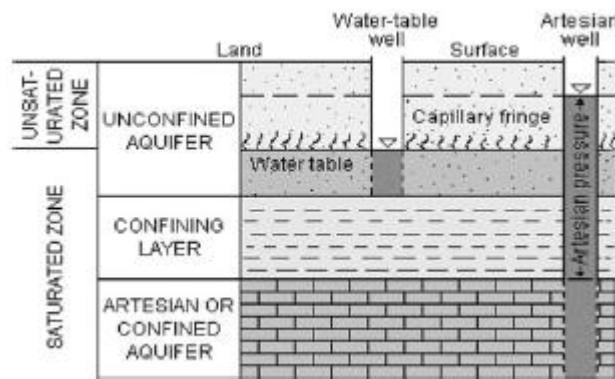


Figura 8. Tipos de acuíferos.

El acuífero tipo confinado tiene una presión hidráulica (altura estática) que está a un nivel más alto que la parte superior del acuífero. Esta presión algunas veces puede llegar por encima del nivel de la superficie, resultando en pozos autofluyentes.

En la naturaleza, el agua subterránea forma parte del ciclo hidrológico, por tanto, se recarga y drena manualmente. A veces dicho drenaje se muestra como un manantial, pero lo más común es que fluya hacia un lago o un río.

En cuanto a las propiedades de los ATES, cabe destacar las siguientes:

- Geometría (superficie y espesor).
- Estratigrafía (diferentes capas de estratos).
- Cabeza estática (nivel de agua subterránea o de presión).
- Conductividad hidráulica (permeabilidad).

- Transmisibilidad (espesor de la conductividad hidráulica).
- Coeficiente de almacenamiento (rendimiento en función del volumen).
- Factor de fuga (fuga vertical al acuífero).
- Condiciones de contorno (límites circundantes, positivos o negativos).

Por último, cabe destacar que los sistemas ATES normalmente funcionan con un PF de 30-50 cuando se trata de la parte de refrigeración del sistema, frente a los 20-30 PF de los BTES. Esto significa que por 1 kWh de electricidad es capaz de generar entre 30-50 kWh de potencia frigorífica.

Caso de éxito. Sistemas ATES en Países Bajos.

Hay cientos de proyectos ASET-A en funcionamiento que han sido diseñados por IF Technology. Las aplicaciones de almacenamiento en acuífero se encuentran particularmente en entornos urbanos construidos, tales como edificios de oficinas, hospitales, centros comerciales y áreas residenciales. No obstante, también hay docenas de proyectos implementados en el sector industrial y agrícola, incluyendo compañías de transformación de plásticos, imprentas, viveros de setas e invernaderos. La mayoría de los proyectos ASET-A realizados en los Países Bajos tienen una capacidad de almacenamiento en el rango de 750 kW a 2000 kW.

Los sistemas ASET-A permiten una fuerte reducción del consumo de combustibles fósiles para usos de climatización. Un sistema ASET-A de un edificio de oficinas diseñado para almacenar frío y calor de baja temperatura ahorra entre el 70 y 80% del consumo de electricidad para la producción de frío y entre un 20 y 40% en el consumo de gas o petróleo para la generación de calor.

3.1.3 Almacenamiento en pozos de sondeo

Generalmente son más fáciles de construir y operar, necesitan un mantenimiento limitado y tienen una durabilidad extraordinaria.

El almacenamiento de energía térmica mediante pozos, precisa de intercambiadores de calor dispuestos en el terreno en forma vertical, también llamados intercambiadores de calor de perforación (BHE), los cuáles son ampliamente utilizados cuando hay una necesidad de instalar suficiente capacidad de intercambio de calor bajo un área de superficie confinada o donde se desea una mínima interrupción del paisaje.

Los BTES hacen uso de largos pozos de sondeo excavados en el suelo. La energía térmica se transfiere al subsuelo por medio de un flujo conductivo procedente de una serie de pozos de sondeo estrechamente espaciados. Las perforaciones, pueden ser equipadas con diferentes tipos de intercambiadores de calor, haciendo que actúen como un intercambiador entre el sistema y la tierra. Cada pozo a su vez contiene un tubo en U que se enlaza con un sistema central de tuberías en la superficie.

En un pozo estándar, que en aplicaciones típicas tiene una profundidad de entre 20-300 metros, se instalan tuberías de plástico o polipropileno, como se muestra a continuación:

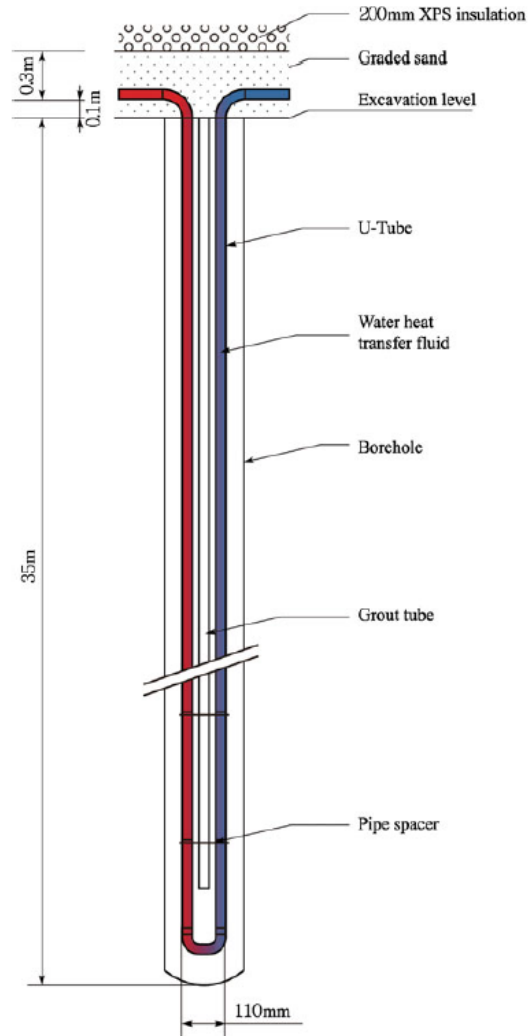


Figura 9. Vista lateral del almacenamiento térmico en pozo.

El calor o frío se suministra o extrae del subsuelo haciendo circular un fluido por un circuito cerrado a través de las perforaciones. El fluido suele ser agua, que mezcla con glicol o alcohol para permitir que el sistema funcione por debajo del punto de congelación en caso de ser necesario. Este fluido es bombeado a través de los tubos en U, fluyendo hacia abajo y luego hacia arriba en cada pozo.

Una de las muchas aplicaciones de este tipo de sistemas de almacenamiento térmico es usarlos para almacenar calor en verano para la calefacción de oficinas o viviendas. En este caso, los intercambiadores de calor se usarían en combinación con bombas de calor geotérmicas, de manera que extraigan el calor a baja temperatura del suelo para calefacción.

No obstante, existen problemas asociados a este tipo de tecnología debido a una inadecuada dirección del flujo, caída de presión y parámetros de control y fugas por corrosión de los accesorios, por lo que será necesario del diseño en detalle con precisión.

El colector

Los intercambiadores de calor verticales para suelos se clasifican en función de su geometría vertical y de la forma en que se produce el intercambio de calor de los canales de flujo. Se puede distinguir entre:

- **Tubos en U**, formados por un par de tubos rectos, conectados mediante un giro en U en la parte inferior. Debido al bajo costo del material de la tubería, dos o incluso tres de estos tubos en U se instalan generalmente en un solo orificio. En el BHE tipo tubo en U, tanto el canal de flujo hacia abajo como hacia arriba contribuyen al intercambio de calor con el suelo circundante. Además, este tipo existe con dos o más canales, siendo el más común el de un solo canal (Ver Figura 7).
- **Tubos concéntricos o coaxiales**, unidos de forma muy sencilla con un tubo recto dentro de otro de

mayor diámetro o con una junta en configuraciones complejas. La característica del tipo coaxial es que el intercambio de calor ocurre ya sea desde el canal de flujo aguas arriba o aguas abajo, pero el tubo está a menudo aislado térmicamente para evitar cortocircuitos térmicos entre el canal de flujo ascendente y descendente. Además, pueden diseñarse con o sin revestimiento o tubo exterior, es decir, como un circuito de flujo cerrado o abierto.

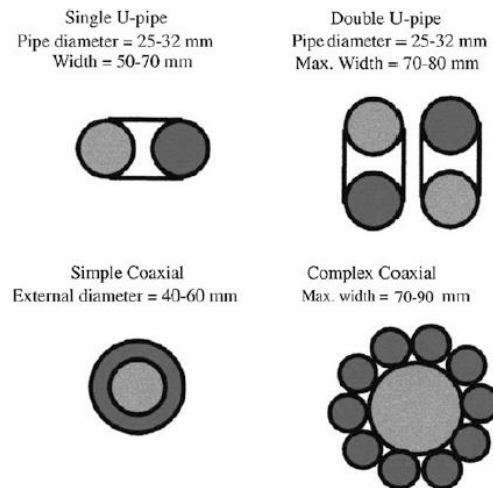


Figura 10. Diseños de colectores de intercambiadores verticales de suelo comunes.

Aplicaciones BTES

Entre las aplicaciones, cabe destacar las siguientes:

1. Sistemas a pequeña escala:
 - Perforación única para refrigeración (con y sin recarga).
 - Perforación única para calefacción con bomba de calor (con y sin recarga).
 - Perforación simple para calefacción con bomba de calor y refrigeración directa.
2. Sistemas a gran escala:
 - Sistema de perforaciones para extracción de calor con bomba de calor.
 - Sistema de perforaciones para extracción de calor con bomba de calor y recarga de la energía extraída.
3. Sistemas de almacenamiento de pozos de sondeo:
 - Carga estacional de energía térmica (calor o frío) para su posterior extracción.
 - Carga estacional de energía térmica con fines de refrigeración o calentamiento del suelo.

Caso de éxito. Inclusión BTES en Alemania.

Un ejemplo de uso de la tecnología de almacenamiento térmico con pozos se encuentra en Mangold, Alemania. En el año 2002 se inició un proyecto de calefacción urbana asistida por energía solar: se amplió el volumen de almacenamiento hasta 63.300 m³, hasta alcanzar la mitad del volumen finalmente previsto. El BTES se conecta directamente a la red de distribución de calor y es cargado por los colectores solares mediante dos tanques acumuladores de 100 m³. Los dos acumuladores se usan para el almacenamiento de calor a corto plazo con el fin de equilibrar los picos de suministro de calor de los colectores solares. Los edificios están conectados al sistema de calefacción urbana a través de una red de distribución de 3 tubos, alimentada por los acumuladores o por el BTES, dependiendo del nivel de temperatura. Una caldera de gas de condensación suministra calor adicional para proporcionar el nivel de temperatura requerido.

3.2 Aplicación en plantas solares actuales

El reto en el uso de fuentes de energía renovables, en particular la energía solar y la eólica, reside en lidiar con su intermitente disponibilidad debido al clima, variación solar durante el día y cambios de estación. La energía variable puede ser almacenada cuando se disponga de un exceso de potencia, el cual será descargado posteriormente durante períodos de producción solar limitada o inexistente, para satisfacer la demanda continua de potencia o los picos de demanda.

Las aplicaciones prácticas del almacenamiento de energía solar térmica incluyen, entre otras, las siguientes:

- Calefacción y refrigeración.
- Calentamiento de procesos industriales y agrícolas.
- Pequeñas centrales eléctricas y bombas de agua.
- Grandes plantas de energía solar por concentración (normalmente de 3 a 12 horas de almacenamiento).

3.2.1 Plantas de energía solar por concentración (CSP)

Este tipo de plantas de generación usan espejos para reflejar y concentrar la radiación solar hacia receptores en un campo solar que recoge la energía y la convierte en calor. Una ventaja de este tipo de plantas es su potencial para el almacenamiento de energía solar térmica, que podrá usarse en períodos de no disponibilidad de recurso solar. Los sistemas de almacenamiento de energía térmica permiten a las centrales de colectores cilindro-parabólico lograr mayores factores de capacidad anual desde un 25% sin almacenamiento térmico hasta un 70% más con él. El calor de la radiación concentrada se usa para aumentar la temperatura de un fluido de transferencia de calor en funcionamiento a aproximadamente 400 °C y lleva la energía a una unidad de generación de vapor, como puede verse en la siguiente figura:

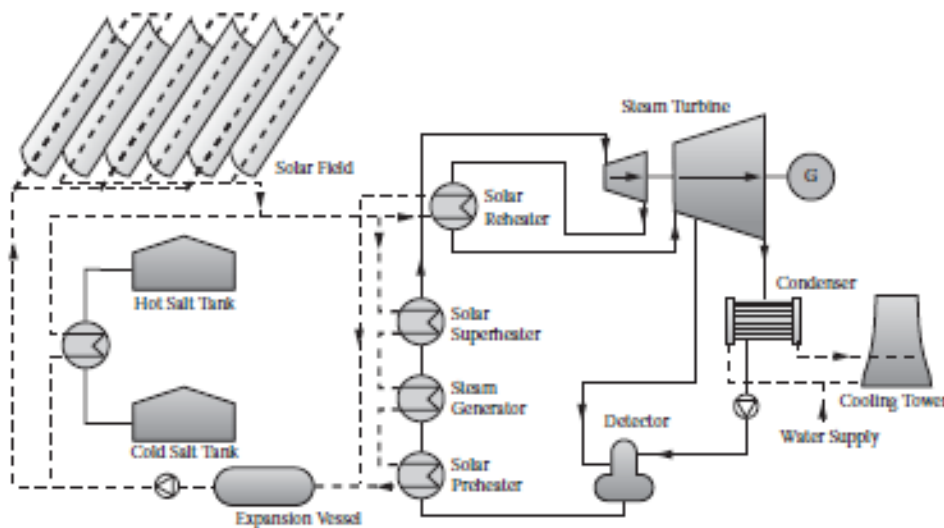


Figura 11. Diagrama de la Planta “Abengoa Solar’s Solana” en Gila Bend, Arizona.

En la figura anterior se ilustra una planta de energía solar por concentración que utiliza dos tanques de TES indirectos. La expansión del vapor a través de la turbina produce un par mecánico para la generación eléctrica. El ciclo de vapor es sometido a condensación y rechazo de calor antes de ser reciclado para obtener calor del intercambio con el fluido de transferencia de calor del absorbedor. Esta producción de energía de vapor se describe mediante un ciclo de Rankine de cuatro pasos: compresión adiabática del agua mediante un abomba, adición de calor a presión constante en el generador de vapor, expansión isentrópica del vapor a través de la turbina y condensación a presión constante del vapor de vuelta al agua.

Las tres tecnologías de CSP probadas para la recolección, concentración y generación de energía solar son el colector cilindro-parabólico, la torre central y el motor Stirling. Cada uno tiene una geometría diferente y una concentración solar asociada a la energía solar del absorbedor.

A continuación, se muestran en la siguiente tabla las características de cada tecnología CSP:

Technology	Parabolic Trough	Power Tower	Stirling Dish
Description	Linear trough solar concentration to steam turbine power cycle	Heliostat mirror array with central tower receiver	Point focus, fluid expansion, electricity generation in Stirling engine
Sun to electric efficiency	14%	16%	20%
Concentration factor	100 suns	1000 suns	3000 suns
Heat transfer fluid temperature	400°C oil	600°C molten salt	725°C oil
Space requirement	5 acres/MW	8 acres/MW	4 acres/MW
Advantage	Most developed CSP (SEGS)	TES easily incorporated	Modular, low investment cost
Disadvantage	Cooling water required for turbine cycle cooling	Large area requirement	Difficult to incorporate TES

Tabla 3. Características Tecnologías CSP.

Actualmente, existen tres tipos de sistemas de almacenamiento térmico de gran relevancia para plantas solares de CSP:

- Almacenamiento directo en dos tanques: En este tipo de sistemas, el material usado para almacenar energía térmica es el mismo que el fluido de transferencia de calor utilizado para recoger dicha energía. El fluido se almacena en dos tanques: uno a alta temperatura y otro a baja temperatura. El fluido del tanque de baja temperatura fluye a través de un colector o receptor solar, donde la energía solar lo calienta y luego vuelve al tanque de alta temperatura para su almacenamiento. El fluido del tanque de alta temperatura fluye a través de un intercambiador, donde genera vapor para la producción de electricidad. Finalmente, el fluido abandona el intercambiador a baja temperatura y vuelve al tanque de baja. Algunos ejemplos de este tipo de sistema se encuentran en las primeras centrales de colectores cilindro-parabólicos de la Solar Electric Generating Station I y en Solar Two en California. La primera usa aceite mineral como fluido caloportador y la segunda, sal fundida. La sal fundida elimina la necesidad de intercambiadores muy caros ya que permite trabajar con temperaturas más altas que en el caso de aceites. Desafortunadamente, las sales fundidas se congelan a temperaturas de entre 120-220 °C, por lo que hay que tener especial cuidado para mantenerlas a una temperatura tal que no produzca congelación.
- Almacenamiento indirecto de dos tanques: Funciona de igual manera que el sistema directo, pero se utilizan distintos fluidos para la transferencia y el almacenamiento de calor. Este tipo se usa en plantas donde el fluido de transferencia es demasiado caro o no es adecuado para su uso como fluido de almacenamiento. El fluido de almacenamiento de un tanque de baja temperatura fluye a través de un intercambiador adicional, donde es calentado por el fluido de alta temperatura. Este fluido, retorna al tanque de alta temperatura. Del intercambiador sale el fluido a baja temperatura y regresa al colector o receptor solar, donde se calienta de nuevo. La diferencia principal pues, radica en la necesidad de un intercambiador adicional, lo que añade coste al sistema y disminuye la eficiencia global del TES. Algunos ejemplos de esto se encuentran en España y EEUU que usan aceite orgánico como fluido de transferencia de calor y sal fundida como fluido de almacenamiento.

- Almacenamiento termoclina un solo tanque: Almacena la energía térmica en un medio sólido, normalmente arena de sílice ubicada en un solo tanque. En cualquier momento durante la operación, una porción del medio está a alta temperatura y otra a baja temperatura. Las refiones de temperatura caliente y fría están separadas por un gradiente de temperatura o termoclina. La porción de alta temperatura fluye hacia la parte superior de la termoclina y la de baja temperatura sale del fondo de esta. Este proceso mueve la termoclina hacia abajo y agrega energía térmica para el sistema de almacenamiento. Al invertir el flujo, la termoclina se desplaza hacia arriba y hacia abajo, eliminando la energía térmica para generar vapor y electricidad. Los efectos de flotabilidad crean estratificación térmica del fluido en el tanque, lo que ayuda a estabilizar y a mantener la termoclina.

