



Madrid**solar**



 CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA
Comunidad de Madrid
www.madrid.org

Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica



Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica

Madrid, 2012



Fundación de la Energía de
la Comunidad de Madrid



www.fenercom.com



CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA

Comunidad de Madrid

www.madrid.org

Esta Guía se puede descargar en formato pdf desde la sección de publicaciones de las páginas web:

www.madrid.org

(Consejería de Economía y Hacienda, organización Dirección General de Industria, Energía y Minas)

www.fenercom.com

Si desea recibir ejemplares de esta publicación en formato papel puede contactar con:

Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid

dgtecnico@madrid.org

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid

fundacion@fenercom.com

La Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, respetuosa con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica necesariamente con las ideas y opiniones que en ellas se exponen y, por tanto, no asume responsabilidad alguna de la información contenida en esta publicación.

La Comunidad de Madrid y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, no se hacen responsables de las opiniones, imágenes, textos y trabajos de los autores de esta guía.

Foto de la cubierta: Planta Gemasolar. Fuente: Torresol Energy.

Depósito Legal: M. 1.798 - 2012

Impresión Gráfica: Gráficas Arias Montano, S. A.

28935 MÓSTOLES (Madrid)



Autores

Capítulo 1. **Principios de funcionamiento de las centrales solares termoelectricas**

*D. Santiago García Garrido
Director Técnico
Renovetec
www.renovetec.com*

Capítulo 2. **Almacenamiento de energía térmica en centrales termosolares**

*D. Stefan Remke
Gerente
Citrin Solar Iberia
www.citrinsolar.es*

Capítulo 3. **Principales retos de I+D y potencial contribución a un mercado energético sostenible**

*D. Eduardo Zarza Moya
Responsable de la Unidad de Sistemas Solares de Concentración
CIEMAT - Plataforma Solar de Almería
www.psa.es*

Capítulo 4. **Energía solar termoelectrica: gestión e integración en el mercado eléctrico**

*D. Tomás Domínguez Autrán
Jefe del Departamento de Centro de Control Eléctrico (CECOEL)
Red Eléctrica de España
www.ree.es*

Capítulo 5. **Gemasolar: generación 24 horas al día mediante torre central y almacenamiento en sales fundidas**

*D. Santiago Arias
Director Técnico de Operación y Mantenimiento de Torresol Energy
www.sener.es
www.torresolenergy.com*

Capítulo 6. **Andasol I y II: introducción del concepto de gestionabilidad**

*ACS - Cobra Energía
www.grupocobra.com*

Capítulo 7. **Palma del Río I y II: 100 MW de potencia con tecnología de concentradores cilindro-parabólicos**

*D. Roberto Sánchez Martín
Desarrollo de Negocio Termoelectrico
Acciona Energía
www.accionaenergia.es*

Capítulo 8. **Centrales termosolares con tecnología de captadores cilindro parabólicos: Astexol 2, Aste 1A, Aste 1B**

*D. Juan R. Fernández García-Revillo
Desarrollo de Negocios Área Termosolar
ELEC NOR
www.elecnor.es*



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Capítulo 9. **Historia y tecnología de las centrales PS10 y PS20**

D. Valerio Fernández Quero
Director de la plataforma Solucar
ABENGOA SOLAR, S.A.
www.abengoasolar.es

Índice



PRESENTACIÓN	11
1. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS	13
1.1. La conversión de radiación en energía eléctrica	13
1.2. Las centrales de concentrador cilindro parabólico	15
1.3. Centrales CCP con almacenamiento térmico	21
1.4. Concentradores lineales Fresnel	25
1.5. Centrales de disco parabólico más motor stirling	29
1.6. Plantas de receptor central con generación directa de vapor	33
1.7. Plantas de torre central con sales inorgánicas fundidas	39
1.8. Hibridación con calderas de combustible fósil	42
1.9. Hibridación con calderas de biomasa	45
1.10. Hibridación con ciclos combinados. Plantas ISCC	48
2. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA EN CENTRALES TERMOSOLARES	51
2.1. Introducción	51
2.2. Aspectos económicos del almacenamiento térmico	52
2.3. Mecanismos de almacenamiento	54
2.4. Tecnología del almacenamiento térmico	59
2.5. Perspectiva	68
2.6. Bibliografía	69
3. PRINCIPALES RETOS DE I+D Y POTENCIAL CONTRIBUCIÓN A UN MERCADO ENERGÉTICO SOSTENIBLE	71
3.1. Introducción	71
3.2. Necesidad de I+D para las centrales termosolares	73
3.3. Principales retos de I+D	76
3.4. Potencial contribución a un mercado energético sostenible	110
3.5. Referencias	121
4. ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA: GESTIÓN E INTEGRACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO	123
4.1. Introducción al sistema eléctrico español	123
4.2. Integración de energías renovables en el sistema eléctrico español	137



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

4.3.	El papel actual y futuro de la generación solar termoelectrica	146
4.4.	Comportamiento de la generación solar termoelectrica	152
4.5.	Gestionabilidad y participación en los servicios de ajuste del sistema	158
4.6.	Conclusiones	164
5.	GEMASOLAR: GENERACIÓN 24 HORAS AL DÍA MEDIANTE TORRE CENTRAL Y ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS	167
5.1.	Introducción	167
5.2.	Gemasolar: de la idea a la puesta en marcha de la planta	168
5.3.	Construcción, puesta en marcha y operación comercial	178
5.4.	I+D en Gemasolar	182
5.5.	Contribución social de Gemasolar	192
5.6.	Inauguración de Gemasolar	194
5.7.	Bibliografía y referencias	195
6.	ANDASOL I Y II: INTRODUCCIÓN DEL CONCEPTO DE GESTIONABILIDAD	197
6.1.	Introducción	197
6.2.	Principio básico de funcionamiento	198
6.3.	Sistemas	205
6.4.	Modos de operación	210
7.	PALMA DEL RÍO I Y II: 100 MW DE POTENCIA CON TECNOLOGÍA DE CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICOS	221
7.1.	Tecnología de colectores cilindro parabólicos	221
7.2.	Características propias en el campo termosolar	224
7.3.	Plantas termosolares	226
8.	CENTRALES TERMOSOLARES CON TECNOLOGÍA DE CAPTADORES CILINDRO PARABÓLICOS: ASTEXOL 2, ASTE 1A, ASTE 1B	249
8.1.	Introducción	249
8.2.	Tecnología de generación eléctrica por concentración solar	250
8.3.	Tecnología captadores cilíndrico parabólicos	251
8.4.	Estructura y visión global de proyectos CST	257