El uso de un medio de almacenamiento sólido para un solo tanque reduce el coste en relación con los sistemas de dos tanques. El sistema de termoclina se demostró en la torre de energía Solar One, donde se utilizó vapor como fluido de transferencia de calor y aceite mineral como fluido de almacenamiento.

Por último, se muestran algunas plantas solares que utilizan sistemas de almacenamiento térmico:

Project	Type	Storage Medium	Cooling Loop	Nominal Temperature (°C)		Storage Concept	Tank Volume (m³)	Thermal Capacity (MWh _t)
				Cold	Hot			
Irrigation pump, Coolidge, AZ, USA	Parabolic trough	Oil	Oil	200	228	One tank, thermocline	114	3
IEA-SSPS Almeria, Spain	Parabolic trough	Oil	Oil	225	295	One tank, thermocline	200	5
SEGS I, Daggett, CA, USA	Parabolic trough	Oil	Oil	240	307	Cold tank		
Hot tank	4160 4540	120						
IEA-SSPS Almeria, Spain	Parabolic trough	Oil, cast iron	Oil	225	295	Dual, medium tank	100	4
Solar One, Barstow, CA, USA	Central receiver	Oil, sand, rock	Steam	224	304	Dual, medium tank	3460	182
CESA-1 Almeria, Spain	Central receiver	Liquid salt	Steam	220	340	Cold tank		
Hot tank	200 200	12						
THEMIS, Targassonne, France	Central receiver	Liquid salt	Liquid salt	250	450	Cold tank		
Hot tank	310 310	40						
Solar Two, Barstow, CA, USA	Central receiver	Liquid salt	Liquid salt	275	565	Cold tank		
Hot tank	875 875	110						

Tabla 4. Plantas Solares actuales que usan sistemas de almacenamiento de energía térmico.

3.2.2 Plantas fotovoltaicas conectadas a la red

Hoy en día, las plantas fotovoltaicas están atrayendo mucha atención debido a su conversión directa de energía solar en eléctrica.

Sin embargo, la electricidad generada por las plantas fotovoltaicas rara vez consigue proporcionar una respuesta inmediata a la demanda, además de no ofrecer un suministro inmediato compatible con las necesidades de consumo.

En plantas aisladas, el almacenamiento de energía (sobretudo mediante baterías), con la ayuda de otros sistemas de generación como los motores diésel, ayudan a regular la generación de electricidad para poder satisfacer la demanda de los consumidores.

Por otro lado, las plantas conectadas a la red, en teoría no deberían necesitar de sistemas de almacenamiento debido a la disponibilidad de una red de distribución que debería trabajar como un contenedor ideal de la energía eléctrica. Sin embargo, en los últimos años se ha visto que incluso en plantas conectadas a red, el almacenamiento de energía es conveniente para garantizar una calidad de suministro y hacer a las plantas fotovoltaicas más útiles y atractivas.

Muchos de los recientes estudios se centran en el diseño, operación y análisis del almacenamiento de energía electroquímico para ser usados como buffers (colchones) energéticos, teniendo como objetivos:

- Equilibrado de cargas y picos de energía.
- Compensación de perturbaciones (interrupciones, caídas y bajadas de tensión).
- Optimización económica de los flujos energéticos generados/consumidos.
- Integración óptima entre los distintos tipos de fuentes de energía renovables (FV, eólica, pilas de combustible, etc.).

En este nuevo contexto, las baterías, con un valor de capacidad total reducido, pueden utilizarse como seguidores pasivos de punto de máxima potencia, capaces de maximizar la cantidad total de energía generada por las plantas fotovoltaicas conectadas a la red en presencia de efectos de sombreado no uniformes (sombreado parcial) en los campos fotovoltaicos.

Un concepto inicial básico es que el almacenamiento de energía añade valor a las plantas de generación de energía mediante renovables, haciéndolas previsibles.

El almacenamiento de energía facilita el control del flujo de potencia activa y reactiva para la regulación de la tensión de la red de distribución. Además, puede proporcionar una capacidad de “arranque en negro” (energía para las centrales que necesitan electricidad para arrancar).

Por último, facilita la interconexión entre las diferentes plantas de generación a partir de fuentes renovables (solar, eólica, pilas de combustible, etc.) y puede hacerlas más fiables y eficientes.

En cuanto a las pérdidas en plantas fotovoltaicas conectadas a la red, uno de los problemas más críticos es el desajuste que puede producirse en un momento dado entre la capacidad de inyección de energía de la planta fotovoltaica y la capacidad de absorción de energía de la red.

En la práctica, en un momento dado, dicho punto de trabajo puede ser significativamente diferente de aquella en la que la potencia intercambiada entre la planta fotovoltaica y la red es igual a la potencia máxima que la planta fotovoltaica puede generar (MPP). Además, el punto de trabajo cambia si varía la resistencia equivalente de la red y/o la radiación solar (SI) del campo fotovoltaico. Si esto no se controla adecuadamente, puede causar pérdidas significativas en la generación de energía.

Otro tipo de pérdidas, pueden provenir de:

- Discrepancias en los valores de los parámetros modulares causadas por tolerancias de fábrica.
- Diferentes efectos de desgaste en los módulos.
- Distintas orientaciones de los módulos.

3.2.3 Uso de baterías de manera centralizada/generación distribuida

Baterías de manera centralizada

Para un nivel fijo de radiación solar y para una temperatura fija, la potencia suministrada a la red por un generador fotovoltaico convencional conectado a la red, cuya característica cualitativa se muestra en la figura posterior, depende del valor de la impedancia equivalente de la red tal y como se ve en los terminales del generador. Se impone normalmente, que el comportamiento de la red sea resistivo mediante el uso de inversores electrónicos de potencia.

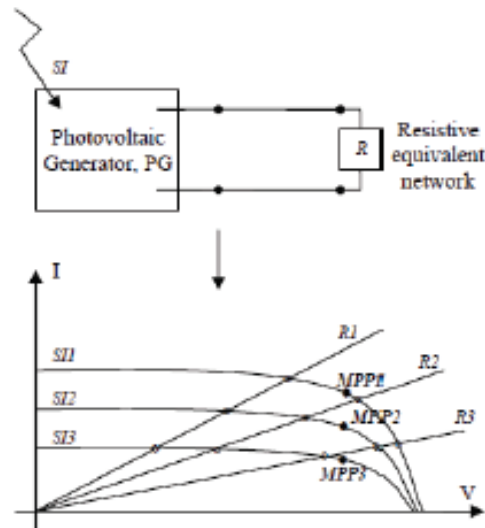


Figura 12. Características de un generador fotovoltaico convencional conectado a la red.

Desafortunadamente, sólo un punto de trabajo corresponde al punto de máxima potencia para cada resistencia equivalente (R) e irradiación solar (SI), y sólo se puede conseguir mediante el ajuste cuidadoso del valor de R . También se puede observar que los valores de tensión se mantienen prácticamente constantes, siendo los de intensidad los únicos que varían de manera relevante.

Esto significa que una batería, en paralelo con el generador y la red, si se ha diseñado correctamente su valor de tensión nominal y su capacidad, puede conseguir y mantener un punto de trabajo muy cercano al punto de máxima potencia (MPP), para cualquier nivel de irradiación solar y cualquier valor de R .

No obstante, se espera que la batería usada como seguidor de punto de máxima potencia pasivo tenga un rendimiento inferior a los activos actualmente utilizados, principalmente debido a las variaciones de tensión causadas por la variación en la temperatura de trabajo.

Debido a esta última consideración, como alternativa a la idea trivial de usar baterías en sistemas fotovoltaicos conectados a la red de forma centralizada y en lugar de los seguidores activos, se propone usar baterías en grandes plantas fotovoltaicas conectadas a la red.

Baterías para generación distribuida

La idea de usar baterías en grandes plantas de generación fotovoltaica de una forma distribuida puede resumirse en la siguiente figura.

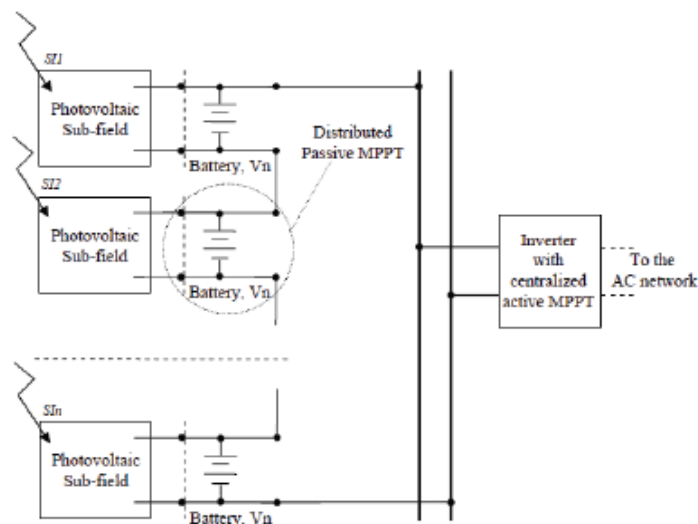


Figura 13. Sistema fotovoltaico conectado a la red con uso de baterías como seguidores pasivos distribuidos e inversor centralizado.

En la práctica, en grandes plantas fotovoltaicas conectadas a la red, las baterías se pueden usar como baterías pasivas y seguidores distribuidos localizándolos en paralelo con un número adecuado de subcampos FV y mediante el mantenimiento de inversores centralizados con función de seguidor activo centralizado.

Durante la etapa de diseño, debe optimizarse el sistema para ser eficaz y económico. Por ello, se elegirá en base a la tensión nominal de los subsistemas de la batería que deben conectarse en paralelo a cada subcampo FV y a la capacidad nominal de todo el sistema de almacenamiento de las baterías.

La agrupación de los módulos fotovoltaicos está estrechamente relacionada con la elección de la tensión nominal de los subsistemas de la batería; vale la pena recordar que la tensión nominal del subsistema de la batería debe estar muy cerca de la tensión MPP del subcampo FV correspondiente y esta última es aproximadamente igual al 75-80% de la tensión de circuito abierto del subcampo FV.

En la elección de la capacidad del sistema de baterías, el criterio a seguir es el de realizar un sistema de seguidor pasivo que tiene que ser efectivo, pero también barato, para que resulte como una alternativa válida.

Además, es importante tener en cuenta que:

- La energía generada por los subcampos fotovoltaicos normalmente se almacena por períodos cortos.
- El inversor centralizado debe ser capaz de evitar la carga completa de las baterías incluso si tienen una pequeña capacidad.

3.2.4 Problemática actual de los equipos en plantas solares

Uno de los factores que pueden afectar en mayor medida a las instalaciones de energía solar térmica, incluyendo en ellas a los sistemas de almacenamiento de energía asociados, es el exceso de calor captado y el consiguiente aumento de la temperatura del fluido caloportador.

En estas instalaciones, una temperatura del fluido caloportador superior a 90°C empieza a considerarse ya peligrosa ya que dicho fluido comienza a hervir, dilatarse y emitir vapor. Tanto la dilatación como la vaporización provocan un aumento de la presión del circuito, lo que puede desembocar en problemas para la bomba de presión y las tuberías. Para paliar esto, se instalan previamente válvulas que abren en estos casos para expulsar el exceso de fluido, aunque esto conlleva la pérdida de una cantidad de fluido que habrá que reponer con el coste correspondiente asociado. Además, esta pérdida de fluido puede llevar a una calcificación en las tuberías que deteriora los equipos.

Otro problema asociado a las altas temperaturas es la pérdida de las propiedades de las sustancias anticongelantes, lo que supondría la rápida congelación del circuito y por consiguiente la ruina de la instalación.

Para paliar todos estos problemas asociados a las altas temperaturas, se han propuesto una serie de medidas:

- Colocar placas con un ángulo de inclinación alto de manera que sobretodo capte en invierno. Esto es algo preventivo, pero no soluciona mucho el problema y además lleva consigo una pérdida de eficiencia en los meses de verano, que es cuando más radiación incide.
- Disipar el exceso de calor en piscinas o albercas de manera que es aprovechado para conseguir una temperatura agradable para el baño. Esto no es tanto para sistemas industriales como para hogares o sistemas residenciales.
- Cubrir los colectores con fundas. Aunque a priori baja la eficiencia de la instalación, ya que no se capta tanta radiación como debería, puede colocarse sobre algunos de manera que se reduzcan las pérdidas de eficiencia y exceso de calor.
- Colocar disipadores de calor. Estos dispositivos hacen circular el fluido caloportador con tuberías que se encuentran en contacto con el aire de manera que ese exceso de calor se transfiere por convección.

Actualmente, existen algunas bombas que son capaces de trabajar con unas temperaturas mayores de 90°C, como las bombas centrífugas horizontales de una solar etapa, diseñadas para trasiego de fluidos de alta temperatura (300°C) y media presión, e instalaciones sin ningún tipo de refrigeración exterior (Ver Anexo 2).

3.2.5 Retos para sistemas de almacenamiento térmico en aplicaciones solares

Los sistemas TES (Thermal Energy Storage) son especialmente útiles para la satisfacción de la demanda con fuentes de energía intermitente, como es el caso de la energía solar, ya que suele ser más necesaria cuando la disponibilidad de energía solar es más baja, es decir, en invierno. No obstante, la inclusión de los sistemas TES, añade dificultades a los sistemas de energía solar en dos formas principalmente. En primer lugar, el sistema TES debe ser lo suficientemente grande como para permitir que el sistema de energía solar funcione durante períodos de insolación inadecuada. La alternativa a esto es disponer de un suministro de energía de respaldo, que añade un costo de capital inicial y proporciona una unidad que permanece inactiva.

La segunda complicación importante es que el sistema colector primario debe ser lo suficientemente grande para construir el sistema TES. Por tanto, se necesita un área de recolección adicional con su coste de capital asociado. Los días parcialmente nublados pueden afectar en gran medida al rendimiento y marcar la diferencia entre el almacenamiento de energía práctico y el real. Si se puede recoger la energía total de un día parcialmente nublado, entonces los períodos que requieren almacenamiento de energía se reducen en gran medida.

Los sistemas de concentración de energía solar deben hacer frente a la naturaleza intermitente de la luz solar directa sobre una superficie nublada. Por consiguiente, los absorbedores y las calderas deben diseñarse con especial cuidado para evitar problemas de quemaduras cuando la disponibilidad del recurso solar es del 100%.

Por otro lado, se han desarrollado diversos sistemas activos y pasivos de almacenamiento para la utilización eficaz de la energía solar. Los sistemas pasivos, que no necesitan bombas, son a menudo adecuados para aplicaciones domésticas a pequeña escala, y se utilizan ampliamente en toda Europa y Estados Unidos. Los cinco tipos principales de estos sistemas pasivos son:

- Ganancia directa de calor.
- Recogida y almacenamiento de calor.
- Espacio solar.
- Almacenamiento de calor en techo.
- Termosifón.

El uso eficaz de la energía solar depende hasta tal punto del TES que los sistemas solares sin estos almacenamientos probablemente sólo sean utilizables en aplicaciones más rudimentarias. Algunos ejemplos de estos sistemas más básicos son: secadores solares de grano, destiladores y hornos solares. En estos sistemas el calor se usa inmediatamente a medida que está disponible. Sin embargo, en las aplicaciones de calefacción solar la situación es diferente, ya que el sistema solar normalmente proporciona más calor del que demanda el edificio durante el período de recolección. El almacenamiento es necesario para que estos sistemas de energía solar sean viables y atractivos a largo o corto plazo.

Consideraciones de diseño para TES

La energía de los colectores solares tiende a estar a bajas temperaturas y requiere una gran masa de almacenamiento cuando se almacena en forma de calor sensible. Aunque la eficiencia energética de los colectores solares aumenta (y el coste del colector probablemente disminuye) a medida que la temperatura de salida del colector se reduce hacia el rango de confort del acondicionamiento del espacio de 20-25 °C, la masa y el volumen total del dispositivo de almacenamiento aumentan aún más. Sin embargo, en la mayoría de los lugares, un sistema de acondicionamiento del espacio que utilice energía solar debe complementarse con una fuente de energía eléctrica o auxiliar alimentada por combustible. Por tanto, el uso óptimo y sinérgico de ambas fuentes de energía a través de TES es importante en el diseño de estructura de edificios y sistemas TES.

Una cuestión importante en este tipo de sistemas de almacenamiento es la cantidad de energía solar que se va a almacenar. El sistema de almacenamiento debe ser adecuado para suministrar calor no sólo durante la noche, sino también durante varios días nublados consecutivos si se desea una independencia total de las fuentes de energía externas.

En muchas regiones, los períodos de invierno sin sol son tan largos que no es posible una independencia total. Además, el sistema de colectores solares, para lograr la independencia, debe ser lo suficientemente grande para calentar la estructura, incluso almacenando más calor para el siguiente período sin sol. Los días pueden durar

menos de 8 horas durante los inviernos en el norte, y en tales condiciones, los costes del sistema combinado de colectores y acumuladores pueden limitar de forma efectiva la medida en que el sistema solar puede reducir los costes para suministrar la energía necesaria. Si se necesita un sistema de calefacción alternativo con otra fuente de energía como respaldo durante períodos prolongados sin sol, entonces el uso de la energía solar puede ser aún más limitado. Sin embargo, si un sistema de almacenamiento está justificado económicamente, quizás porque aprovecha los bajos precios de la electricidad fuera de las horas punta, entonces el almacenamiento de energía solar puede aumentar ese beneficio.

La energía de los colectores solares no tiene por qué utilizarse directamente en los sistemas de acondicionamiento del espacio. Una aplicación alternativa y prometedora es usarla como fuente de calor para una bomba de calor en una instalación solar. Para estos usos, las temperaturas de salida del colector solar pueden ser más bajas que las que se consiguen con la calefacción directa, lo que aumenta la eficiencia energética y probablemente reduciendo el coste. Además, el hecho de disponer de temperaturas de fuente más altas para la bomba de calor aumenta su (COP) y reduce su consumo de electricidad.