9. HISTORIA Y TECNOLOGÍA DE LAS CENTRALES PS10 Y PS20	271
9.1. Los antecedentes tecnológicos	271
9.2. Los inicios de PS10 (1998-1999)	275
9.3. Los años del desarrollo tecnológico (2000-2003)	282
9.4. El cierre de la financiación y lanzamiento definitivo de PS10 (2004)	301
9.5. Ingeniería y construcción de PS10 (2005-2006)	303
9.6. Puesta en marcha y pruebas de prestaciones de PS10 (2007)	306
9.7. PS20 e inicio de la explotación comercial de PS10, (2007 en adelante)	312

P

RESENTACIÓN



Son contadas las ocasiones en las que nuestro país es reconocido a nivel mundial por liderar el despliegue de una tecnología innovadora, y más aún es remarcable este hito cuando dicha tecnología se enmarca dentro de un sector, el de las energías renovables, sobre el que se depositan tantas expectativas para los próximos años: la producción comercial de *Energía Solar Termoeléctrica*.

Es cierto que la apuesta por las energías renovables no es nada nuevo en España, basta con echar la vista atrás y observar el extraordinario desarrollo que se ha producido en campos como el de la energía eólica o la fotovoltaica, entre otros. Y es que la sociedad es consciente de los graves problemas derivados del consumo excesivo de energías fósiles, tales como los inconvenientes de la dependencia energética, el deterioro del medioambiente o los daños sobre la salud de las personas.

Ahora bien, pese a que las medidas llevadas a cabo desde diferentes ámbitos parecen no dar aún con la clave definitiva que permita equilibrar el desarrollo social, el económico y el respeto por el medioambiente, resulta gratificante percibir cómo nuestra sociedad no sólo no cae en el desánimo sino que comienza a asumir su papel de liderazgo en la producción energética por medio de energías renovables.

Existen dos formas principales de aprovechamiento de la energía solar, la fotovoltaica y la térmica. Respecto a la segunda, y sin ánimo de desvelar conceptos que más adelante se abordarán con más detalle, la conversión de energía solar en térmica y ésta en energía eléctrica por medio de ciclos Rankine, Brayton y Stirling, principalmente, está teniendo un gran auge comercial en un buen número de países que cuentan con altos niveles de insolación, como es el caso de España. Estos sistemas de aprovechamiento energético son las denominadas Centrales Termosolares, y gracias a las ayudas públicas en forma de primas a la electricidad generada por ellos, o desgravaciones fiscales a la inversión, los han convertido en sistemas rentables que proporcionan un adecuado nivel de rentabilidad a los inversores. Esta rentabilidad es la que ha



Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica

provocado que, en un corto espacio de tiempo, hayan aparecido un elevado número de promotores e inversores interesados en estas centrales, lo que ha dado lugar a un elevado número de proyectos que ya están en fase de operación o en fase de construcción, aparte del elevado número de instalaciones que se encuentran en distintas fases de desarrollo previo.

Experiencias recientes aconsejan prudencia ante esta nueva explosión tecnológica y empresarial, si bien, el buen rumbo que ha guiado a la Energía Solar Termoeléctricas al lugar de preferencia que hoy ocupa dentro de las renovables no es fruto de la casualidad ni la improvisación, sino del esfuerzo y la dedicación de diversas disciplinas científicas, técnicas e ingenieriles desde los años 70 que, junto con los necesarios incentivos de las Administraciones, ha logrado la confianza empresarial y ha hecho viable la producción comercial a gran escala.

Esta Guía Técnica aborda el estado del arte de la Energía Solar Termoeléctrica y desgrana las diferentes tecnologías que son ya una realidad, los retos de futuro, la integración en el sistema energético español, y los proyectos en ejecución y en producción más relevantes de nuestro país.

D. Carlos López Jimeno

Director General de Industria, Energía y Minas
Consejería de Economía y Hacienda
de la Comunidad de Madrid

1

PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS

D. Santiago GARCÍA GARRIDO

Director Técnico

Renovetec

www.renovetec.com



1.1. La conversión de radiación en energía eléctrica

La radiación solar puede convertirse en electricidad de dos formas: bien a través de placas fotovoltaicas que generan directamente energía eléctrica, o bien transformando la radiación solar en energía térmica para después convertirla en electricidad utilizando alguno de los ocho procedimientos que se describen a continuación.

De los ocho métodos, sólo las tecnologías que utilizan concentradores cilindro-parabólicos para realizar la transformación de la radiación solar en energía térmica se consideran suficientemente maduras. El resto, que presentan un futuro muy prometedor, aún se las considera en fase experimental, razón por la cual resulta muy complicado encontrar financiación para estos proyectos. No obstante las ocho tecnologías de aprovechamiento han superado ya el marco científico y de investigación y ya se han desarrollado plantas que superan la decena de megavatios de potencia instalada en todos los casos.

No es casualidad que la tecnología que emplea la concentración a lo largo de una línea utilizando canales cilindro-parabólicos sea la más desarrollada, ya que se cuenta con la experiencia de las plantas SEGS construidas en el Desierto del Mojave (California) en los años 80. Se trata de 9 plantas que acumulan decenas de miles de horas de operación que han permitido mejorar la tecnología hasta el estado en que se encuentra actualmente. Ninguna otra de las tecnologías de aprovechamiento termosolar para generación eléctrica acumula las mismas horas de experiencia, por lo que las entidades financieras han apostado claramente por las centrales CCP al entender que aunque presenta algunos inconvenientes derivados del uso de un fluido caloportador basado en un hidrocarburo aro-



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

mático sintético, su eficacia está suficientemente probada, y ya han sido resueltos muchos de los problemas a los que se enfrentan esta tecnología emergente.