Con un mayor almacenamiento, la entrada de energía solar también proporciona un depósito de temperaturas de fuente más altas para funcionamiento de la bomba de calor durante los períodos sin sol. Si el sistema global está diseñado para limitar la operación de la bomba de calor para las horas de menor consumo, se necesita un sistema de almacenamiento doble (uno para el almacenamiento de la energía solar entrante, y un segundo para almacenar la salida de la bomba de calor para uso las 24 horas del día).

4 EXPECTATIVAS FUTURAS Y NUEVOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO. UNA VISIÓN DE FUTURO

4.1 Almacenamiento de energía térmica con hidrógeno

La energía térmica puede ser almacenada en forma química como hidrógeno. La versatilidad potencial de este gas de baja densidad para el almacenamiento y la transmisión de energía ha hecho que sea objeto de una amplia investigación en el campo de la energía solar. La variedad de usos finales para los que el hidrógeno está bien adaptado incluye ser un combustible para la producción de electricidad y/o calor en pilas de combustible o motores de combustión y para alimentar dispositivos de transporte, además de ser un producto químico.

El principal hándicap es que el hidrógeno no es una fuente de energía, no existe de forma pura en una medida apreciable en nuestro planeta, sino que es útil como una forma de energía intermedia (“portador de energía”), de la misma manera que la energía eléctrica. El hidrógeno tiene muchas ventajas sobre la electricidad y por tanto es a menudo considerado una forma de energía intermedia complementaria.

En particular, el hidrógeno puede almacenarse de forma más sencilla y económica que la electricidad, y puede ofrecer una variedad mucho mayor de las formas de uso final (incluida la electricidad). No obstante, es peor en términos de costes de producción que la electricidad.

Un sistema alternativo de almacenamiento de hidrógeno absorbe el gas en polvos metálicos, formando compuestos metálicos de hidrógeno (hidruros metálicos). Estos pueden descomponerse mediante la aplicación de calor y liberar el hidrógeno.

Estos hidruros tienen una propiedad favorable adicional ya que liberan hidrógeno constantemente a una presión constante aproximadamente. En un volumen dado, los hidruros metálicos pueden contener una cantidad de hidrógeno aproximadamente igual a la que puede almacenarse como líquido. Sin embargo, los hidruros metálicos son densos, por lo que la mayor parte del peso en un sistema de almacenamiento se debe al metal, no al hidrógeno. Un buen candidato para el metal de este hidruro puede ser hierro o titanio.

4.1.1 Producción de hidrógeno

La mayor parte del hidrógeno disponible en el mercado se produce actualmente a partir de hidrocarburos como el metano y otros gases, y petróleo o productos petrolíferos similares. La materia prima de la que la mayoría del hidrógeno es probable que se produzca en el futuro es el agua, que es abundante y tiene gran disponibilidad. Por la cantidad y forma de energía requerida, el agua puede separarse en hidrógeno y oxígeno.

Una cantidad significativa de hidrógeno es producida en la electrólisis del agua, que es un proceso simple en el que los electrodos positivos y negativos se sumergen en el agua y se aplica una tensión. Aparecen entonces burbujas de gas: hidrógeno en el electrodo negativo y oxígeno en el positivo. Los gases no se difunden al otro electrodo mediante el uso de diafragmas, que permiten el paso de la electricidad, pero no de los gases.

En una célula electrolítica perfectamente eficiente, 94 kWh (28,3 m³) de energía es necesaria para producir hidrógeno (a presión atmosférica). Sólo 79 kWh de esa energía deben ser eléctrica; los 15 kWh restantes pueden ser energía en forma de calor.

En la actualidad la mayoría de las células de electrólisis funcionan con eficiencias energéticas en torno al 60-75% aunque se observa que utilizan una forma de energía de alta calidad (electricidad) para hacer una forma de calidad ligeramente inferior (energía química como el hidrógeno). Las perspectivas de una electrólisis a gran escala son algo escasas, y para mejorarlas haría falta un proceso de generación eléctrica más barato y competitivo que los actuales.

Otra técnica para la producción de hidrógeno es conocida como fotoelectrólisis. En este proceso, los electrodos

son semiconductores que estén sumergidos en una solución acuosa y que produzcan una corriente y una tensión eléctricas cuando se expone a la luz del sol. Esta corriente conduce entonces un proceso de electrólisis. El proceso funciona bien a escala reducida (laboratorio), pero presenta algunas dificultades, como la separación física del hidrógeno y oxígeno, que, mezclados con el electrolito, suponen un riesgo de explosión.

Por último, una técnica experimental para la producción de hidrógeno es conocida como biofotólisis y consiste en que las enzimas de las algas ayudan a dividir el agua y obtener hidrógeno.

En general, para que el hidrógeno compita con la electricidad como forma de energía intermedia, parece ser que los sistemas de electrólisis de agua altamente eficientes que utilizan electricidad de carga base muy barata tienen que estar disponibles o ser objeto de avances tecnológicos en otros procesos de producción de hidrógeno tendrá que ocurrir.

4.2 Almacenamiento en sólido

Los medios sólidos son ampliamente utilizados para el almacenamiento a baja temperatura. Normalmente consisten en rocas, concreto, arena, ladrillos, etc. Los materiales más comúnmente utilizados en los edificios para el almacenamiento de calor solar son, de hecho, los que intervienen en la estructura del edificio, los lechos de roca y en almacenamiento térmico de los pozos de sondeo. Para el almacenamiento de calor solar en aplicaciones de construcción, los materiales sólidos se utilizan principalmente para calefacción y refrigeración de espacios (aire acondicionado). Sus temperaturas de funcionamiento cubren un amplio rango, de 10 a más de 80 °C. El principal inconveniente de utilizar sólidos como materiales de almacenamiento de calor es su baja capacidad de calor específico ($1200 \text{ kJ}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$) en promedio, lo que resulta en una densidad energética relativamente baja (más de tres veces menos energía almacenada que el agua en el mismo volumen para el mismo rango de temperaturas, por ejemplo). Sin embargo, en comparación con los materiales líquidos, dos ventajas principales son inherentes a los materiales sólidos: su viabilidad a temperaturas más altas, y ningún problema de fuga relacionado con su contención. La compatibilidad del material con el HTF utilizado es importante. Además, la eficiencia y la viabilidad de los sistemas de almacenamiento de calor con materiales sólidos dependen en gran medida del tamaño y la forma del material sólido, la densidad del empaquetado, el tipo de HTF, el patrón de flujo, etc.

Se va a tratar como almacenamiento en sólido, el caso concreto de almacenar en hormigón, pues es un medio con alta disponibilidad, bajo coste y fácil procesamiento.

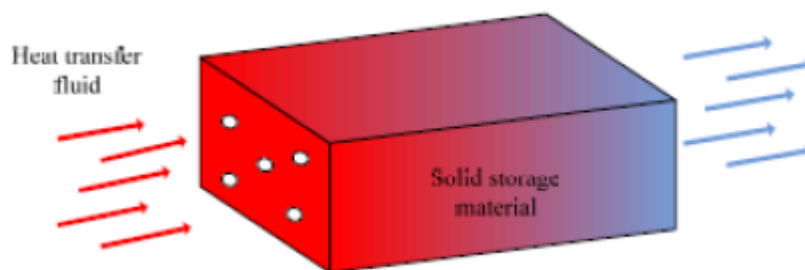


Figura 14. Módulo de almacenamiento térmico en hormigón.

Un sistema de almacenamiento sólido se caracteriza, por un lado, por llevar integrado en su interior un intercambiador de calor, por el que circula el fluido HTF. Por otro lado, el medio es dual: durante el proceso de carga, el fluido, proveniente del campo solar, atraviesa el intercambiador de calor cediendo su energía térmica al hormigón, cuando el fluido completa su recorrido, sale del almacenamiento a una menor temperatura de la que entró y vuelve al campo solar repitiendo de igual forma el proceso. Por otro lado, el proceso de descargar se realiza del mismo modo, pero en sentido inverso que la carga, pero en este caso el fluido no proviene ni se dirige al campo solar, sino a la turbina de vapor o al proceso industrial que requiera dicha energía térmica (sistemas también conocidos como regeneradores).

Las desventajas de este tipo de almacenamiento son: la temperatura del HTF durante la descarga disminuye conforme se va enfriando el material de almacenamiento y la transferencia de calor es baja debido a no

encontrarse en contacto directo el HTF y el medio de almacenamiento, es decir, se producen ciertas pérdidas por el hecho de utilizarse un intercambiador de calor.

Las razones por las que usar hormigón para almacenamiento térmico son: alto calor específico, coeficiente de expansión térmico cercano al acero, elevada resistencia mecánica para cargas de ciclos térmicos y bajo coste.

Cuando el hormigón es calentado, un número de reacciones y transformaciones tiene lugar influyendo en la dureza y otras propiedades físicas:

- La resistencia a la compresión disminuye un 20% a 400°C.
- El calor específico disminuye en un rango de temperatura entre 20 y 100 °C.
- La conductividad térmica disminuye en un rango de temperatura entre 20 y 280 °C.
- La resistencia del hormigón a los ciclos térmicos depende de la expansión térmica de sus componentes.

El funcionamiento del módulo de hormigón para el almacenamiento de energía térmica consiste simplemente en hacer circular el fluido HTF a través del intercambiador embebido por el medio de almacenamiento durante el ciclo (Ver figura 15).

El ciclo consta de dos fases:

- **Fase de carga:** Durante esta fase del ciclo el fluido térmico, proveniente del campo solar, atraviesa el módulo de almacenamiento cediendo su energía térmica al medio sólido, en este caso hormigón, por lo que la temperatura a la que sale el fluido HTF es menor que la de entrada.
- **Fase de descarga:** En este caso, el fluido atraviesa el módulo de hormigón en dirección opuesta absorbiendo el calor del módulo a su paso, por lo que el fluido térmico sale a una temperatura mayor de la de entrada. Una vez que el fluido HTF abandona el módulo, se dirige a la turbina que constituye el bloque de potencia para generar electricidad.

La temperatura de salida del fluido HTF durante la descarga es decreciente con el tiempo, es decir, el fluido sale más caliente a los 10 minutos de descarga que a los 30 minutos, debido a las pérdidas que tienen lugar en el propio módulo.

A la hora de diseñar el módulo de almacenamiento térmico en hormigón es fundamental tener presente dos limitaciones.

1. La temperatura máxima del fluido a la salida del sistema de almacenamiento durante el proceso de carga. Esta temperatura influye en la temperatura de entrada del fluido al colector.
2. La temperatura mínima del fluido a la salida del sistema de almacenamiento durante el proceso de descarga. Esta temperatura influye en la temperatura de entrada a la turbina.

Por tanto, puede decirse que el sistema de almacenamiento está totalmente cargado cuando la temperatura de salida del fluido es mayor que la temperatura máxima de entrada al colector. Del mismo modo, decimos que el sistema de almacenamiento está totalmente descargado cuando la temperatura de salida del fluido es menor que la temperatura de operación de la turbina.

4.2.1 Hormigón reforzado con fibras

Los refuerzos con fibras son un camino efectivo para mejorar la resistencia a fracturas del hormigón entre otras características. Por ejemplo, las fibras de polipropileno (PP) tienen doble efecto beneficioso, en primer lugar, mejora la resistencia a impacto, es decir, aumenta la capacidad del hormigón de absorber energía y, en segundo lugar, al fundirse entorno a los 160 °C, origina unos canales en el hormigón, los cuales sirven como vía de escape a la humedad. Otras clases de fibras muy utilizadas son: el polietileno (PE), polietileno de tereftalato (PVA), el policloruro de vinilo (PVC), el nylon, las aramidas y los poliésteres.

Por tanto, con respecto al material original, el hormigón reforzado con fibras ofrece: menor humedad gracias a la absorción de esta por las fibras, mayor conductividad térmica tanto a baja como a alta temperatura, menor pérdida de masa con el aumento del tiempo y temperatura, y una mayor resistencia a compresión. Por el contrario, tiene menor capacidad térmica debido a que a partir de 300 °C, las fibras se funden y parte del calor es absorbido por las fibras en vez de por la matriz, y también posee menor resistencia a tracción debido a la

menor adhesión entre fibras y matriz.

4.2.2 Hormigón de aluminio con agregados de grafito

La utilización de un hormigón de aluminio mejora la resistencia a la corrosión al tiempo que, con la adición de grafito se consigue una mejor conductividad térmica. La composición de este hormigón se muestra a continuación:

- CaO: 38,79%
- SiO₂: 7,17%
- Al₂O₃: 51,68%
- Fe₂O₃: 2,07%
- Na₂O: 0,29%

El aumento de la concentración de grafito también permite aumentar la conductividad térmica, la capacidad térmica volumétrica, y la resistencia mecánica a la mezcla de hormigón cuando no se le aplica ningún tratamiento térmico. Por ello, puede concluirse que la adición de grafito a la mezcla mejora de manera significativamente las características relacionadas con el uso como almacenamiento térmico del material, sobretodo para cantidades de grafito en la mezcla de entre el 1-5%.

La elección del tipo de hormigón depende del tipo de aplicación, pero puede concluirse que un hormigón con fibras posee mejor rendimiento y propiedades para el almacenamiento térmico.

4.2.3 Intercambiador de calor

La parte esencial de un almacenamiento de energía térmica es hormigón es el intercambiador de calor que se instala en su interior. Este tipo de almacenamiento tiene el inconveniente de su baja transferencia de calor entre el fluido HTF – el intercambiador – hormigón. Por ello es imprescindible una adecuada elección de la geometría y disposición del intercambiador. Además, el intercambiador supone la parte más costosa del sistema de almacenamiento térmico con hormigón por este motivo.

En cuanto a su geometría, el intercambiador de calor puede ser:

- Intercambiador de calor de tubos lisos.
- Intercambiador de calor con aletas en forma de barras.
- Intercambiador de calor con aletas en forma de disco.
- Intercambiador de calor con aletas longitudinales.
- Intercambiador de calor con forma helicoidal.

A continuación, se muestra una tabla comparativa entre los distintos tipos de intercambiador:

Aletas		Incremento [%]		
Número	Tipo	Energía almacenada	Material	Coste
1	Barra	0.4	16.39	5.85
2	Barra	0.66	32.79	11.69
4	Barra	1.28	65.57	23.39
6	Barra	1.77	98.36	35.08
8	Barra	2.24	131.12	46.77
1	Disco	1.36	57.27	42.68
2	Disco	2.7	114.54	85.35
3	Disco	3.97	174.80	128.03
4	Disco	4.7	229.07	170.71
1	Plato	5.11	368.41	188.83
2	Plato	8.83	736.83	377.65
5	Espiral	9.13	268.36	382.80
6	Espiral	10.81	343.60	459.40
7	Espiral	12.19	400.91	535.90
9	Espiral	14.28	515.43	689.10

Tabla 5. Resultado de distintas configuraciones de aletas en intercambiadores de calor [Panneer, 2012].

Puede concluirse afirmando que la geometría óptima para un intercambiador de calor es la de espiral a pesar de su excesivo coste. Aún así, hoy en día sigue prevaleciendo el uso de intercambiadores de calor lisos en el almacenamiento de calor en hormigón por su menor coste.

Con respecto al material de los tubos, el más usado actualmente es acero debido a su buena transferencia de calor hacia el hormigón. No obstante, existe un inconveniente a su uso en conjunto que es la diferencia existente entre sus coeficientes de expansión térmica, ya que el del acero es superior al del hormigón por lo que pueden aparecer grietas en el hormigón.

Existen dos posibles soluciones viables, el uso de un material en la interfase entre el tubo del intercambiador y el hormigón o emplear tubos de acero al carbono.

4.2.4 Plantas con almacenamiento térmico de hormigón integrado

Este sistema de almacenamiento térmico, como se ha comentado anteriormente, además de ser una opción de futuro por su bajo coste principalmente, se ha implantado ya en algunas plantas actuales que se pasan a comentar a continuación.

En primer lugar, se encuentra el proyecto WESPE, desarrollado por el Centro Aeroespacial alemán (DLR), el cual fue el primero en promover la utilización a gran escala del hormigón como medio de almacenamiento de energía térmica. A la finalización del proyecto WESPE se consiguió obtener una capacidad de almacenamiento de 350 kWh con unos costes asociados de 20 €/kWhth. A partir de este proyecto fueron surgiendo otros, proyecto Stuttgart, con el fin de mejorar tanto la capacidad de almacenamiento térmico, como la reducción de los costes asociados a los equipos extras necesarios para su implantación y utilización. En el proyecto Stuttgart se consiguió llegar a una capacidad de almacenamiento de 474 kWh.

El proyecto más reciente fue llevado a cabo por el instituto Masdar en Abu Dabi, en el cual se prueba el novedoso módulo NEST, de la compañía NEST S.A., creado con su propia mezcla de hormigón, Heatcrete®. Este proyecto da a conocer su perfecto funcionamiento a escala de planta real, llegándose a obtener hasta 1MWhth de almacenamiento de energía térmica.

4.3 Supercondensadores

Los supercondensadores son equipos que combinan las ventajas de las baterías y los condensadores habituales, creando un sistema de alta densidad de potencia capaz de funcionar durante un elevado número de ciclos.

Para calcular la capacidad de estos equipos, se usa la siguiente expresión:

$$C = \epsilon * (S/d)$$

Donde S es el área del supercondensador, ϵ la constante dieléctrica y d la distancia entre los electrodos. Con esto, se puede calcular la cantidad de energía almacenada en función de la capacidad y del voltaje como:

$$E = \frac{V^2 * C}{2}$$

Presentan una serie de ventajas:

- Alta densidad de potencia.
- Larga vida útil del equipo.
- Rápida carga y alta eficiencia energética.
- Amplio rango de temperaturas y seguridad.

En cuanto a sus inconvenientes:

- Disponen de una baja densidad energética.
- Coste elevado frente a otros sistemas de almacenamiento de energía.
- Niveles altos de autodescarga.
- Bajo voltaje de la celda.
- Caída de voltaje lineal.