Las técnicas de aprovechamiento de la radiación solar para la conversión en energía eléctrica utilizando una transformación intermedia en energía térmica se clasifican en dos grandes grupos: las que concentran la radiación solar a lo largo de una línea y las que concentran la radiación solar en un punto. Dentro de las primeras existen dos tecnologías que la emplean: las de concentrador cilindro parabólico y las de espejos fresnel. En las que concentran la radiación solar en un punto, con ratios de concentración mucho mayores y con la posibilidad de realizar el seguimiento a dos ejes, también hay dos tecnologías aplicables: las de torre central y las que utilizan motores Stirling. En algunas de ellas es posible el almacenamiento de la energía térmica, para después transformarla en energía eléctrica en el momento más favorable. En otras, es posible la hibridación con combustibles fósiles o con biomasa. Todas estas posibilidades configuran al menos nueve posibilidades que han sido llevadas a la práctica:

- Centrales de concentrador cilindro-parabólico (CCP)
- Centrales de concentrador cilindro-parabólico con almacenamiento térmico utilizando sales inorgánicas
- Centrales de concentrador lineal fresnel
- Centrales de receptor central con generación directa de vapor
- Centrales de receptor central con sales inorgánicas fundidas
- Centrales de discos parabólicos equipados con motor Stirling
- Centrales híbridas (CCP, Fresnel o Torre Central) con caldera de gas
- Centrales de concentrador cilindro-parabólico con hibridación con biomasa
- Centrales de concentrador cilindro-parabólico hibridadas con centrales de ciclo combinado (centrales ISCC)

Cada una de estas nueve tecnologías se describe en detalle a continuación.

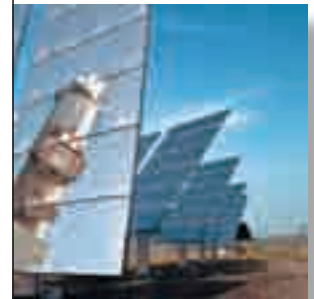


Foto 1. Campo solar de una central de concentrador cilindroparábólico, las más extendidas en la actualidad. Fuente: Archivo RENOVETEC.

1.2. Las centrales de concentrador cilindro parabólico

Las centrales cuya tecnología se considera más madura en estos momentos, y que supone más del 95% de la potencia de generación termosolar instalada en el mundo, es la tecnología CCP. Básicamente consiste en la concentración de la radiación solar a lo largo de una línea recta con una longitud que oscila entre los 600 y los 800 metros. El fluido caloportador, esto es, el fluido que transportará la energía que es captada en los concentradores cilindro parabólicos, entra por uno de los extremos a una temperatura y con una velocidad determinados, y sale por el otro extremo a una temperatura superior. El esquema puede verse en la Figura 1.



Figura 1. Esquema de una Central Solar Termoeléctrica CCP. Fuente: Archivo RENOVETEC.



1.2.1. El fluido caloportador

El fluido utilizado puede ser agua, pero actualmente no se han superado los problemas derivados de la vaporización que se produciría en un punto intermedio del recorrido. Por esta razón se prefiere el uso de otros fluidos que no cambian de estado entre un extremo y otro de la línea recta en la que se concentra la radiación solar. De todos los fluidos posibles, los fluidos orgánicos sintéticos son los que mayores ventajas presentan, y entre ellos destaca la mezcla eutéctica compuesta por un 26,5% en peso de óxido de difenilo y un 73,5% de bifenilo. Esta mezcla presenta el mejor compromiso entre coste y prestaciones, aunque presenta grandes dificultades en su manejo que condicionan enormemente los resultados de explotación de las plantas. A este fluido se le denomina habitualmente HTF (*Heat Transfer Fluid*).

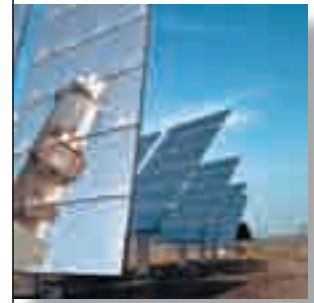
Por este compromiso entre economía y técnica, las centrales termosolares CCP construidas hasta la fecha de edición de esta guía utilizan esta mezcla de hidrocarburos aromáticos sintéticos, cuyas prestaciones y comportamiento es necesario conocer y dominar si se quiere diseñar, construir, operar y/o mantener plantas termosolares CCP.

El HTF trabaja entre unos 290 °C a la entrada de la línea en la que se concentra la radiación y los 390 °C a la salida. A mayor temperatura de salida, mayor rendimiento global de la planta, pero las características químicas del fluido no hacen posible utilizarlo por encima de los 400 °C: las reacciones de degradación aumentan exponencialmente de velocidad, originándose hidrocarburos volátiles y pesados que modifican el comportamiento de la planta y que plantean incluso problemas de seguridad. Por ellos las centrales CCP tienen limitada la temperatura máxima de trabajo del fluido orgánico a unos 400 °C. Además, requieren de sistemas que eliminen los productos originados en la degradación, normalmente utilizando filtraciones y destilaciones sucesivas.

1.2.2. El campo solar



Foto 2. El campo solar en una central CCP. Fuente: Archivo RENOVETEC.



El lugar donde se realiza la captación de radiación y su posterior transferencia en forma de calor al HTF se denomina **campo solar** y consiste en una vasta extensión de terreno de aproximadamente 2 hectáreas por MW de potencia eléctrica instalada cubierto de módulos captadores de radiación solar. Así, una planta de 49,9 MW, la máxima posible de acuerdo con la actual legislación española que limita a 50 MW la generación en régimen especial con derecho a percepción de una prima por cada MWh exportado a la red eléctrica, ocupa unas 100 hectáreas.

Los módulos captadores tienen unas dimensiones y forma perfectamente definidas, y están compuestos por tres partes, cada una de ellas responsable de una importante función:

- El espejo reflector, responsable de reflejar la radiación incidente hacia la línea formada por el foco de la parábola que forman.
- El tubo absorbedor, auténtico corazón de la tecnología CCP y responsable de la transformación de la radiación en energía térmica.
- La estructura, que le da al conjunto su forma y que sirve de sujeción para los elementos que forman el módulo.

Los módulos se agrupan en colectores, que se mueven conjuntamente para que la radiación solar siempre incida en un plano lo más perpendicular posible a la superficie de los módulos. Varios colectores se unen en serie para formar lazos, que componen la unidad productiva mínima. En cada uno de estos lazos, con una potencia típica cercana a 1,6 MW térmicos, se produce la elevación de temperatura del fluido. Un campo solar es pues el conjunto de lazos que trabajan en paralelo, y que juntos suministran la energía térmica necesaria para producir vapor. Como simple referencia, el campo solar de una central CCP de 50 MW sin almacenamiento térmico puede estar formado por unos 100 lazos.