Por último, gracias a la nanotecnología, se ha conseguido reducir la distancia entre los electrodos, de manera que pueden hacerse supercondensadores de mayor tamaño y capacidad. Además, en función del tipo de electrolito, pueden clasificarse en:

1. Condensador de doble capa eléctrica.
2. Pseudo-supercondensadores electroquímicos.
3. Supercondensadores híbridos.

4.4 Sistemas de absorción

Las tecnologías de absorción, que han sido usadas principalmente para el enfriamiento y el bombeo de calor, han ganado mucho interés para el almacenamiento de calor en los últimos años, debido a sus altas densidades de energía y a la eficiencia de almacenamiento a largo plazo. El almacenamiento de calor por absorción se divide en cuatro tecnologías: absorción de líquidos, adsorción de sólidos, reacción química y materiales compuestos. Tras una presentación general de los diferentes procesos posibles y el principio de funcionamiento, ilustraremos una tecnología innovadora: un sistema de almacenamiento de calor solar por absorción.

4.4.1 Principio de almacenamiento

El mecanismo de almacenamiento de calor a través de un proceso de absorción puede ser representado por la siguiente ecuación:



Aquí A es el sorbente y B es el sorbato. Para un proceso de reacción química, $A*(i+j)B$ y $A*iB$ significan un compuesto de un mol de A con (i+j) moles de B e “i” mol de B, respectivamente. Para un proceso de absorción de líquidos, $A*(i+j)B$ representa una solución con una concentración de A menor que la de $A*iB$. Para un proceso de adsorción de sólidos, $A*(i+j)B$ representa el enriquecimiento de B en la superficie de A.

Durante el proceso de carga endotérmica (sentido directo de la ecuación), cuando se añade calor a $A*(i+j)B$, la fuerza de unión entre A y B se rompe y algo de B se separa de A. La energía se almacena en términos del

potencial químico ΔH_s (J/mol). Durante el proceso de descarga exotérmica (sentido indirecto de la ecuación) A^*iB entra en contacto con j moles de B para formar $A^*(i+j)B$ de nuevo, y el calor ΔH_s es liberado.

4.4.2 Sistema de almacenamiento de calor solar por absorción

Para ilustrar la tecnología de almacenamiento mencionada, se detallará un ejemplo de uno de los posibles procesos de absorción, un sistema de almacenamiento de calor solar por absorción.

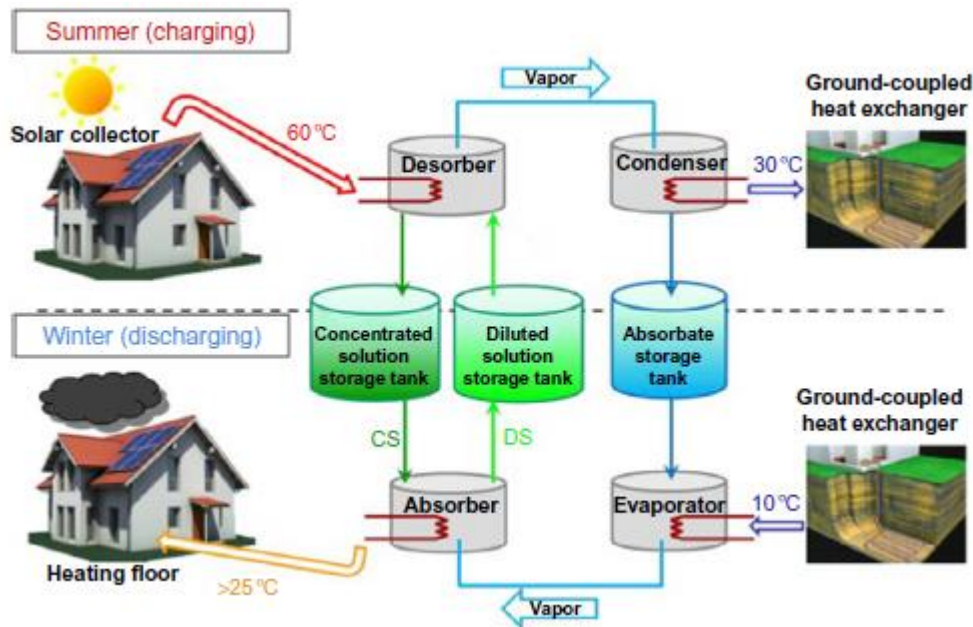


Figura 15. Ciclo de almacenamiento por absorción a largo plazo. Principio de operación.

La figura 15 muestra el principio del funcionamiento del sistema. La carga de la energía solar tiene lugar durante el verano y el calor se libera durante el invierno. En comparación con los sistemas de refrigeración por adsorción de calor, este proceso se puede desarrollar con sólo dos intercambiadores de calor que funcionan al revés en las dos fases de funcionamiento: un desabsorbedor en la fase de carga que funciona como absorbedor en la fase de descarga, y un condensador en la fase de carga que funciona como evaporador durante la descarga. La otra originalidad de este ciclo es el hecho de que permite que la solución llegue al punto de cristalización en el tanque de almacenamiento.

Por su parte, la figura 16 describe el principio de funcionamiento de este ciclo, usando la pareja de sorción $\text{LiBr}/\text{H}_2\text{O}$ como ejemplo. Los niveles de alta y baja presión (HP y LP respectivamente) depende de la temperatura de condensación (punto C) en verano y de la temperatura de evaporación (punto E) en invierno, respectivamente. Desde el punto 2 hasta el 3 o 3', el calor solar se transfiere continuamente desde los colectores solares para calentar la solución (fase de carga en la figura 3.5). El absorbente es expulsado de la solución de LiBr y transferido al condensador. La solución fuerte en el punto 3 o 3' fluye de vuelta al tanque de almacenamiento. La línea 3-5 o 3'-5 representa el período de almacenamiento entre verano e invierno, cuando la solución se mantiene en el tanque y se separa de otros tanques. En invierno un absorbente se evapora y luego es absorbido por la solución en el punto 5-7. El ciclo 1-2-3-5-5-6-7-7-1 se refiere a un ciclo convencional de almacenamiento por absorción a largo plazo, en el que se debe elegir cuidadosamente el punto 3 para evitar la formación de cristales del punto 3 al 5. Para el ciclo 1-2-3'-4-5-5-6-7-7-1, la masa de solución del punto 3' puede ser superior a la del punto 3. La forma cristalina sólida de la sal se permite que aparezca durante el período de transición en el tanque de solución. Esta mejora aumenta enormemente la densidad de las soluciones lo cual es beneficioso para el proceso de almacenamiento.

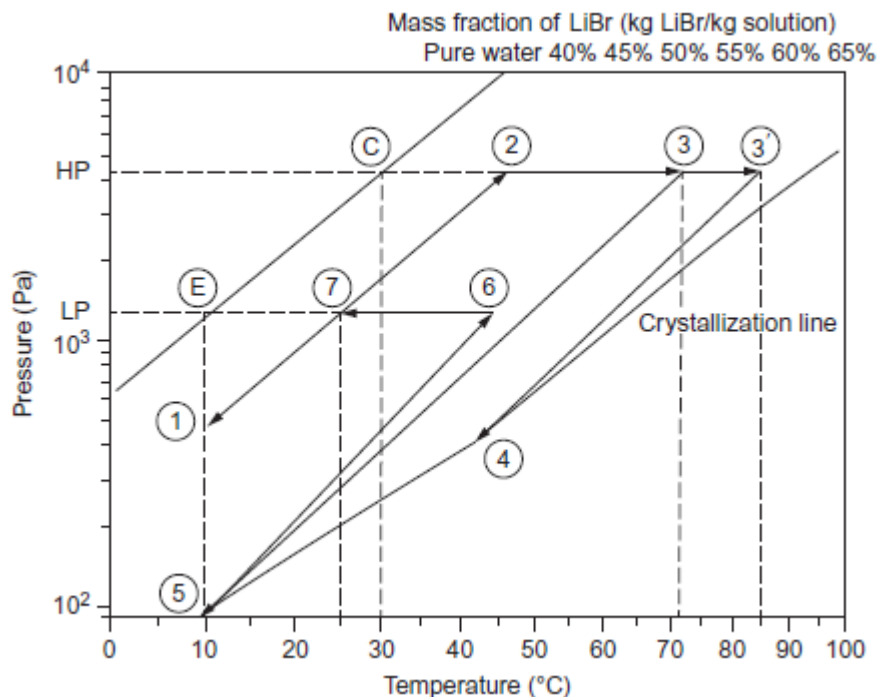


Figura 16. Ciclo de almacenamiento por absorción a largo plazo. Principio de operación y diagrama presión-temperatura para el caso de LiBr-H₂O.

4.5 Almacenamiento térmico en hielo

Los sistemas TES que usan hielo pueden ser económicamente ventajosos y requieren menos espacio que los sistemas que usan agua. Esta ventaja de espacio permite a menudo ampliar la capacidad de calefacción y refrigeración dentro del área, a menudo restringida, de las salas de máquinas existentes.

Un sistema TES de hielo con bomba de calor se compone de una bomba de calor, un sistema de fabricación de hielo, un tanque de almacenamiento y un sistema de aire acondicionado que puede ser un sistema central convencional.

4.5.1 Clasificación

Estos sistemas, se clasifican a menudo como estáticos o dinámicos, en función de la forma en que el hielo es entregado al tanque de almacenamiento, como se discute a continuación:

- **Sistemas estáticos:** En los sistemas estáticos, se instala una tubería de fabricación de hielo en el tanque de almacenamiento donde se forma y luego se derriete el hielo, el cual puede ormarse dentro o fuera de los tubos. El hielo puede derretirse posteriormente mediante un proceso externo que derrite el hielo por el lado exterior, o por un sistema interno de fusión. La fusión interna puede lograrse alimentando la salmuera calentada que regresa al equipo de aire acondicionado para la bobina. Alternativamente, un sistema de subenfriamiento de refrigerante puede pasar a alta temperatura y presión el refrigerante desde el condensador hasta la bobina. Otro tipo de sistema estático es el sistema de flotador de tubo de hielo que utiliza un tubo de poliuretano lleno de agua.
- **Sistemas dinámicos:** En este caso, el hielo se produce fuera del tanque de almacenamiento y se elimina de la superficie de producción de hielo de forma continua o intermitente por diversos medios. El sistema de cosecha de hielo alimenta el refrigerante que ha pasado a través de la válvula de expansión a una placa de fabricación de hielo, donde el hielo se desprende y se deja caer en un tanque de almacenamiento. El sistema de trozos de hielo produce continuamente hielo, que se raspa como trozos de hielo. En el sistema hielo-líquido, los finos cristales de hielo se forman en una solución etilenglicol (lechada de hielo) por enfriamiento como refrigerante.

Por otro lado, y en función del tipo de producción de hielo, pueden distinguirse:

4.5.2 Sistemas de hielo sobre tuberías

Producen hielo bombeando un refrigerante líquido muy frío (generalmente HCFC-22 en aplicaciones comerciales o amoníaco en industriales) a través de una serie de tuberías sumergidas en un tanque de agua. Técnicamente el TES de hielo en tubería se asemeja a la refrigeración como proceso. Los componentes del sistema, es decir, el compresor y el(los) condensador(es), los receptores de alta y baja presión, las bombas de refrigerante, los evaporadores y los tanques de hielo, se seleccionan individualmente para la aplicación y se integran para proporcionar un sistema de refrigeración fiable.

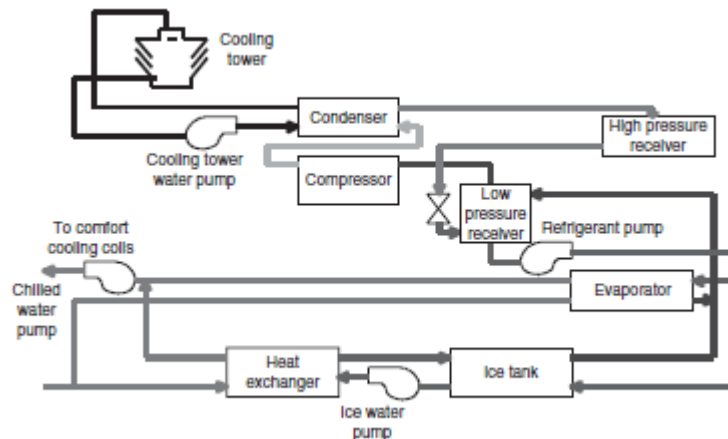


Figura 17. TES hielo sobre tuberías.

A diferencia de los sistemas de expansión directa, que dependen de una superficie de transferencia de calor adicional para separar el vapor de refrigerante líquido, los sistemas de hielo sobre tubería usan un receptor de baja presión y un método llamado sobrealimentación de líquido para lograr esto.

Un sistema de sobrealimentación de líquido funciona de la siguiente manera. El agua fría y/o hielo se produce por bombeo de refrigerante líquido frío a un evaporador de refrigerante o a un tanque de hielo a una velocidad de 1.3-1.6 veces más rápida que la requerida para evaporarlo. De esta manera, se produce una solución bifásica de líquido y vapor de refrigerante, y es retornado al receptor de baja presión. Esta tasa de flujo de refrigerante entre 30-60% más alta es la razón por la cual el sistema se denomina de sobrealimentación de líquido.

El refrigerante que regresa al receptor de baja presión está casi saturado y como consecuencia el líquido no hierve y es necesario que se devuelva para una segunda pasada por el evaporador.

Nótese que el sistema abierto o atmosférico de un sistema de hielo sobre tubería dicta el uso de un sistema de calor para separar el agua helada del circuito de agua de refrigeración del edificio. El bucle de refrigeración por su parte si es un sistema cerrado normalmente.

En el lado de alta presión del sistema, el vapor refrigerante frío que se acumula en la parte superior del receptor de baja presión es aspirado por el compresor. Después de la compresión, el vapor presurizado (y ahora caliente) pasa al condensador, donde el agua de la torre de enfriamiento que circula a través de la carcasa hace que el refrigerante se condense. El refrigerante líquido, aún a alta presión, sale del condensador y entra en un recipiente de alta presión, donde se almacena para su posterior uso. Este refrigerante de alta presión es regulado por un dispositivo de medición de refrigerante para asegurar que un nivel mínimo de líquido se mantiene en el receptor de baja.

El hielo en este tipo de sistemas se forma en las superficies externas de una “bobina de hielo”.

Este serpentín es en realidad una serie de tubos de acero sumergidos en un tanque de agua. El refrigerante frío es bombeado a través de estas tuberías para congelar el agua que los rodea. Burbujas fluyen alrededor de los tubos de acero para agitar el agua en el tanque, a veces inyectando aire en el fondo.

Las burbujas de aire ascendentes favorecen la formación de hielo denso y uniforme durante el ciclo de congelación y la uniformidad de la mezcla, derritiéndose cuanto el tanque es descargado.

El receptor de baja juega un papel crítico en los sistemas de sobrealimentación de líquido en las tuberías: separa la solución de refrigerante de dos gases que regresa al serpentín de hielo en líquido y vapor. La gravedad induce esta separación, haciendo que el refrigerante líquido y el aceite se asienten en el fondo del receptor, mientras que el vapor de refrigerante puro se acumula en la parte superior. A medida que el compresor aspira este vapor del receptor, el nivel de líquido disminuye. Para asegurar que siempre hay suficiente líquido en este recipiente, un control de nivel de líquido agrega refrigerante desde el recepto de alta según necesidades.

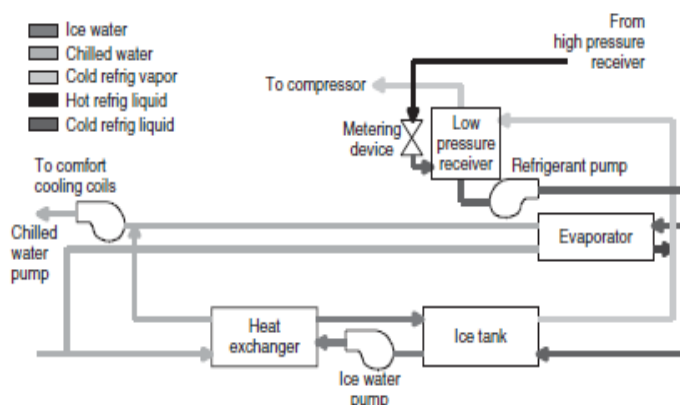


Figura 18. Porción de baja presión del sistema.

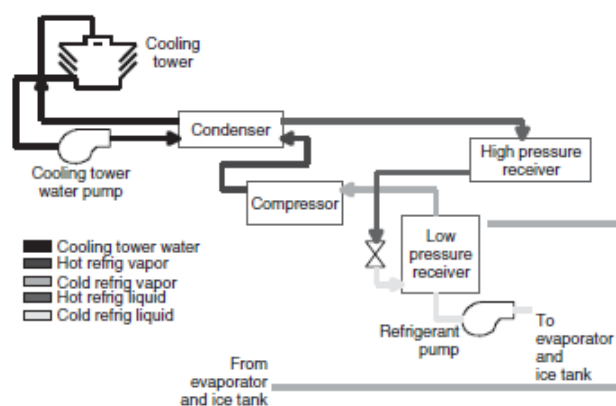


Figura 19. Porción de alta presión del sistema.

Los sistemas de sobrealimentación de líquidos requieren de un sistema separado de retorno/recuperación de aceite. Esto se debe a que el tipo de compresor preferido (rotativo helicoidal/tornillo) expulsa cantidades significativas de aceite a la línea de descarga. Atrapado en el refrigerante, el aceite se abre paso a través del condensador y la alta presión, y eventualmente terminan en el receptor de baja. Allí, el aceite se acumula en la parte inferior del tanque (junto con refrigerante líquido) y no puede regresar al compresor a través de la línea de succión. Se necesita un sistema separado de recuperación de aceite para capturar, destilar y devolver el aceite al compresor.

Esto debe ser cuidadosamente considerado en el diseño del sistema. La complejidad de la sobrealimentación de líquidos en los sistemas de hielo sobre tuberías se traduce en un aumento significativo de costes fijos independientes de la cantidad de hielo producido y almacenado. Los sistemas de control de inventario de refrigerante y aceite, bombas de refrigerante y otros accesorios del sistema, más la mano de obra necesaria para su instalación, constituyen una inversión considerable.

Dependiendo del tamaño del sistema, el tanque puede ser prefabricado para incluir tanto el hielo como el agua, o ensamblado instalando el serpentín de hielo en un tanque montado en campo.

Los sistemas de sobrealimentación de líquido en hielo sobre tubería son caros porque no sólo requieren grandes cantidades de aceite y refrigerante, sino que también equipos para contener este refrigerante. Los altos costes de ingeniería e instalación de sistemas de sobrealimentación limitan su uso a aplicaciones más grandes.

4.5.3 Cosechadoras de hielo

Las cosechadoras de hielo evitan los problemas asociados con los sistemas de sobrealimentación de hielo en tuberías mediante la combinación de todos los componentes y accesorios necesarios para la producción de hielo en un solo paquete fabricado. Este dispositivo, llamado cosechadora de hielo, se instala sobre un tanque abierto que almacena una combinación de agua y escamas de hielo.

Para producir hielo, se extrae agua del tanque de almacenamiento y se entrega a la cosechadora de hielo mediante una bomba de recirculación con un caudal de 1,75 a 2,75 m³/h por tonelada de capacidad de producción de hielo. Una vez dentro de la cosechadora de hielo, el agua recirculada fluye a una bandeja de drenaje situada sobre una serie de platos refrigerados. Cada una de estas placas está construida de dos láminas de acero inoxidable soldadas entre sí. Un sistema de refrigeración integrado en la cosechadora de hielo mantiene las placas a una temperatura de -9,5 a -6,5°C.

A medida que el agua sale de la bandeja de drenaje, fluye libremente por ambos lados de las placas refrigeradas, donde se congela a un espesor de 0,3 a 1 cm. Al alcanzar un espesor determinado (o al inicio de un proceso), el hielo se desplaza de las placas mediante un ciclo de descongelación con gas caliente y cae en el tanque de abajo.

Cuando se requiere refrigeración, una bomba de transferencia extrae el agua helada del tanque de almacenamiento y la transporta a un intercambiador de calor de un edificio.

Es posible utilizar la cosechadora de hielo como enfriadora de agua aumentando la temperatura de succión del sistema de refrigeración y el bombeo de agua caliente desde el intercambiador de calor del edificio a través de los platos refrigerados. De hecho, operar a esta temperatura de succión más alta mejora el rendimiento de la cosechadora. Desafortunadamente, no puede producirse agua fría sin derretir el hielo almacenado en el tanque de almacenamiento.

Esta incapacidad para funcionar como un verdadero enfriador de agua en un sistema de agua refrigerada plantea un problema significativo en los sistemas de almacenamiento térmico con hielo que usan cosechadoras. Para hacer frente a esta ineficiencia, las cosechadoras se usan en tándem con enfriadoras de agua convencionales. El hielo se forma típicamente a ambos lados de un hueco plano o en el exterior o interior de la superficie cilíndrica del evaporador, los cuales están dispuestos en bancos verticales situados encima del tanque de almacenamiento. Este hielo se cosecha a continuación, a menudo mediante la introducción de gas refrigerante caliente en el evaporador; el gas calienta el evaporador, lo que rompe la unión entre el hielo y el evaporador y permite que el hielo caiga en el tanque de almacenamiento. Otros tipos de cosechadoras de hielo usan medios mecánicos para separar el hielo de la superficie del evaporador.

El hielo se genera al hacer circular agua del tanque de almacenamiento a 0°C sobre los evaporadores en ciclos de 600-1800 s. El tiempo de desescarche es una función de la cantidad de energía necesaria para calentar el sistema y romper la unión entre hielo y superficie del evaporador. Dependiendo de los métodos de control, la configuración del evaporador y las condiciones de descarga del compresor, el desescarche puede realizarse en 20-90 segundos. Típicamente, los evaporadores se agrupan en secciones que se descongelan individualmente de modo que el calor rechazado de las secciones activas proporciona la energía para el desescarche.

En aplicaciones de nivelación de carga, se genera hielo y se carga el tanque de almacenamiento cuando no hay carga de edificio. Cuando hay una carga de edificio, el agua de retorno refrigerada fluye directamente sobre él y el generador de hielo funciona como enfriador o como generador y enfriador. La capacidad de enfriamiento es función de la velocidad del agua en la superficie del evaporador y la temperatura del agua entrante. El ciclo de desescarche debe ser activado cada vez que el agua de salida del evaporador está a pocos grados de congelación. En el funcionamiento de un refrigerador, el máximo rendimiento se obtiene con caudales mínimos de agua del sistema y temperaturas máximas del agua de entrada. En el cambio de carga, los compresores se apagan durante el período pico de la compañía eléctrica.

Los compresores de desplazamiento positivo se utilizan generalmente con cosechadoras de hielo, y las temperaturas saturadas de succión oscilan entre -7,5 y -5,5°C. Las temperaturas de condensación se mantendrán lo más bajas posibles para reducir el consumo de energía. La temperatura mínima de condensación permitida depende del tipo de sistema de refrigeración utilizado y de las características de desescarche del sistema.

Durante el modo de operación de generación de hielo, el sistema se energiza si el hielo está por debajo de la temperatura ambiente. Un sistema de almacenamiento parcial gana energía sólo cuando el agua que entra está a o por encima de la temperatura que permitirá el enfriamiento durante el período de descarga; de lo contrario, el

sistema no opera y el tanque de hielo es descargado durante el período pico para satisfacer la descarga.

Cuando el hielo flota en un tanque, el nivel de agua permanece casi constante, lo que hace difícil para medir el inventario de hielo midiendo el nivel de agua. Los siguientes métodos generales se usan para determinar el inventario de hielo:

- Método de conductividad del agua: A medida que el agua se congela, los sólidos disueltos son forzados a salir del hielo hacia el líquido, aumentando así su concentración en el agua. De este modo, se puede mantener información precisa sobre el inventario de hielo midiendo la conductividad y evaluando el nivel de hielo.
- Método de equilibrio térmico: El efecto de enfriamiento de un sistema puede determinarse midiendo la potencia mecánica y el calor de rechazo del compresor. La carga de refrigeración del sistema se determina midiendo el flujo de refrigerante y la temperatura. El inventario de hielo es entonces determinado mediante la integración de la entrada de refrigeración menos la carga y la evaluación del nivel de hielo. Una variante es el método de balance de calor en el compresor solamente, usando datos de rendimiento del fabricante del compresor y datos de carga medidos.

Por último, y a modo de resumen de este tipo de almacenamiento térmico, se presentan las ventajas y desventajas de este:

- Ventajas: Como ocurre con el resto de los sistemas de almacenamiento de hielo, requieren menos espacio y suponen menos coste de volumen almacenado respecto a los sistemas de agua fría. Además, la cosechadora de hielo es un dispositivo empaquetado, lo que simplifica el proceso de instalación y reduce de los costes de instalación.
- Desventajas: Las cosechadoras presentan unas limitaciones principalmente por estar abiertas a la atmósfera. Por ejemplo, las placas y el chasis de la cosechadora de hielo normalmente están contruidos en acero inoxidable, un material que aumenta significativamente el coste del equipo. El tratamiento de agua también es necesario debido a la naturaleza abierta del tanque y de la bandeja de drenaje. Por último, la incapacidad de la cosechadora de hielo para producir agua fría sin agotar el hielo en el tanque de almacenamiento puede ser un factor disuasivo económico.

4.6 Sistemas ETES (Electric Thermal Energy Storage)

Desarrollado por Siemens Gamesa, representa una solución flexible y competitiva en términos de coste para asegurar un suministro estable de energía para las energías renovables, puesto que permite almacenar el excedente de energía para cuando más se necesite.

Se recomiendan para casos de almacenamiento de energía a gran escala y flexible para la industria de uso intensivo de energía, activos de energía renovable, combinación de calor y potencia, y como opción de segunda vida para las centrales de producción eléctrica convencionales.

Sus aspectos más relevantes son:

- Potencia nominal superior a 30 MW y capacidad por encima de los 130 MWh.
- Solución para el uso de energía 100% renovable, en respuesta a una necesidad establecida.
- Presenta un coste competitivo frente a otros sistemas de almacenamiento de energía térmica.
- Respetuoso con el medio ambiente al no usar materiales peligrosos contra el mismo y ayudan a reducir emisiones.
- Carga, descarga y almacenamiento pueden ser escalados de manera independiente.

Los sistemas ETES extraen electricidad de la red eléctrica y la utilizan para calentar piedras volcánicas a temperaturas de 600°C y superiores. Ese calor puede ser convertido de nuevo en electricidad usando una turbina de vapor convencional.

El sistema está construido con un 80% de componentes estándar y puede funcionar solo, añadirse a un ciclo de calor existente o convertir una central térmica en una planta de almacenamiento.

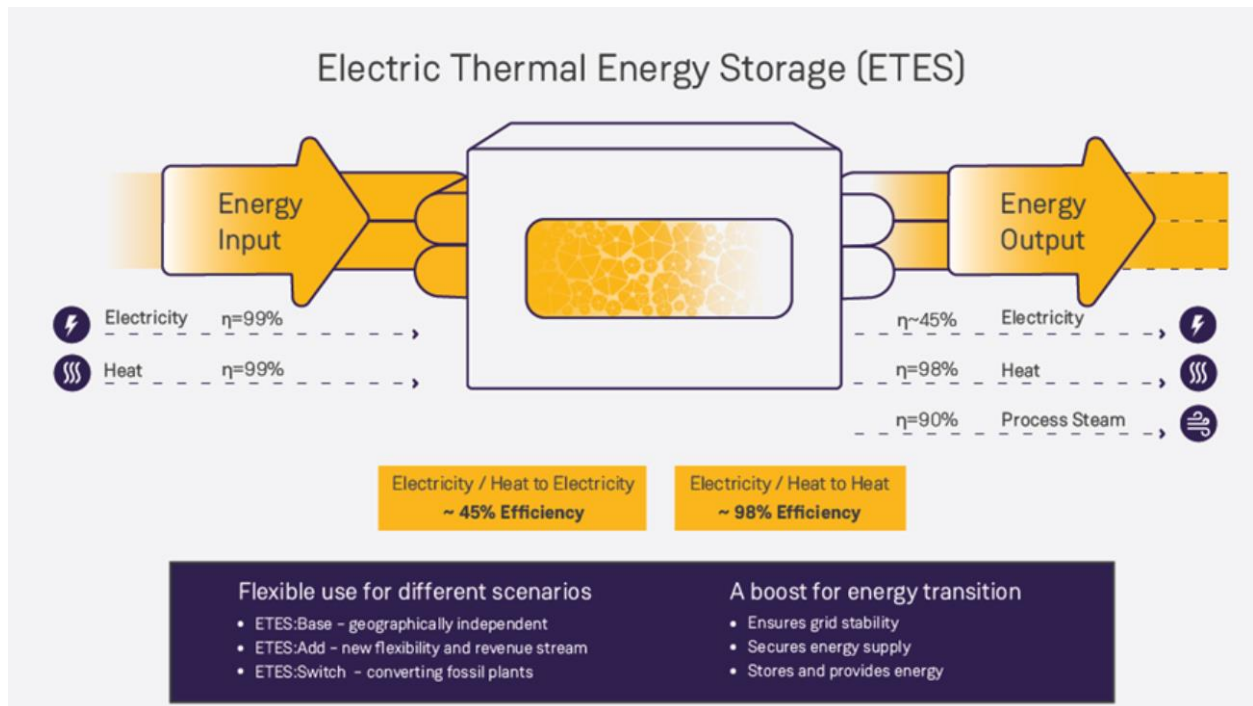


Figura 20. Funcionamiento de un sistema ETES.

Actualmente, existe una planta piloto donde se ha demostrado la eficacia de este tipo de sistemas, que se encuentra en Hamburgo, Alemania.



Figura 21. Sistema ETES, Hamburgo.

Dicha planta, dispone de más de 1.000 toneladas de roca que proporcionan una capacidad de almacenamiento térmico de 130 MWh de energía eléctrica a temperaturas próximas a 750 °C. El calor, se reconvierte en electricidad a través del vapor, mediante un generador que produce alrededor de 1,5 MW eléctricos.

5 CASOS PARTICULARES: ISLAS REMOTAS Y MICRORREDES

5.1 Microrredes

Una microrred es una plataforma que facilita la integración de generadores distribuidos (DG), sistemas de almacenamiento de energía (ESS) y cargas para asegurar que la red eléctrica puede suministrar electricidad de forma sostenible y a precios competitivos.

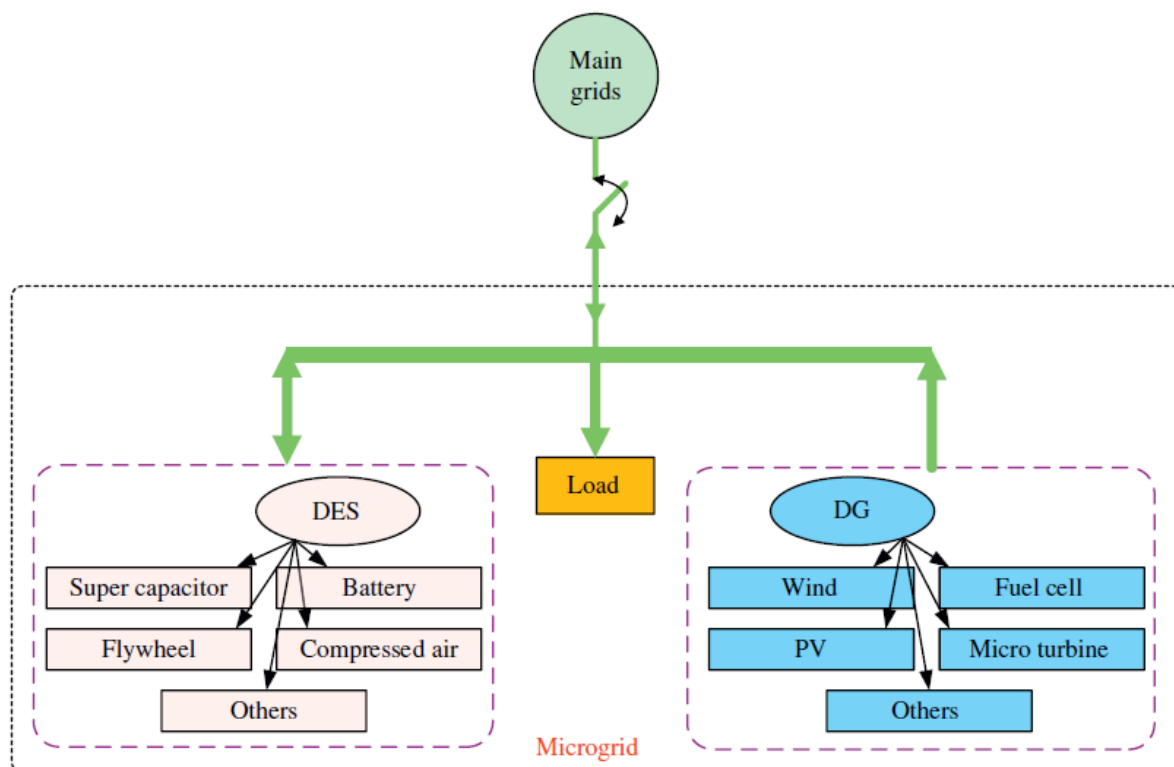


Figura 22. Estructura típica de una microrred.

En la anterior figura, puede observarse una estructura típica de una microrred, compuesta por generadores distribuidos como fotovoltaica, microturbinas, etc., e instalaciones de almacenamiento de energía como supercondensadores, volantes de inercia, etc.

El desarrollo de las microrredes traerá muchos beneficios, que se comentarán más adelante, pero también presenta desafíos significativos. Por ejemplo, los problemas de perturbación de tensión y frecuencia en condiciones meteorológicas impredecibles al integrar energías renovables, la supervisión y gestión de la generación local de energía y de las cargas, el diseño de dispositivos de protección para hacer frente al flujo de energía bidireccional, etc.

Las microrredes proporcionan una forma eficaz de suministrar energía a una amplia gama de clientes, tanto residenciales como comerciales, escuelas, hospitales, almacenes... Varias estaciones de investigación (con sede en el Ártico o basados en el espacio) también pueden utilizar esta tecnología para mejorar su operación, ya que proporcionan una fuente de alimentación ininterrumpida. También es útil para lugares remotos que no tienen acceso a la red de suministro o lo tienen limitado. Además, es beneficioso para los clientes que se enfrentan a grandes cortes de energía (por ejemplo, áreas propensas a huracanes).

Los sistemas de almacenamiento de energía son capaces de controlar la potencia de la microrred y paliar las

fluctuaciones de energía como ocurre en el caso de la energía solar. Esto dota al sistema de mayor estabilidad de manera significativa. Además, pueden actuar como sistemas de potencia ininterrumpida (UPS) y mejorar el bajo voltaje en algunos períodos en los sistemas fotovoltaicos.

En función de la aplicación, los sistemas de almacenamiento de energía térmica en el caso de microrredes se subdividen en dos: sistemas agregados y sistemas distribuidos.

1. **Sistemas agregados:** Son instalaciones capaces de almacenar una gran cantidad de energía para alojarla en la propia microrred.
2. **Sistemas distribuidos:** Estos sistemas son más pequeños que los agregados ya que sólo se encargan de una unidad del sistema de almacenamiento. Hay dos configuraciones distintas en este tipo de sistema:
 - Lado del generador: La función principal es suavizar la salida de la energía, por lo que este sistema estará colocado junto a la salida de un generador solar por ejemplo, justo antes del inversor de corriente.
 - Lado de la carga: Las microrredes no son tan fuertes o estables como la red principal y es por ello que cualquier variación en la carga tendrá un mayor efecto en la operación de la misma. Es aquí donde reside la importancia de colocar el sistema distribuido del lado de la carga para evitar fluctuaciones que penalicen al sistema.

Un ejemplo de uso de sistemas de almacenamiento de energía para el caso de microrredes son los supercondensadores.

Normalmente, la capacidad de almacenamiento de un supercondensador es alrededor de unas 200.000 veces la del condensador común. Tiene alta potencia y eficiencia en la conversión de energía y es por ello por lo que suscita un gran interés. Sin embargo, como el voltaje de una sola célula es bajo, los supercondensadores consisten en numerosos condensadores dispuestos en serie o paralelo. Estrictamente hablando, los parámetros internos de cada condensador son diferentes y, por lo tanto, puede existir un desequilibrio de tensión en el supercondensador, afectando a la fiabilidad operativa del mismo.