1.2.3. El tren de generación de vapor

El calor absorbido por el HTF a continuación es transferido a un circuito de agua para generar vapor. Esta agua, que anteriormente ha sido presurizado en una bomba centrífuga multietapa hasta presiones comprendidas entre los 50 y los 100 bar de presión, se vaporiza y se so-



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

brecalienta hasta aproximadamente 380 °C enfriándose el HTF hasta los 290 °C.

A esa temperatura el fluido caloportador se devuelve al campo solar para que continúe transportando la energía captada en el campo solar. Los equipos responsables del intercambio de calor entre el HTF y el ciclo agua-vapor son intercambiadores del tipo carcasa-tubo de gran tamaño y cierto grado de complejidad. En ellos se realiza la transferencia de calor entre los dos fluidos de forma especializada: el tren de generación de vapor incluye equipos diseñados para calentar agua, para producir vapor y para sobrecalentar ese vapor. Con los conocimientos actuales no es posible construir un equipo que realice con eficiencia y sin problemas técnicos esas tres funciones, razón por la que el tren de generación tiene equipos especializados para cada una de estos procesos.



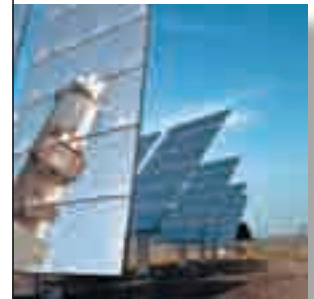
Foto 3. Intercambiadores del tren de generación de vapor.
Fuente: Archivo Renovetec.

1.2.4. La turbina de vapor

El vapor generado es entonces conducido hasta la turbina de vapor, donde se producirá una nueva transformación energética. La energía contenida en el vapor en forma de presión (energía potencial) se transforma de forma escalonada en energía mecánica rotativa, con un excelente rendimiento teniendo en cuenta la baja temperatura del vapor (380 °C). El rendimiento de esta transformación oscila entre el 27% y el 40%, dependiendo de la carga a la que esté la planta (mayor rendimiento a mayor carga) alcanzando su máximo valor cuando la central está al 100% de potencia.



Foto 4. Turbina de vapor. Fuente: Archivo RENOVETEC.



1.2.5. La condensación del vapor

El vapor a la salida de la turbina es vapor «muerto», sin capacidad para realizar trabajo mecánico. Su temperatura es inferior a 50 °C y su presión absoluta ronda los 0,05 a 0,08 bar, es decir, una presión inferior a la presión atmosférica. Para aprovechar ese caudal de agua desmineralizada, unos 54 Kg/s cuando la planta está a plena carga, es necesario condensarla y volver a tenerla en forma líquida. De esta forma se consiguen tres objetivos:

- Se aprovecha el agua a la salida de la turbina para reutilizarlo nuevamente.
- Se genera en el condensador una presión inferior a la atmosférica, imposible de conseguir si el vapor se tirara a la atmósfera. Con ello el salto de presión entre la entrada y la salida de la turbina es mayor y por tanto también lo es la potencia generada y el rendimiento de la planta.
- Se puede presurizar el fluido de forma económica antes de introducirlo en la caldera. Presurizar un líquido siempre es más barato que presurizar vapor, por la incompresibilidad de los líquidos. Así, si se intenta comprimir vapor hasta los 100 bares se consumiría más energía de la que generaría su posterior expansión. Comprimir agua resulta energéticamente más favorable.

Para condensarlo es necesario introducir un nuevo fluido en el sistema, al que el vapor pueda cederle el calor latente de vaporización. Hay que recordar que los procesos de evaporación o de condensación requieren al aporte o la sustracción de grandes cantidades de



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

calor (unas 2.418 KJ por cada Kg de vapor que llega al condensador a esa temperatura). Existen dos posibilidades: utilizar agua como fluido frío al que se transferirá el calor que debe sustraérsela al vapor para que condense, o utilizar aire.

En el primer caso el agua fría se obtiene habitualmente de una torre evaporativa (Foto 5). El agua enfriada en la torre se conduce hasta el condensador, que no es más que un intercambiador carcasa-tubos. En el condensador el agua de refrigeración captará el calor de condensación y lo transferirá posteriormente al ambiente con la ayuda de la torre. La torre disipa calor evaporando parte del agua, por lo que es necesario reponer tanto el agua evaporada como el agua purgada de la torre para mantener la concentración de sales dentro de unos límites seguros. El consumo de agua ronda los 500.000 m³/año.



Foto 5. Torre de refrigeración. Fuente: Archivo RENOVETEC.

En lugares en los que hay escasez de agua no puede emplearse este sistema se recurre a grandes aerocondensadores, en los cuales se transfiere el calor de condensación directamente al aire ambiental. Es una forma menos eficiente y más cara de condensar, y por tanto sólo se emplea si no hay otras alternativas.

1.2.6. El generador

La energía mecánica rotativa requiere ahora una última transformación en energía eléctrica. Esta transformación se realiza en el generador, que es un equipo eficiente y maduro.



1.2.7. El sistema de alta tensión

La energía eléctrica generada se transporta a la red eléctrica mediante las líneas de transporte. Estas líneas pueden ser aéreas o enterradas y requieren de una serie de equipos que facilitan la conexión:

- Transformadores, que igualan la tensión eléctrica entre la generada en la planta y la de la línea a la que se conecta. Hay que tener en cuenta que la generación se realiza en la tensión más favorable para el generador, mientras que el transporte se hace a una tensión que minimiza las pérdidas. Habitualmente, en centrales CCP de 50 MW la tensión del generador ronda los 10.000 V, mientras que la tensión de las líneas a las que se conecta la planta suelen ser de 132.000, 220.000 o 400.000 voltios.
- Aparataje de maniobra, que permite la conexión y desconexión.
- Protección eléctrica, para garantizar que generador y red eléctrica se encuentran en las condiciones adecuadas para estar interconectadas sin causarse daños.
- Red de tierras, a la que se transferirán las corrientes de defecto.
- Equipos de medida, que informan a las protecciones eléctricas de los valores de tensión e intensidad, y a las que se conectan también los equipos de facturación que miden la energía que entra y sale de la planta.