Un supercondensador práctico para el almacenamiento de energía en microrred requiere de una pila de muchas células individuales conectadas en serie. Cada celda consta de cinco capas con un separador poroso en el centro, un par de electrodos porosos a cada lado y par de colectores de corriente que congregan las cargas ubicadas en el extremo de cada celda. El separador, es un aislante eléctrico que evita el contacto físico de los electrodos, pero permite la transferencia de iones entre ellos. Las células se empaquetan y se sumergen en una solución electrolítica que forma la distribución de carga de doble capa.

5.2 Islas remotas

Hay áreas remotas en todo el mundo que dependen de redes eléctricas de pequeña escala (microrredes), en las que normalmente se utilizan soluciones de generación de energía a base de petróleo de baja calidad energética a un coste de producción de electricidad muy elevado.

Por otro lado, muchas de estas áreas se ven favorecidas por el potencial eólico y solar de alta calidad que fomenta el desarrollo de aplicaciones como los parques eólicos y los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, la naturaleza estocástica de la velocidad del viento y la generación variable de electricidad de una unidad fotovoltaica, que depende de la cantidad de irradiación solar durante el día (y no disponible durante la noche), subrayan la necesidad de colaborar con diversas soluciones de almacenamiento de energía para reducir o incluso eliminar la contribución de la generación de energía petrolífera en redes eléctricas aisladas.

El almacenamiento de energía en islas remotas es esencial por tres razones principales:

- Aumentar la fiabilidad y flexibilidad de las redes eléctricas actuales.
- Reducir los costes actuales de generación de electricidad (especialmente en horas punta).
- Adaptación de la alta penetración de la energía solar (o de cualquier otro tipo de fuentes de energía renovables) en el futuro consumo de energía.

En islas remotas, la demanda normalmente suele ser cubierta por motores pesados de combustibles fósiles (conocidos como generadores diésel) que son generalmente de baja eficiencia, o por turbinas de gas con un alto

coste. Estos sistemas deben trabajar durante las 24 horas del día al no haber otro tipo de fuentes de energía disponible en uso. Además, hay motores de reserva que deben funcionar para casos en los que existan fluctuaciones en la demanda o en la generación.

En estos sistemas, la penetración de energías renovables como la solar sería de especial utilidad dada la baja potencia demandada, pero el problema principal es el alto coste de inclusión de este tipo de tecnología. No obstante, en un escenario favorable donde se pudiera realizar las inversiones oportunas para su inclusión, la tecnología solar, por ejemplo, apoyada con sistemas de almacenamiento de energía térmica, como sales fundidas, podría cubrir la demanda de la isla, así como dotar de flexibilidad y confianza a la red eléctrica de la misma, lo que se traduciría en una pequeña red de generación distribuida por el tamaño del sistema.

Además, con la penetración de estos sistemas de generación de energía en redes remotas, aumenta la necesidad de regulación de frecuencia (debido a la naturaleza variable de estas fuentes renovables).

Cabe señalar que la naturaleza intermitente de los recursos solares y eólicos, junto con las notables fluctuaciones de la demanda de carga eléctrica diaria y estacional que se encuentran en los sistemas aislados, plantean límites de penetración estrictos en las aplicaciones basadas en las fuentes de energía renovables (sin almacenamiento de energía) que apenas superan el 15-20% del consumo total de electricidad.

Un caso típico de la fluctuación de la demanda en una isla, viene representado en la siguiente imagen:

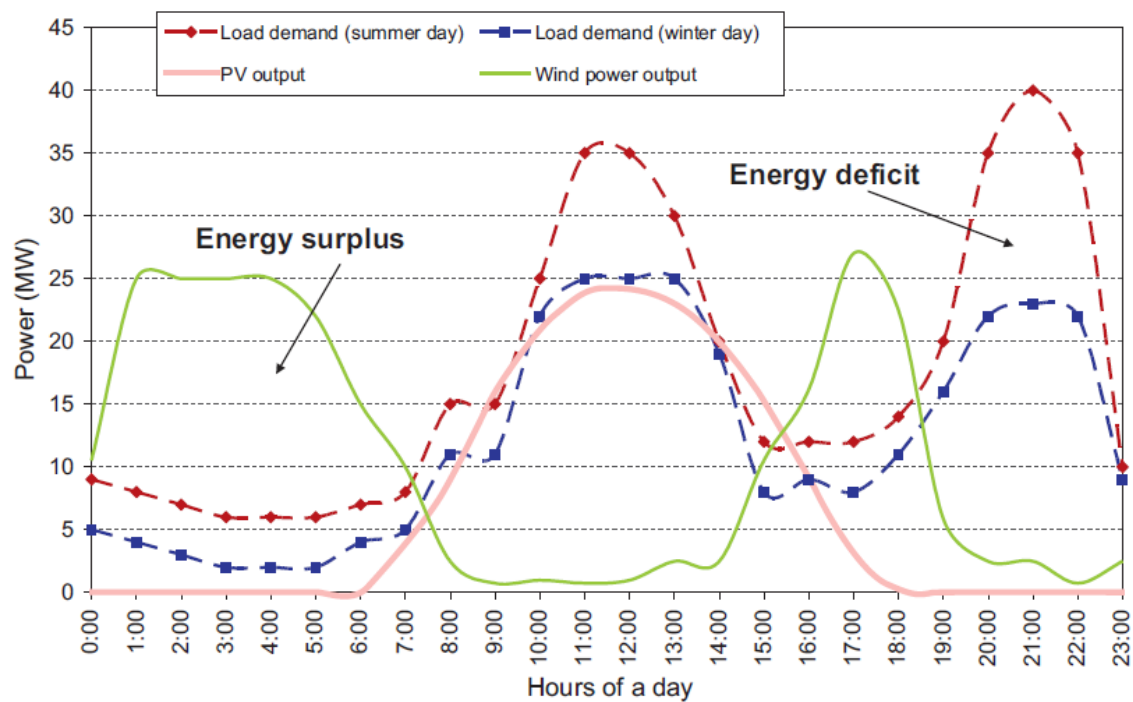


Figura 23. Caso típico de demanda de potencia en una isla remota.

Sobre esta base, los principales beneficios derivados de la adopción del sistema de almacenamiento de energía pueden resumirse en la explotación de las cantidades de energía que de otro modo se desperdiciarían (por ejemplo, se pueden almacenar las cantidades rechazadas de electricidad basada en las fuentes de energía renovables), el aumento de la fiabilidad del suministro de energía (porque se dispone de una fuente de energía adicional), y la mejora del funcionamiento del sistema de generación y de las unidades de energía existentes (por ejemplo, el funcionamiento de las unidades convencionales en el punto óptimo y la reducción de los costes en los períodos de máxima demanda de carga).

6 ESTUDIO DE INTERÉS: ALMACENAMIENTO TÉRMICO MEDIANTE SALES FUNDIDAS

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante sales fundidas consisten en la construcción de uno o varios depósitos que contienen dichas sales a dos temperaturas diferentes, conocidos como depósito caliente y depósito frío, pudiéndose realizar dos operaciones (carga y descarga del sistema). Cuando el día se encuentra despejado, la radiación solar directa llega al colector permitiendo el aporte de energía desde el campo solar a la turbina. Si esta se encuentra trabajando al máximo de su potencia, puede almacenarse ese excedente de energía en el tanque que contiene las sales a mayor temperatura (carga).

El intercambio de energía entre las sales y el aceite térmico (HTF) se produce a través de uno o varios intercambiadores de calor. En el tanque permanecerán las sales hasta que la energía aportada por el campo de colectores sea menor, y es entonces cuando puede recuperarse la energía de almacenamiento para aportar a la turbina y aumentar la producción de energía eléctrica.

6.1 Clasificación de sistemas de almacenamiento mediante sales fundidas

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante sales fundidas pueden clasificarse en dos grandes grupos:

- Dos tanques: pueden ser instalados en configuración directa o indirecta.
- Un tanque: Termoclino.

6.2 Sistema de almacenamiento con dos tanques

Pueden subdividirse a su vez en directos e indirectos, definidos así en función de su interacción en el circuito primario de la central. El sistema directo es aquel en el que el circuito de sales forma parte del circuito principal de intercambio de energía de la central. El sistema indirecto es llamado así porque el circuito de sales es un circuito secundario más, es decir, no está integrado en el principal, y por tanto si se interrumpe no afecta gravemente al funcionamiento normal de la central, sino que solo afectaría al funcionamiento del sistema de almacenamiento.

A continuación, se muestra el esquema de una central con un sistema de almacenamiento de dos tanques en configuración indirecta:

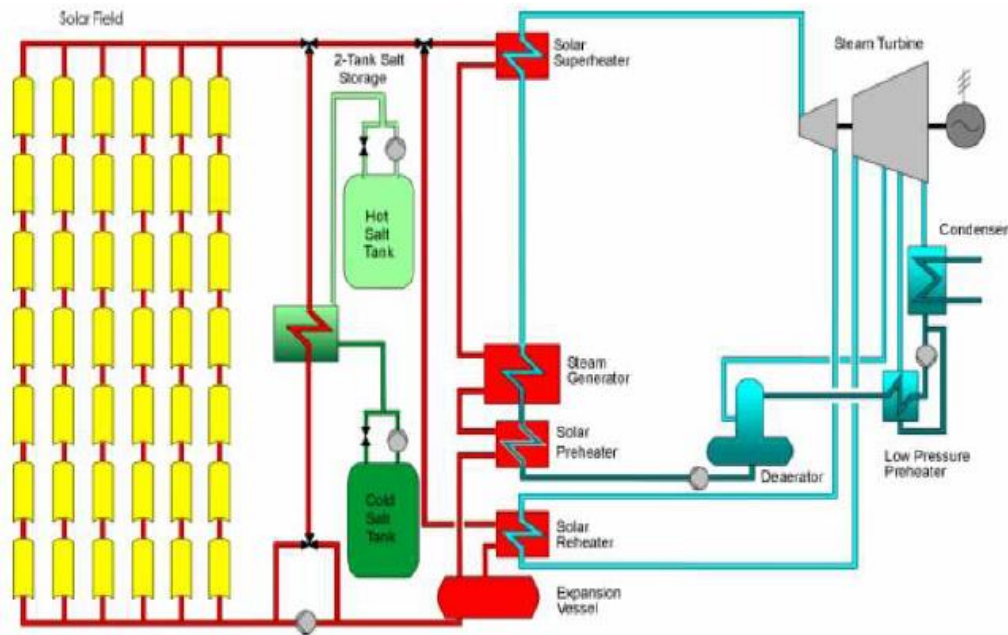


Figura 24. Esquema de los elementos de la central para un sistema de almacenamiento con configuración indirecta.

En esta configuración se pueden ver claramente diferenciados tres circuitos para la circulación de fluidos independientes, que son:

- 1- El correspondiente al aceite que recorre el campo de colectores solares.
- 2- Otro que corresponde a las sales que circulan del depósito frío al caliente y viceversa.
- 3- Por último, el circuito del vapor que sigue hacia un ciclo de Rankine.

La siguiente figura muestra la configuración de una central con un sistema de almacenamiento de dos tanques directo, donde se puede apreciar claramente las diferencias con la configuración indirecta y que tal y como ha sido comentado anteriormente, si en esta configuración se interrumpe el circuito de sales, la central queda totalmente inutilizada hasta que se realice la correspondiente reparación o mantenimiento.

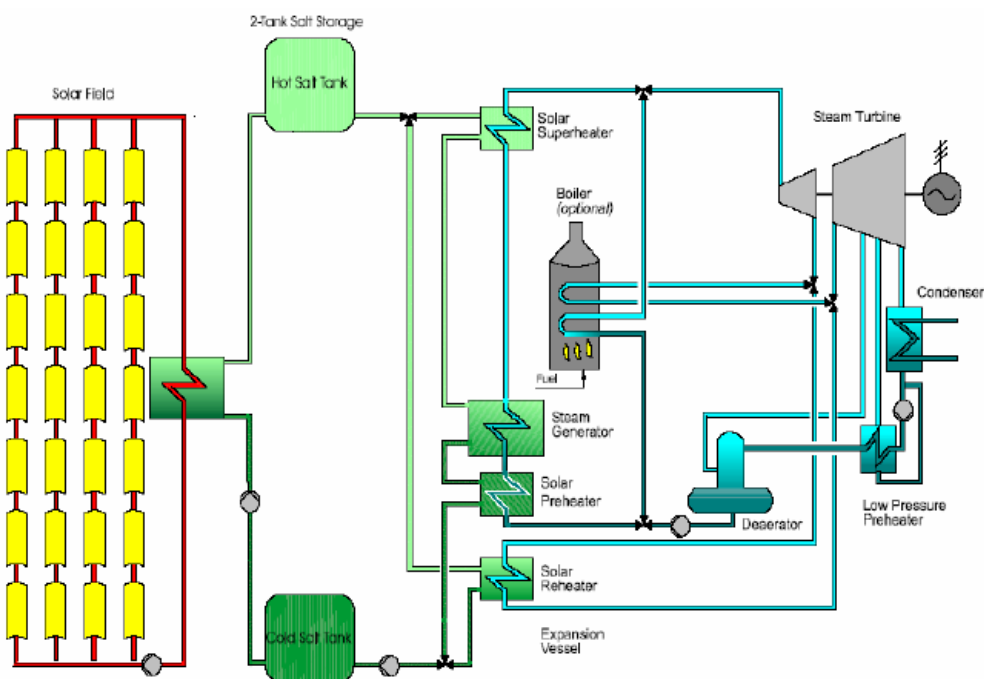


Figura 25. Esquema de los elementos de la central para un sistema de almacenamiento con configuración directa.

directa.

El desarrollo de la tecnología de almacenamiento de energía térmica (TES) es un gran avance para las centrales eléctricas de energía solar. El sistema TES de dos tanques en configuración indirecta, el cual se ha implementado ya en centrales como Andasol, una planta de 50 MWe, en España. El proyecto permite entre 6 y 12 horas de TES a merced de la optimización económica. Dicha optimización depende del costo y la función del sistema TES, que están relacionados con el tamaño del intercambiador y la función de la turbina.

La disponibilidad de un sistema de almacenamiento barato y eficiente térmicamente es uno de los atributos de las tecnologías solares de gran escala. El sistema de almacenamiento de energía TES permite distribuir la energía eléctrica cuando es más necesaria, y permite a proyectos de centrales de cilindros parabólicos lograr factores de capacidad superiores al 50%.

6.2.1 Funcionamiento

El sistema de almacenamiento en configuración indirecta requiere de dos circuitos de fluidos caloportadores, uno que capte la energía de la luz solar en el campo solar y la transfiera al grupo de generación de energía eléctrica, y otro fluido que transfiera la energía captada a través del sistema de almacenamiento. Estos dos fluidos interactúan en el intercambiador de sales y aceite que liga el sistema de almacenamiento y la central.

El sistema indirecto consta de dos tanques, uno caliente y uno frío. El tanque frío contiene el fluido de baja temperatura después del bloque de generación, que es a su vez la zona de alimentación del campo solar. Tras ser captada, la energía puede ser enviada a dos sitios, a la zona de generación donde es utilizada para la producción de energía eléctrica o a la zona de almacenamieto, donde es almacenada en depósito caliente para un posterior uso.

A continuación, se muestra un breve estudio realizado en la planta de Andasol en el que se aprecia gráficamente las diferencias en operación y la importancia del almacenamiento.

La siguiente figura muestra las diferencias operacionales entre una central con almacenamiento y la misma sin almacenamiento. Se debe destacar que la presencia del almacenamiento desacopla parcialmente la producción de energía eléctrica de la captación de radiación solar. Los datos mostrados pertenecen a la central de Andasol de 50 MWe.

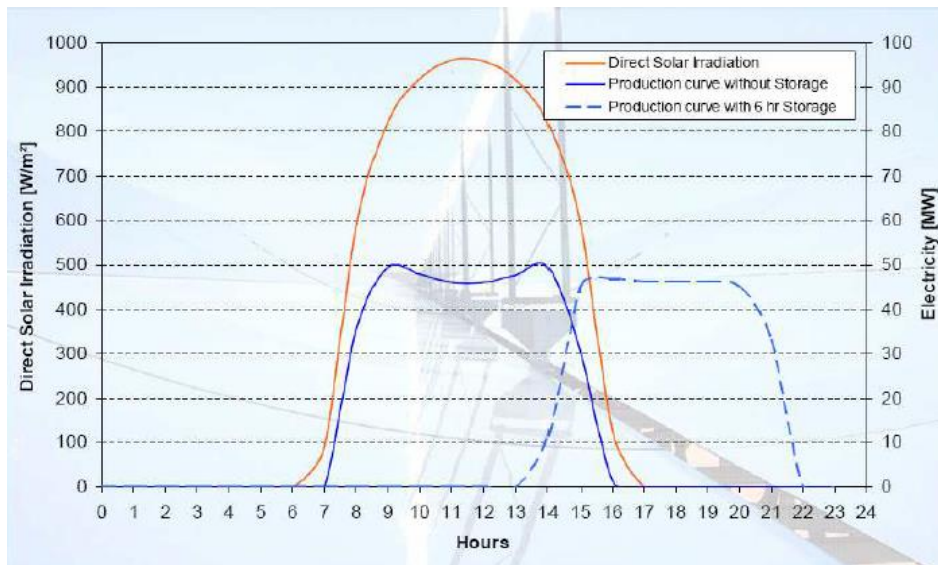


Figura 26. Gráfico de irradiación solar en Andasol.

Por último, se muestran los períodos de operación de la planta de Andasol con una capacidad de almacenamiento en un período de 12 horas.

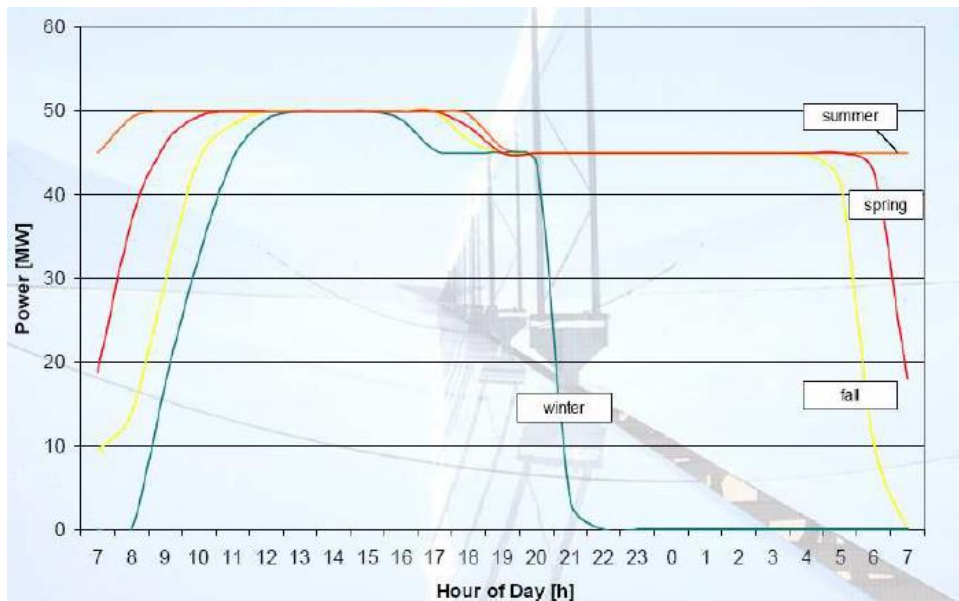


Figura 27. Gráfico de operación de Andasol.

6.3 Sistema de un solo tanque. Termoclina

En cuanto al sistema de almacenamiento con un solo tanque, conocido como Termoclino, es una configuración en la que todas las sales fundidas se almacenan en un único tanque en el que se produce una estratificación de las mismas en función de su temperatura. Este sistema siempre se instala en configuración indirecta. La disposición de la planta sería la siguiente:

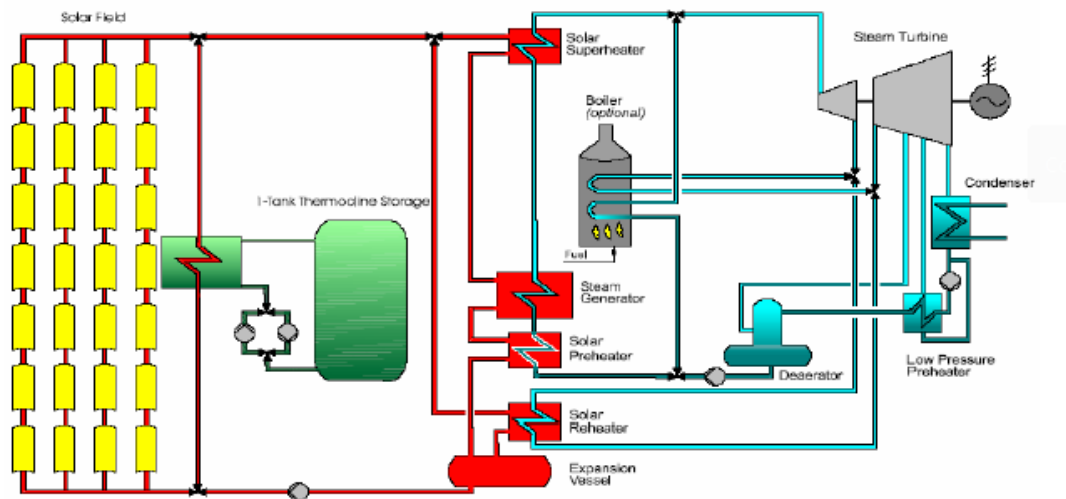


Figura 28. Esquema de los elementos de la central para un sistema de almacenamiento con configuración de tanque Termoclino.

6.3.1 Funcionamiento

Dicha tecnología consiste en el uso de un lecho fijo constituido por partículas sólidas de geometría regular o irregular, que actúan como material de almacenamiento térmico. A través de los intersticios creados por dichas partículas, se hace circular un fluido (gas o líquido), denominado fluido caloportador (HTF) el cual cede calor al sólido durante el proceso de carga del sistema y lo recibe de este en la descarga. En esta configuración, la transferencia de calor entre el fluido y el sólido genera un fenómeno de estratificación de la temperatura denominada termoclina.

En condiciones normales de operación, durante el proceso de carga, el fluido caliente se introduce por la parte superior y se extrae frío por la inferior. Por el contrario, durante el proceso de descarga, el fluido se introduce por la parte inferior y se extrae caliente por la superior.

Esta gestión del sistema está relacionada con el máximo aprovechamiento de los fenómenos térmicos de flotación y transferencia térmica por convección natural. En la figura siguiente se muestra un esquema de este concepto.

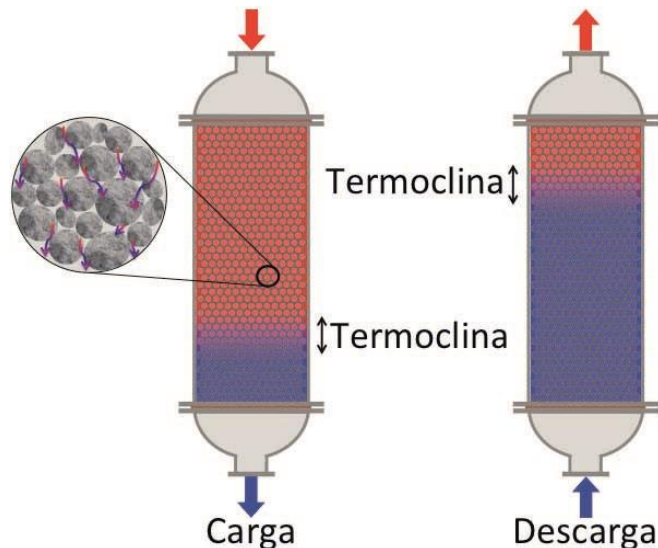


Figura 29. Sistema Termoclina.

Esta tecnología presenta ciertas ventajas frente a la actual de doble tanque de sales fundidas:

- Es capaz de suministrar temperatura constante durante el proceso de descarga, tratándose de una solución de un solo tanque. En función de la aplicación final del calor, este hecho puede ser de gran importancia, como en el caso de la generación eléctrica por medio de turbinas de vapor.
- El uso de materiales sólidos, normalmente cerámicos, como medio de almacenamiento, permite extender el rango de operación desde temperatura ambiente hasta por encima de los 1000 °C cuando por ejemplo se utiliza aire como fluido caloportador.
- Al tratarse de una tecnología de un solo tanque y permitir el uso de materiales de bajo coste como medio de almacenamiento, la inversión requerida en este tipo de solución es inferior al sistema de doble tanque. Además, en el caso de utilizar sales fundidas como fluido caloportador, la sustitución de gran parte de éstas, en torno a un 65-70% por un medio sólido, reduce considerablemente la cantidad de sales requerida. Teniendo en cuenta su alto precio, alrededor de 625 €/t, la repercusión final en el coste del sistema es importante. Por otro lado, en caso de usarse aire como HTF, se eliminaría totalmente el uso de sales y, por consiguiente, se obtendría una reducción mayor.

Sin embargo, esta tecnología de almacenamiento es relativamente joven y todavía está lejos de su completa implantación a escala industrial. Actualmente solo existen en funcionamiento dos sistemas de este tipo: la desarrollada en la central termosolar “Solar One” en Barstow (USA) durante el 2001, la cual usa una mezcla de arena y rocas como medio de almacenamiento térmico y aceite como HTF; la segunda instalación fue construida en 2014 en el desierto de AIT Baha (Marruecos) y se utiliza para suministrar calor a una cementera, empleando en este caso rocas y aire como almacenamiento térmico y fluido caloportador respectivamente.

No obstante, estas experiencias han permitido descubrir los aspectos en los que deben ser optimizados estos sistemas:

- 1) Búsqueda y desarrollo de materiales con una alta densidad energética y propiedades de transporte de calor adecuadas. Además, dichos materiales deben ser estables en el rango de temperatura de aplicación.
- 2) Durabilidad del medio de almacenamiento térmico, operando en contacto directo con el fluido caloportador, debe garantizarse durante la vida útil del sistema (alrededor de 20 años).
- 3) Control de los fenómenos térmicos a nivel macroscópico y local que ocurren entre el material de

almacenamiento y el fluido caloportador, para lograr una gestión térmica adecuada del sistema en su entorno de aplicación (planta termosolar, proceso industrial, etc.).

- 4) Búsqueda de nuevas soluciones que ayuden a lograr una buena estabilidad mecánica entre el material de almacenamiento y el tanque contenedor, que palie los fallos estructurales como el conocido “ratcheting” (acumulación de deformaciones secundarias tras varios ciclos carga-descarga), o fallos del material debido a esfuerzos termo-mecánicos.

6.4 Nanotecnología y sales fundidas

Un aspecto a tener en cuenta en relación al almacenamiento de energía térmica mediante sales fundidas es la aplicación de la nanotecnología.

Las nanopartículas pueden tener efecto sobre la capacidad calorífica específica y el calor latente de las sales fundidas de nitrato con el objetivo de aumentar la capacidad de almacenamiento de las plantas termosolares.

En este sentido, las principales contribuciones de la nanotecnología al almacenamiento mediante sales fundidas se pueden resumir en:

- El proceso de síntesis en dos etapas de la solución de agua, ampliamente utilizado en la literature para estas mezclas, conduce a la segregación de componentes durante la etapa de evaporación del disolvente. Este efecto de cambio de composición es más notable cuando la evaporación es más rápida o cuando se utilizan contenedores con una mayor superficie.
- Se ha demostrado que la solubilidad de los diferentes componentes de la sal es una propiedad clave que podría explicar la mejora del Cp: El NaNO_3 (componente con mayor calor específico) es menos soluble en agua y, por tanto, comenzará a precipitarse primero a partir de la mezcla a medida que se evapora el agua solvent. Las áreas iniciales de precipitación de sal y nanopartículas forman cristales de aspectos más “homogéneos”. Por tanto, estas áreas contienen un mayor contenido de NaNO_3 y, por consiguiente, tendrán un mayor Cp, independientemente de las nanopartículas añadidas (para concentraciones suficientemente bajas). Esto se demuestra con mediciones de sales limpias (sin nanopartículas) que muestran una “mejora” siguiendo diferentes procesos de evaporación sin añadir ninguna partícula.
- Se ha observado que el calor latente del nanofluido disminuye en una cantidad mayor que la teóricamente prevista, frente a las limitadas investigaciones existentes con sales fundidas pero alineadas con los extensos resultados de los materiales de menor temperatura de cambio de fase con nanopartículas para una mayor conductividad térmica.
- La existencia de una capa líquida interfacial se ha planteado como responsable de esta mayor reducción del calor latente, calculando el espesor de la capa para cada fluido base. El espesor de capa calculado parece razonable, sin descartar esta hipótesis. Sin embargo, la transición de fase de esta hipotética capa de líquido comprimido no se ha observado experimentalmente.
- Finalmente, y sobre todo desde el punto de vista del impacto industrial, es la primera vez que se evalúa la estabilidad de los nanofluidos de sales fundidas en estado líquido a altas temperaturas (superiores a 300°C). Los resultados muestran la incapacidad de la sal fundida para mantener dispersos diferentes tipos de nanopartículas, aunque los diferentes pasos durante el procedimiento de síntesis muestran homogeneidad.

Algunas propiedades termofísicas podrían mejorarse mediante la adición de nanopartículas a la sal de base, algunas esperadas como la conductividad térmica cuando se añaden partículas de alta conductividad térmica y otras mejoras inesperadas como el calor específico, ambas deseables para los materiales de almacenamiento térmico: la primera directamente relacionada con la tasa de transferencia de calor, y la segunda relacionada con la cantidad de energía que puede almacenarse en las plantas solares térmicas.

Sin embargo, los estudios realizados hasta la fecha no han encontrado aún evidencias estadísticas relativas a la mejora térmica específica causada por la adición de nanopartículas a las sales fundidas a base de nitrato, debidas en parte a la gran incertidumbre en las mediciones de la capacidad calorífica de las sales fundidas.

7 PROYECTOS DESTACADOS EN DESARROLLO

7.1 Sistema Solar Térmico Molecular

Los avances en el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía térmica que aprovechan al máximo la energía solar, llevan sucediéndose desde hace años. En este caso, se presenta el almacenamiento térmico mediante un sistema solar térmico molecular, desarrollado por científicos de la Universidad Tecnológica Chalmers (Gotenburgo, Suecia).

Estos investigadores, han creado un fluido químico capaz de almacenar la energía solar durante años, afirmando que este tipo de almacenamiento es altamente eficiente, y se puede liberar energía térmica cuando se demande (algo similar a los aceites térmicos, pero con mayor eficiencia y durabilidad). Este líquido funciona como una batería recargable, pero en lugar de electricidad, la radiación se libera en forma de energía térmica.

Las moléculas que forman el fluido químico están compuestas por carbono, hidrógeno y nitrógeno, y cuando se exponen a la luz solar, provoca que los enlaces entre los átomos se reorganicen formando un isómero que atrapa la energía solar, permaneciendo incluso cuando la molécula se enfría a temperatura ambiente.

Un aspecto a destacar del sistema es su “robustez”; es capaz de soportar más de 140 ciclos de almacenamiento y liberación de energía con una degradación insignificante, y puede almacenar energía hasta 18 años aportando calor a altas temperaturas.

Por ultimo, cabe mencionar que este Proyecto se inició en el año 2017 y continua en desarrollo, con el objetivo de lograr un método de almacenamiento de energía solar.

7.2 Almacenamiento Térmico basado en PCM encapsulados

La Universidad del Sur de Florida ha desarrollado un sistema de almacenamiento de energía térmica basado en materiales de cambio de fase encapsulados (PCM) que permitiría reducir el costo del almacenamiento térmico para hacerlo competitivo a los combustibles fósiles y aumentar el factor de capacidad en otro a un 75%. Entre sus objetivos, se incluyen:

- Desarrollar un PCM encapsulado para el almacenamiento de energía térmica en el rango de temperaturas de 300-450°C, con una capacidad de al menos 1.000 ciclos de transferencia de calor (carga/descarga).
- Diseñar un sistema de almacenamiento de un tanque utilizando cápsulas PCM esféricas sumergidas en aceite sintético con un intercambiador de calor integrado para pruebas de carga/descarga.

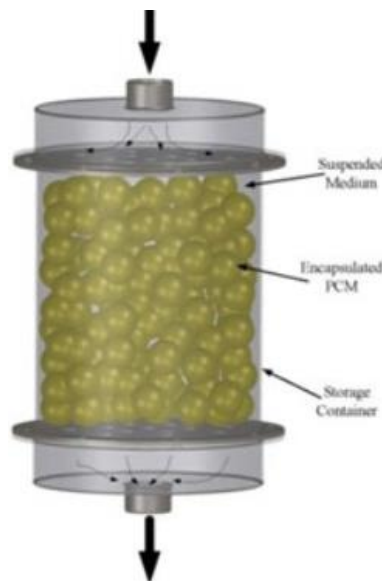


Figura 30. Sistema de almacenamiento de energía propuesto con PCM encapsulado.

Para su testeo, se empleó un sistema de almacenamiento de calor latente que usaba un material de cambio de fase (sal) encapsulado por una envoltura (metal) para superar la barrera de la baja conductividad térmica. Estas cápsulas se colocaron en contacto directo con el fluido de transferencia de calor para lograr mayores tasas de transferencia de calor. No obstante, se detectaron dos grandes obstáculos:

- 1- Se formaron macroesferas porosas del material PCM con un tamaño y volumen de poros suficiente para tener en cuenta el cambio de volumen de la fase sólida a la líquida.
- 2- Alto coste en el material de encapsulado de las macroesferas de PCM debido a la alta temperatura de fusión que debe disponer.

El Proyecto, que ya cuenta con éxitos de PCM encapsulados con disposición para la expansión/contracción durante la fusión/congelación, superó el hito de 200 ciclos, permitió el desarrollo de un modelo numérico para la fusión/solidificación y, por último, estimó el coste de un sistema TES de estas características en 14 \$/KWhth.

7.3 Proyecto CREATE (Compact Retrofit Advanced Thermal Energy storage)

El Proyecto CREATE tiene como objetivo abordar el desafío del almacenamiento de energía térmica para el entorno construido mediante el desarrollo de un almacenamiento de calor compacto. Esta “batería” de calor permite un mayor uso de las energías renovables de dos maneras:

- 1- Salvando la brecha entre la oferta y demanda de renovables, esto es debido a que el recurso renovable no siempre está disponible, pero siempre hay demanda de energía.
- 2- Aumentando la eficiencia de la red energética mediante la conversión de los picos de electricidad en calor almacenado para su posterior utilización, aumentando la flexibilidad de la red energética y ofreciendo opciones para su comercialización y beneficios económicos.

El principal objetivo de CREATE es desarrollar y demostrar una batería de calor, es decir, un sistema avanzado de almacenamiento térmico basado en materiales termoquímicos, que permita un almacenamiento de calor económicamente asequible, compacto y sin pérdidas en los edificios existentes.

En primer lugar, se va a mostrar el diseño del sistema de almacenamiento del Proyecto CREATE, el cual pretende cubrir las necesidades de agua caliente sanitaria y necesidades de calor en los espacios de una casa unifamiliar con una alta fracción solar (cantidad de energía solar obtenida a través de la energía solar utilizada). El sistema de almacenamiento en sí estará formado por una batería de calor, un almacenamiento tipo buffer, una bomba de calor, un colector solar y una fuente de tierra como se muestra en la siguiente figura:

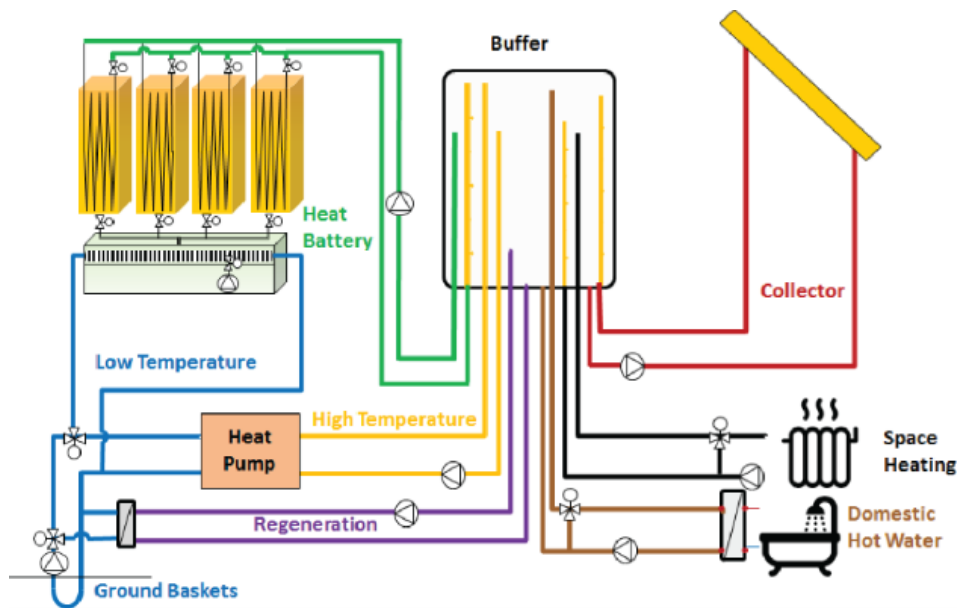


Figura 31. Sistema de almacenamiento Proyecto CREATE.