1.3. Centrales CCP con almacenamiento térmico

1.3.1. La gestionabilidad de la generación: generación y demanda

Uno de los grandes problemas de la generación eléctrica que utiliza técnicas que dependen en gran medida de las condiciones climáticas es la dificultad para disponer de energía cuando se necesita. La generación se produce cuando existen condiciones favorables, no cuando existe un consumo. Hay que recordar que una vez la energía eléctrica se encuentra en la red debe ser consumida, ya que no existe ninguna posibilidad de almacenamiento de energía eléctrica como tal, y por tanto, la generación y el consumo deben coincidir. Este he-



cho tiene dos consecuencias: es necesario poder prever con exactitud la energía eléctrica que generará una determinada instalación y por otro, hay que generar energía cuando hay demanda.

Ambos problemas podrían solventarse si la energía pudiera generarse cuando las condiciones son favorables, y consumirse cuando se requiriera. Eso supone interponer un «almacén» pulmón de energía, que permita acompasar los ritmos de producción y demanda. Como el almacenamiento en forma de energía eléctrica en grandes cantidades presenta una serie de problemas que la técnica aún no ha resuelto, tradicionalmente se han buscado otras formas de almacenamiento, siempre almacenando la energía en otras formas, para transformarla en electricidad en el momento exacto que se precisa.

Así, en las centrales hidroeléctricas se ha recurrido al almacenamiento de agua embalsada, para desembalsarla y turbinarla en el momento más adecuado; incluso, el agua se bombea de nuevo a la parte superior del embalse en los momentos de bajo consumo eléctrico, de manera que pueda volver a disponerse de ella. Este proceso, aunque desde el punto de vista energético es absurdo (siempre se perderá energía en el proceso), desde el punto de vista económico y práctico no lo es, ya que el agua se bombea en los momentos de exceso de energía eléctrica y por tanto, cuando el coste de esta es muy bajo.

1.3.2. Posibilidades de almacenamiento de energía en centrales termosolares

En las centrales solares termoelectricas, existen varias posibilidades de almacenamiento, pero siempre como energía térmica, el paso anterior a la producción de electricidad. Aunque se están estudiando otras posibilidades, la tecnología que se considera madura y que ha sido probada con éxito en algunas de las actuales centrales termosolares es el almacenamiento utilizando sales inorgánicas fundidas.

Otras posibilidades para el almacenamiento térmico de energía son las siguientes:

- Almacenamiento de HTF caliente. Este sistema se probó en la central SEGS I, con un gran tanque que almacenaba HTF procedente

del campo solar. Tras un gran incendio que destruyó prácticamente la central, se concluyó que resultaba poco práctico el almacenamiento de una sustancia combustible a gran temperatura. Además, el coste del HTF es muy superior al de las sales inorgánicas.

- Se ha probado con éxito el almacenamiento en forma de calor sensible en hormigón, de manera que un fluido pueda calentar una gran masa de hormigón solidificado a través de unos conductos practicados al efecto. Cuando se necesita este calor, se hace circular un fluido frío, agua, vapor o HTF, a través de los mismos conductos, para que la energía térmica almacenada en el hormigón se trasvase al fluido.
- Almacenamiento en forma de calor latente de solidificación de sales inorgánicas. La gran ventaja que presenta este sistema es que las sales no deben circular, ahorrándose coste de bombeo. Además, la cantidad de sales necesaria para almacenar la misma cantidad de energía es mucho menor. El sistema está actualmente en desarrollo, y habrá que esperar para conocer los resultados definitivos de las pruebas que se están realizando.
- Almacenamiento en forma de calor sensible de una masa de sales fundidas en un solo tanque, de forma que las sales frías y las calientes se separen simplemente por diferencia de densidad. Igual que en el caso anterior, el sistema está en periodo de prueba.



1.3.3. Elementos del sistema de almacenamiento térmico

El sistema consiste básicamente en dos tanques, uno de ellos denominado *tanque de sales frías* y el otro *tanque de sales caliente*. Los tanques contienen una mezcla de sales inorgánicas compuesta por nitrato sódico y nitrato potásico. Como esta mezcla a temperatura ambiente es sólida, para que pueda fluir entre los dos tanques es necesario fundirlas, para lo que hay que llevar la mezcla a temperaturas superiores a 220 °C, y asegurar que no bajan de esta temperatura en ningún momento y en ningún punto. En la Foto 6 puede verse el sistema durante la construcción de una planta.

Las sales se encuentran inicialmente en el tanque frío, a una temperatura entre los 230 y los 280 °C. Estas sales se hacen circular a través de una serie de intercambiadores del tipo carcasa-tubos, utilizando como fluido calefactor el HTF que previamente se ha calentado en el



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

campo solar. El HTF disminuye su temperatura, mientras que las sales inorgánicas fundidas la aumentan, depositándose y almacenándose en el tanque de sales calientes. El proceso continúa hasta que el tanque de sales frías se ha calentado por completo, todas las sales han sido transferidas al tanque de sales calientes y se encuentran allí a una temperatura que ronda los 380 °C.

Para que las sales fluyan se utilizan unas bombas verticales algo especiales. Por las características del fluido no es posible diseñar un sello efectivo, razón por la cual es necesario colocar la bomba dentro del tanque y no instalar sello de estanqueidad. Así, mientras la bomba centrífuga vertical se sitúa en el fondo del tanque, el motor eléctrico que la mueve se encuentra en la parte superior de éste, normalmente a muchos metros de distancia. Entre ambos está el eje que los une, de gran longitud. La viscosidad de fluido (muy alta), sus características abrasivas y su alta temperatura de congelación (220 °C) han hecho que esta bomba sea uno de los puntos delicados de la instalación, aunque en realidad todos los elementos que intervienen tienen sus problemas, como se verá en el capítulo dedicado al estudio del sistema de almacenamiento térmico.

Los elementos principales del sistema de almacenamiento térmico son pues los siguientes:

- Sales inorgánicas fundidas, mezcla de KNO_3 y NaNO_3 al 40%/60% en peso.
- Dos tanques de acero al carbono aislados en techo, paredes y suelo. Normalmente tienen unos 40 metros de diámetro y 16 metros de altura, y una capacidad total de 20.000 m³, de los cuales 16.000 están llenos de sales en uno de ellos.
- Bombas verticales tipo VS de gran longitud.
- Intercambiadores carcasa-tubos, entre 3 y 6, normalmente conectados en serie.
- Sistema de drenaje, para garantizar que cuando el sistema no está trasvasando sales las tuberías que unen ambos tanques se encuentran vacías.