Además, se pretenden desarrollar materiales de almacenamiento estabilizados con una alta densidad de almacenamiento, mayor estabilidad y bajo precio, y empaquetarlos en intercambiadores de calor optimizados. En este aspecto, se eligió el K_2CO_3 como material termoquímico de entre una gran cantidad de sales debido a su densidad energética y sus temperaturas de carga y descarga entre otras características.

7.4 Proyecto ARPA-E

Desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) en Colorado, presenta una tecnología de almacenamiento térmico que puede implementarse en casi cualquier ubicación y cargar y descargar electricidad, a un bajo coste fijo por ciclo, por hasta 4 días. La propuesta de NREL es desarrollar un sistema de almacenamiento térmico modular y escalable que pueda operar en la escala de las centrales térmicas convencionales, desde 100 MW en centrales típicas de gas natural o incluso hasta 300 MW en una central eléctrica de carbon.

Su enfoque es usar la electricidad cuando hay sobrantes solares o eólicos, para calentar un material de almacenamiento almacenado en silos de concreto. Cuando se necesita electricidad, el calor almacenado se libera para encender turbinas y generadores para enviar la energía almacenada de nuevo a la red.

En cuanto al material de almacenamiento, en lugar de sales fundidas se va a usar arena ya que puede soportar temperaturas más altas (más de 1000 °C sin degradación). También la arena mejoraría la eficiencia térmica de las sales fundidas, ya que tiene un diferencial de temperatura más alto, entre 300 °C y más de 1000 °C.

Esta arena se calentaría con electricidad y se mantendría en silos altos de concreto hasta que sea necesaria, retrocediendo después de que el intercambiador de calor extraiga su calor para descargar la electricidad.

Dado que este sistema no necesitaría el buen recurso solar de CSP, podría ubicarse en cualquier lugar, cerca de grandes parques eólicos en regions con poco sol por ejemplo.

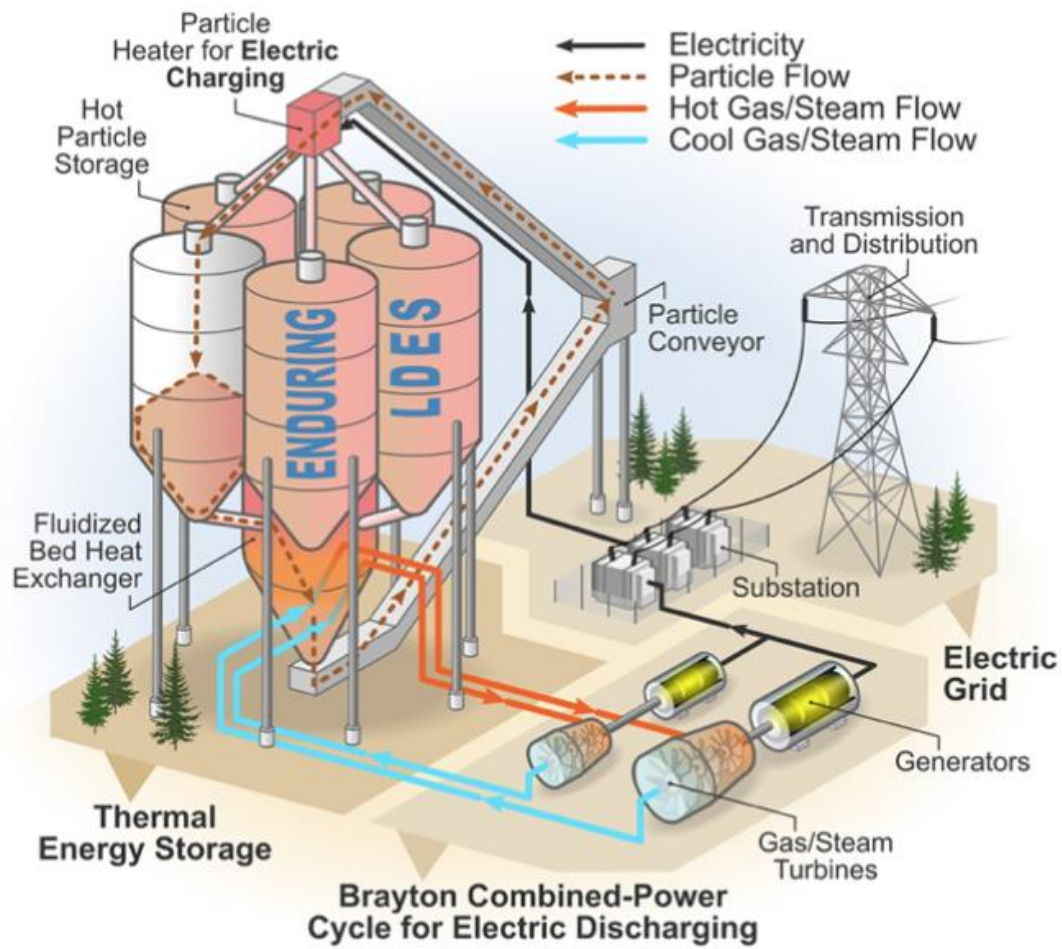


Figura 32. Esquema básico almacenamiento térmico proyecto ARPA-E.

8 CONCLUSIONES

El objetivo de este TFG era explorar los distintos tipos de sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) tanto existentes como en desarrollo, y otorgarles la relevancia que requieren este tipo de sistemas en plantas de producción de energía, la cual será cada vez mayor en búsqueda de una mayor optimización y sostenibilidad energética.

Actualmente existen dos tecnologías de almacenamiento de energía térmica muy comercializadas que son los sistemas de almacenamiento de energía térmica bajo tierra, o en acuíferos y por otro lado el almacenamiento mediante tanques de sales fundidas (muy presente en centrales CSP como Andasol en España). Ambos sistemas presentan un almacenamiento de calor sensible, en los cuáles existen gradientes de temperatura que permiten el almacenaje en caso de excedente, y posterior cesión de energía cuando el proceso la requiera.

Además, en el presente trabajo, se hace especial hincapié en el sistema de almacenamiento térmico mediante tanques de sales fundidas, el cual resulta cada vez más usual en plantas termosolares para realizar un intercambio térmico con un fluido (HTF). El funcionamiento consiste en cargar el tanque “frío” en caso de excedente de energía y descargarla (mediante el intercambio térmico entre las sales y el HTF) cuando sea necesario para accionar la turbina que finalmente genera la electricidad. En este campo, resulta de interés el desarrollo de nanopartículas que pueden afectar a la capacidad calorífica y al calor latente de las sales, con el objetivo de aumentar la capacidad de almacenamiento de las plantas termosolares.

Una visión hacia un futuro cercano, presenta a los sistemas de almacenamiento en sólido (hormigón), los cuales debido a su potencial y bajo coste (con respecto a otros sistemas) pueden ser idóneos sobretodo en plantas donde quieran minimizarse los costes y no buscar un rendimiento térmico en demasía. El proceso de carga de este sistema, para el caso de una planta solar, consiste en que el fluido cede el calor al medio sólido (hormigón), saliendo del mismo a menor temperatura y volviendo al campo solar para volver a repetir el proceso de carga. La descarga por su parte, se realiza en sentido inverso, pero en ese caso el fluido no proviene ni se dirige al campo solar, sino a la turbina de vapor o al proceso industrial donde se requiera dicha energía térmica.

Por otro lado, si bien algunos han sido ya testados, se presentan los sistemas de almacenamiento térmico mediante hidrógeno, el cual ofrece una gran versatilidad gracias a su baja densidad pero cuenta con el hándicap de que no es una fuente de energía en sí, sino más bien un intermediario así como lo es la energía eléctrica, todo esto sumado a un coste superior al de otros sistemas de almacenamiento térmico; las tecnologías de absorción, las cuales presentan altas densidades energéticas y eficiencia de almacenamiento a largo plazo, siendo especialmente reseñable su aplicación en plantas solares; y por otro lado, los sistemas de almacenamiento de energía térmica en hielo, los cuales son competitivos en términos de coste y de espacio requerido para el propio almacenaje, aprovechándose esta ventaja de espacio en ampliar la capacidad de calefacción/refrigeración dentro del área de incidencia.

Además, son dignos de mención los siguientes proyectos para el desarrollo de nuevos sistemas de almacenamiento de energía térmica:

- Proyecto para el desarrollo de materiales de cambio de fase (PCM) de bajo coste para aumentar la capacidad de almacenamiento de acumuladores de vapor.
- Proyecto CREATE: Desarrollo de una batería de calor, es decir, un sistema avanzado de almacenamiento térmico basado en materiales termoquímicos que permita un almacenamiento de calor a coste asequible, compacto y sin pérdidas excesivas.
- Proyecto ARPA-E: Desarrollo de un sistema de almacenamiento térmico modular y escalable que pueda operar en la escala de las centrales térmicas convencionales, desde 100 MW en centrales típicas de gas natural o incluso hasta 300 MW en una central eléctrica de carbon, y que permita ceder electricidad para calentar un material de almacenamiento localizado en silos de concreto.

Un caso de especial interés tratado en el presente TFG es el de las islas remotas donde existen microrredes eléctricas con grandes fluctuaciones y poca estabilidad. En estos casos, la implantación de sistemas de almacenamiento de energía térmica ayudaría a afianzar el suministro de electricidad en tres aspectos fundamentales: aumento de la flexibilidad y fiabilidad de las microrredes, reducción de costes de generación de

electricidad gracias al aprovechamiento del excedente de energía térmica generada y almacenada y por último, la adaptación de la penetración de energías renovables para el futuro consumo de energía, ya que son áreas con gran aprovechamiento de energía eólica y solar principalmente.

Por último, y a modo de conclusión final del presente trabajo, los sistemas de almacenamiento térmico, si bien ya son relevantes en distintas plantas de generación de energía o de procesos industriales, su protagonismo va a ser superior en el futuro, con las nuevas tecnologías en desarrollo que permitirán ofrecer costes más competitivos, menos espacio para conseguir la misma cantidad de energía almacenada, y el aumento del rendimiento térmico de las plantas, optimizando las mismas y haciéndolas más competitivas. Además, en un futuro donde la inyección de energía renovable se prevé superior a la actual, este tipo de sistemas, ayudarían a almacenar los excedentes energéticos de una fuente cuya generación de energía fluctúa por su carácter estacional, y poder cederla en épocas de menor generación, haciendo más estable y consistente a la red.

9 LISTADO DE REFERENCIAS

- [1] Kung Sang Lee (2013): Underground Thermal Energy Storage. London.
- [2] Björn P. Moller: Nanotechnology in the sectors of solar energy and energy storage. Germany.
- [3] Frank S. Barnes, Jonah G. Levine (2011): Large Energy Storage Sustems Handbook. Boca Ratón, Florida.
- [4] Ralph Zito (2010): Energy Storage. A New Approach. Salem, Massachusetts.
- [5] R. Sheikh (2010): Energy Storage. Rijeka, Croatia.
- [6] Halime O. Paksoy (2005): Thermal Energy Storage for Sustainable Energy Consumption. Turkey.
- [7] Yasar Demirel (2012): Energy: Production, Conversion, Storage, Conservation, and Coupling. Nebraska, USA.
- [8] Ibrahim Dinçer, Marc A. Rosen (2011): Thermal Energy Storage. Systems and Applications. United Kingdom.
- [9] Gao, David Wenzhong (2015): Energy Storage for Sustainable Microgrid. University of Denver, USA.
- [10] Bent Sorensen (2015): Solar Energy Storage. Roskilde University, Denmark.
- [11] Francisco Jesús López Díaz (2016): Estado del Arte de Discos Parabólicos. Opciones de Almacenamiento en Receptor Solar. Universidad de Sevilla, España.
- [12] María Brazo Reina (2016): Sistemas Pasivos de Almacenamiento de Energía Térmica en Centrales Termosolares. Universidad de Sevilla, España.
- [13] Michael J. Weighall (2014): Smart Grids and Energy Storage Technology. Portland, USA.
- [14] National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/news/press/2018/nrel-awarded-28m-from-arpa-e-to-develop-low-cost-thermal-energy-storage.html>
- [15] DOE Global Energy Storage Database: https://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization
- [16] Departmen of Energy US: <https://www.energy.gov/eere/solar/project-profile-innovative-thermal-energy-storage-baseload-solar-power-generation>
- [17] Es Energía: <https://esenergia.es/almacenamiento-energia-solar-2/>
- [18] CIC Network: <http://cicnetwork.es/entornocic/el-almacenamiento-termico-la-clave-para-una-nueva-generacion-de-industria-mas-competitiva/>

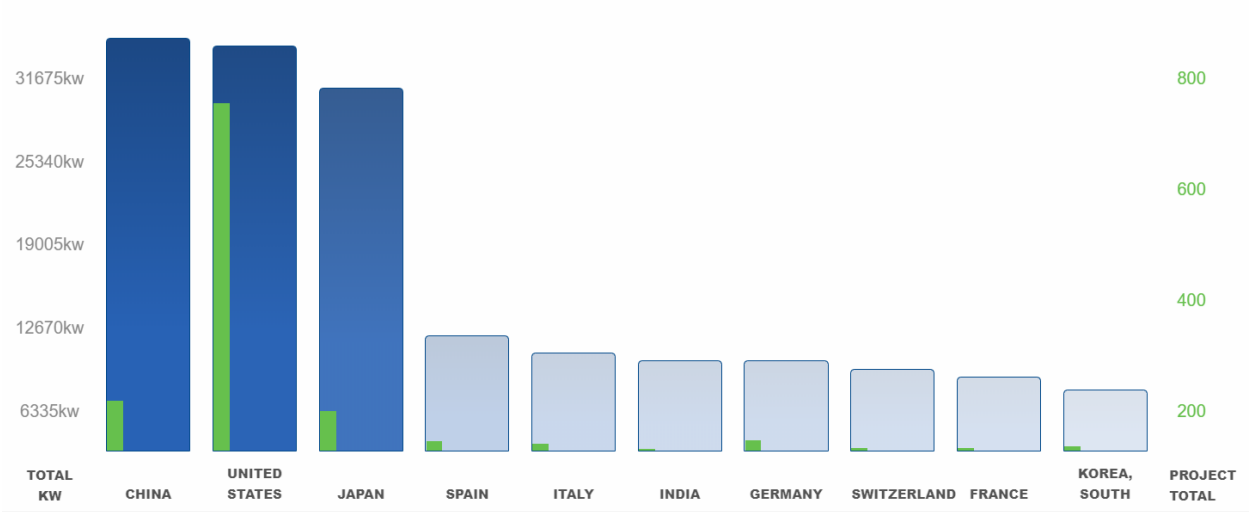
10

A
NEXOS

10.1 Datos DOE: Global Energy Storage Database.

A continuación se muestra una figura con los 10 países con una capacidad de almacenamiento de energía más elevada, así como los proyectos y potencias nominales en función del tipo de tecnología de almacenamiento.

Top 10 Countries by Installed Capacity



Technology Types

Technology Type	Projects	Rated Power (MW)
Lithium Ion Battery	29	752
Electro-chemical	991	3297
Compressed Air Energy Storage	3	7
Pumped Hydro Storage	350	181190
Thermal Storage	220	3275
Hydrogen Storage	13	20
Liquid Air Energy Storage	2	5

10.2 Bomba centrífuga para altas temperaturas.

Bombas centrífugas horizontales de una sola etapa, según DIN 24256 (ISO 2858) especialmente diseñadas para el trasiego de fluidos de alta temperatura (300°C) y media presión, en instalaciones industriales sin ningún tipo de refrigeración exterior.

CARACTERÍSTICAS

El sello mecánico y los rodamientos están lo más alejado posible de la fuente de calor que

constituye el cuerpo de bomba gracias a su barrera térmica (aletas exteriores de refrigeración).

Los cierres utilizados, de alta seguridad y calidad, están normalizados según DIN 24960. Las bridas utilizadas de conexión según norma DIN 2533/PN-16. Los materiales de construcción en la versión estándar se fabrican en fundición nodular GG-40 el cuerpo de bomba, en acero al cromo al 31% el eje y en fundición gris GG-25 el rodete.

Normalmente se adaptan a motores IP-55 de 1.450 o 2.850 r.p.m. B-3 estándar mediante acoplamientos equilibrados y de reconocidas marcas. Se debe llenar completamente la bomba de aceite de 4,5 °E a 50 °C para motores a 1.450 r.p.m. y de 6,5 °E a 50 °C para velocidades inferiores.

APLICACIONES

Bombeo de aceite térmico, de alimentación, minerales, industria química, petroquímica, textil, instalaciones de secado, industrias del caucho y plástico, transmisión de calor, calentamiento de hornos, reactores, lavadoras, secadoras y freidoras, obtención de glicerina y ácidos grasos, ablandamiento de grasas, instalaciones de leche en polvo, instalaciones de calefacción, etc.

También disponemos de bombas de engranajes para pequeños caudales y temperaturas hasta 160° C.

LÍMITES DE EMPLEO

Caudal máximo:	340 m ³ /hora
Presión máxima:	100 m.c.a
Temperatura máxima del líquido:	300 °C
Presión máxima de trabajo:	16Kg/cm ²
Velocidad máxima:	3.600 r.p.m

Es aconsejable montar tuberías de diámetro superior a las bocas y en función de las pérdidas de carga admisibles.