Foto 6. Sistema de almacenamiento térmico en una central CCP en construcción. Fuente: Archivo RENOVETEC.



1.4. Concentradores lineales fresnel

1.4.1. Una tecnología más sencilla y más barata

Las centrales eléctricas termosolares basadas en la tecnología fresnel, al igual que las centrales CCP, concentran la radiación solar a lo largo de una línea. Estas centrales basan la generación eléctrica en la concentración de la radiación solar a lo largo de un tubo absorbedor situado a varios metros de altura. La relación de concentración es de aproximadamente 20:1. Estas centrales destacan por la sencillez de su construcción y por su bajo coste.

Los reflectores planos simulando un espejo curvo por variación del ángulo ajustable de cada fila individual de espejos, en relación con el absorbedor, como puede apreciarse en la Figura 2.

Los reflectores se construyen con espejos de vidrio planos y por lo tanto su materia prima es muy barata. La forma curvada de los espejos cilindro parabólicos hace que sean un 15% más eficientes que los espejos fresnel, pero con el ahorro de costes en materiales, junto con la simplicidad del funcionamiento hacen que la reducción de costes sea muy superior a la reducción de rendimiento.

Así, mientras que una central CCP cuesta alrededor de 4,5 millones de € por MW eléctrico instalado, una planta basada en espejos en disposición fresnel cuesta alrededor de 3,1 millones, es decir, casi una tercera parte menos.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Las relaciones de concentración también son menores, y esa es una de las razones por las que las temperaturas que se pueden alcanzar son menores: 20 a 1, frente a la relación 80 a 1 que se puede conseguir en las centrales CCP.

En marzo del 2009 la planta Puerto Errado 1 construida por el grupo alemán Novatec Biosol comenzó con sus operaciones en Murcia. Ocupa una superficie aproximada de 18.000 m², tiene una potencia de 1,4 MW, y una producción esperada cercana a los 2.000 MWh anuales.

Esta primera planta piloto ha dejado paso a una segunda planta de tamaño comercial, de 30 MW de potencia eléctrica, construida al lado de la anterior.

1.4.2. Los principios de la tecnología fresnel

Las centrales basadas en concentradores lineales fresnel tratan de imitar de alguna forma los concentradores cilindro-parabólicos de una manera más sencilla y económica.

Las centrales basadas en tecnología fresnel consisten principalmente en un campo de espejos primario, un tubo absorbedor y un espejo secundario. El campo primario está compuesto por una serie de filas de espejos planos a un metro de altura sobre el terreno. Cada fila tiene unos 60 cm de ancho y se extiende en líneas rectas que miden entre 600 y 900 metros. Los rayos reflejados en los espejos planos que simulan la lente curva reflejan los rayos del sol en un tubo absorbedor, colgado unos 8 metros por encima del nivel en que se encuentran los espejos reflectores, y que es el responsable de la transformación de la radiación en energía térmica. Por encima del tubo absorbedor hay un espejo secundario cilíndrico que concentra la luz solar que se ha desviado ligeramente de su trayectoria y por tanto no ha impactado en el tubo absorbedor lineal. Debido al pequeño tamaño de los espejos estos son menos sensibles al viento. Los espejos son planos, lo que supone un abaratamiento de más del 30% sobre los costes de los espejos curvos.

Además, las diferentes líneas de espejos pueden colocarse muy cerca unas de otras. Esto supone que el porcentaje de aprovechamiento del terreno es muy alto, frente a la tecnología CCP en la que se requiere



una gran separación para evitar sombras y para permitir el acceso de vehículos de mantenimiento (aproximadamente los espacios entre filas de módulos suponen 2/3 partes del terreno).

Las filas de espejos se controlan con una serie de motores eléctricos que realizan el seguimiento del movimiento del sol a lo largo del día en un solo eje. Por esta razón, la producción eléctrica varía a lo largo de las estaciones del año, al no poder hacer el seguimiento estacional. El sistema de seguimiento es sencillo, ya que un solo motor se encarga de la orientación de todos los espejos colocados a lo largo de 100 metros, lo que supone un nuevo ahorro en costes de inversión.

Al ser los espejos planos, es muy fácil implementar un sistema completamente automatizado para su limpieza. Este sistema consiste en un motor equipado con unos cepillos rotativos que se van desplazando a través de toda la línea y que limpian el espejo del polvo acumulado sin consumir agua y sin requerir personal para la vigilancia directa del proceso de limpieza.

El tubo absorbedor no tiene unos requerimientos tan exigentes como el tubo de una central CCP. Así, al ser las temperaturas menores no requiere tener una cubierta de cristal ni realizarse el vacío. Por el tubo absorbedor circula agua que se evapora con la radiación solar absorbida. A la salida del largo tubo el vapor se encuentra a 270°C de temperatura y unos 55 bares de presión. El vapor se reduce de presión en un tanque de acumulación de vapor hasta aproximadamente 33 bares.



Figura 2. Esquema de funcionamiento de las plantas de concentrador lineal fresnel. Fuente: Archivo RENOVETEC.

Este vapor alimenta una turbina dividida en dos niveles de presión (alta presión, 33 bar y baja presión, 4,3 bar), y es el equipo encargado de transformar la energía térmica en energía mecánica rotativa. Como en las centrales CCP, la turbina de alta presión normalmente es



de pequeño tamaño y gira a gran velocidad, por lo que es necesario un reductor para ajustar sus revoluciones a las 3.000 r.p.m. que requiere el generador al que están ambas conectadas.

La necesidad de tener dos turbinas de vapor aparece porque a una presión y temperatura determinadas la cantidad de agua que aparece en el vapor es grande. Es necesario extraerlo de la turbina y retirar el agua condensada con la ayuda de un separador de humedad.

1.4.5. Principales diferencias entre la tecnología CCP y la tecnología fresnel

De acuerdo con lo visto en los apartados anteriores, las diferencias más sobresalientes entre las plantas de concentrador cilindro-parabólico y las que utilizan espejos fresnel son las siguientes:

- El precio de las centrales fresnel es más ventajoso.
- Los espejos de las primeras son curvos, mientras que los de las segundas son rectos. Esto supone cierta pérdida de rendimiento (en torno al 15% menos de rendimiento óptico), pero a cambio supone un importante abaratamiento en el precio y simplifica las líneas de captación.
- El tubo absorbedor no tiene cubierta de cristal y por lo tanto no se requiere el vacío entre el tubo metálico y la cubierta de vidrio. Esto simplifica y abarata las plantas.
- Las relaciones de concentración son menores en las centrales de concentradores lineales fresnel. Mientras que las centrales CCP trabajan con relaciones cercanas a 80:1, las de concentradores fresnel trabajan con relaciones 20:1.
- El campo solar de una planta fresnel ocupa casi un 40% menos que una planta CCP. La segunda requiere aproximadamente 20.000 m² por MW eléctrico instalado, mientras que una planta fresnel requiere unos 12.000 m² por MW eléctrico instalado. La razón fundamental está en la separación entre líneas: mientras que la tecnología CCP requiere que las líneas estén separadas entre 15 y 18 metros, la tecnología fresnel requiere entre 4 y 5 metros de separación, simplemente para facilitar el acceso de vehículos de mantenimiento
- Las centrales CCP utilizan actualmente un fluido orgánico sintético que encarece notablemente las plantas y complica su operación.

Las plantas fresnel generan directamente vapor, lo que simplifica notablemente el proceso.

- Los niveles de presión en las plantas fresnel son más bajos. Mientras que las plantas CCP utilizan presiones cercanas a los 100 bar para alimentar la turbina de alta presión, las plantas fresnel utilizan presiones de hasta 55 bar en el colector fresnel, presión que después reducen hasta unos 35 bar en el calderín de vapor y con el que se alimenta la turbina de alta presión. La reducción en la presión lleva aparejada la reducción en el rendimiento de la turbina, ya que éste es proporcional al salto de presión. Hay que recordar que también hay una pérdida de rendimiento óptico del campo solar, por lo que el rendimiento global es mucho menor que en una planta CCP.
- Las temperaturas del vapor también son más bajas: 380 °C de las CCP, frente a apenas 240 de las plantas fresnel actuales.
- Las centrales CCP tienen un recalentamiento intermedio entre las dos turbinas, lo que permite mejorar el rendimiento del ciclo y alejar el vapor de las condiciones de condensación. Las plantas fresnel trabajan con vapor saturado tanto en la turbina de baja como en la de alta, de manera que hay condensaciones desde el primer momento en que empieza la expansión. Como consecuencia, las turbinas empleadas en las plantas fresnel siempre serán turbinas de pocas etapas, un rendimiento bajo y una necesidad constante de mantenimiento. El intervalo entre revisiones también será menor, y la turbina proporcionalmente más cara al tener que utilizar materiales especiales en los álabes.
- Los rendimientos del ciclo agua-vapor consecuentemente son mucho menores. Frente al 39% que alcanzan las plantas CCP, las fresnel se quedan muy lejos, casi 12 puntos por debajo. Su rendimiento ronda el 27%.



1.5. Centrales de disco parabólico más motor Stirling

Hasta ahora se han estudiado las plantas que concentran la radiación solar a lo largo de una línea, consiguiéndose relaciones de concentración que rondan 80:1.

Existe no obstante otra forma de concentración de los rayos solares: la concentración en un punto. Este tipo de plantas ya presentan dos ventajas indudables:



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- No requieren fluidos circulando por el campo solar, lo que simplifica notablemente las plantas.
- Los ratios de concentración pueden ser mucho mayores, del entorno de 2000:1. Esto supone que la temperatura que se puede alcanzar en el receptor es mucho mayor, lo cual tiene la ventaja de que aumentará el rendimiento del ciclo térmico. Eso sí, presenta el indudable inconveniente de que habrá que estudiar mejor los materiales y el control de la temperatura máxima.

Dentro de las tecnologías que concentran la radiación en un punto existen dos hasta la fecha: las basadas en discos parabólicos y las basadas en una torre central. Las primeras utilizan unos espejos en forma de disco parabólico para concentrar la radiación en el foco de la parábola. En ese punto se sitúa un receptor que calienta un fluido que a su vez alimenta y mueve un motor de ciclo Stirling. Las segundas utilizan unos espejos planos para concentrar la radiación en un punto alejado de los espejos y situado a gran altura.

1.5.1. Un concepto modular

Las centrales basadas en discos concentradores parabólicos están compuestas por unidades productoras independientes de entre 5 y 25 MW eléctricos de potencia unitaria. Esto hace que en realidad tengan algunas similitudes con la forma de generación eléctrica de las placas fotovoltaicas desde el punto de vista del explotador de la planta, ya que la complejidad de la operación es muy pequeña, es posible la automatización completa y si los equipos son fiables, especialmente los equipos de orientación y los responsables de la transformación de la radiación solar en energía mecánica rotativa, requerirían poca intervención de operadores.

La tecnología de los sistemas disco-motor es la más antigua de las tecnologías solares y se remonta a 1800, cuando varias empresas demostraron la posibilidad de desarrollar sistemas solares basados en los ciclos de Rankine y de Stirling. La tecnología moderna fue desarrollada en la década de 1970 y a principios de 1980 por varias compañías americanas ligadas al mundo aeroespacial, aunque estaban basadas en pesadas estructuras de alto coste.

La evolución hacia la construcción de las actuales unidades autónomas que incluyen un motor de ciclo Stirling se ha producido en los

últimos años, y aunque aún se considera una tecnología inmadura, es indudable que representa numerosas ventajas frente al resto de tecnologías de aprovechamiento termosolar, por su simplicidad y su modularidad.

La ausencia de fluidos circulantes, la simplicidad técnica, el alto grado de automatización posible y sobre todo su altísimo rendimiento (transforma más del 25% de la radiación incidente en energía eléctrica) **hacen de las centrales de disco parabólico la que presenta un futuro más prometedor**, una vez se resuelvan los problemas técnicos de una tecnología que aún no está suficientemente desarrollada.



Foto 7. Disco parabólico + motor Stirling. Fuente: Archivo RENOVETEC.

Básicamente este tipo de plantas están compuesta por multitud de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco. Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D = 0,6$), se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650 y 800 °C, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling superiores al 40% en algunos casos.

La superficie cóncava del concentrador está cubierta por espejos de vidrio de segunda superficie con su correspondiente curvatura parabólica o bien por espejos delgados o polímeros metalizados de primera superficie soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o de membrana tensionada.

Los receptores para sistemas disco/Stirling son de tipo cavidad, con una pequeña apertura y su correspondiente sistema de aislamien-





to. La unidad generadora está formada por un conjunto de espejos para reflejar y concentrar la radiación proveniente de los rayos del sol en un receptor, con el fin de alcanzar las temperaturas necesarias para convertir eficientemente el calor en trabajo. La radiación solar concentrada es absorbida por el receptor y transferida a un motor.

Al ser unidades independientes no interconectadas con tuberías, las unidades tienen una libertad total de movimiento, pudiendo orientarse perfectamente en la dirección perpendicular a la radiación solar mediante un sistema de orientación a dos ejes.

1.5.2. El espacio ocupado

El espacio ocupado por una planta de discos parabólicos es de aproximadamente 4,5 Ha por MW instalado, más del doble de la que requiere una central de CCP. El aprovechamiento del terreno es de aproximadamente del 20%, por lo que por cada metro cuadrado de superficie de captación se requieren 5 metros cuadrados de terreno.

1.5.3. El futuro de las plantas de disco parabólico

Por coste, por la sencillez del sistema y por su modularidad, no cabe duda de que la producción de electricidad con centrales constituidas por discos parabólicos equipados con motores Stirling tiene un futuro brillante. Si el sistema no está suficientemente desarrollado es porque aún no cuenta con suficiente experiencia y con suficientes referencias como para que los grandes inversores apuesten por esta tecnología, al considerarla aún inmadura.

Pero en cuanto los problemas técnicos detectados hasta la fecha estén completamente resueltos, no cabe duda de que las ventajas técnicas relacionadas con la ausencia de fluidos circulantes y de su modularidad se harán patentes.

Por tanto, con algo más de investigación y desarrollo, y con la apuesta firme de inversionistas dispuestos a apostar por estas plantas a gran escala, el futuro de estas plantas es indudable.

1.6. Plantas de receptor central con generación directa de vapor

Las plantas de receptor central, denominadas normalmente centrales de torre, consisten en una serie de grandes espejos dispuestos en torno a la torre, denominados heliostatos. Cada uno de ellos posee un sistema de movimiento independiente que permite orientarlo de forma que el rayo solar reflejado por todos ellos se concentre en un punto situado en lo alto de una torre.

El receptor es el encargado de transformar la radiación concentrada en calor, transfiriéndolo a un fluido, que puede ser aire, agua o sales inorgánicas. Este fluido puede utilizarse directamente en caso de que sea agua convertida en vapor, puede emplearse bien para producir vapor, en el caso de que sean sales inorgánicas, o puede emplearse para aumentar el rendimiento de una turbina de gas calentando el aire de admisión a la entrada de la cámara de combustión.

En el caso de que el fluido caloportador sea agua, las centrales de receptor central calientan y evaporan el líquido previamente inyectado a presión en el receptor, para producir vapor a una determinada presión y temperatura. Este vapor se expande a continuación en una turbina de vapor, siguiendo un proceso exactamente igual que el seguido en cualquier central termoelectrica.



Foto 8. Planta de torre central. Fuente: Archivo RENOVETEC.

En la Foto 8 puede verse una central de torre que genera directamente vapor en un receptor de tubos. Las centrales PS10 y PS20, puestas en marcha en 2009 y 2010 por la empresa andaluza Abengoa utilizan este sistema. Con la puesta en marcha de estas dos plantas se verificó la viabilidad técnica de este tipo de centrales, se identificaron puntos





de mejora técnica que es necesario reestudiar y se demostró que el coste está en torno a los 3.000.000 € por MW instalado, casi un 33% menos que las centrales CCP.

1.6.1. Heliostatos

La radiación solar se capta en espejos planos soportados sobre una estructura móvil. Al conjunto formado por los espejos planos, el soporte y el sistema de orientación se le denomina *Heliostato* (Foto 9).

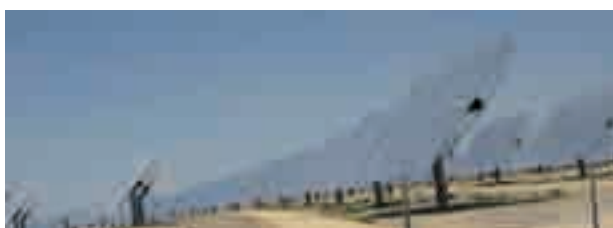


Foto 9. Campo de heliostatos. Fuente: Archivo RENOVETEC.

La función del heliostato es reflejar la luz solar dirigiéndola a un punto situado en la torre central, donde se encuentra el receptor. Los espejos tienen una reflectividad del 92% aproximadamente, y se consigue concentrar en el pequeño área ocupada por el receptor aproximadamente el 97% de la radiación que le llega. La superficie ocupada por espejos es de unos 100-150 m² por cada heliostato.

Los espejos no suponen un especial problema ya que se trata de espejos planos de 4-6 mm de espesor. El soporte móvil representa en cambio un gran reto. Por un lado, debe soportar el peso de la estructura de sujeción y de los espejos, debe ser capaz de soportar las cargas de viento, que pueden llegar a ser importantes. Por último, debe ser capaz de orientarse de forma que los rayos solares incidentes sean reflejados hacia el receptor situado en la torre.

1.6.2. Disposiciones del campo solar

Existen dos configuraciones para el campo solar:

- **Campo norte**, en el que los espejos se sitúan detrás de la torre, al norte de ésta. El aprovechamiento solar es máximo, ya que se consigue un

mejor ángulo de incidencia. Además, la construcción del receptor es más sencilla, al tener que tener haces tubulares sólo en una cara.

- **Campo circular**, en el que todo el campo solar se sitúa alrededor de la torre, que no está situada en el centro del círculo formado por los heliostatos, sino que está desplazada hacia el sur.

La disposición del campo de heliostatos suele atender a dos consideraciones:

- 1) La latitud en que está situada la planta. Así, cuanto más lejos del ecuador mayor es la eficiencia óptica anual de un campo norte (en el hemisferio Norte), respecto a un campo circular.
- 2) El coste de la torre, que suele crecer de modo exponencial con la altura y dado que las centrales en disposición campo norte (en el hemisferio norte) requieren torres más altas que los circulares para una misma potencia térmica en receptor, cuanto mayor campo solar más interesante es la disposición en campo circular.

Cualquiera que sea la disposición, hay que tener en cuenta que el rendimiento óptico disminuye a medida que el campo solar aumenta, y el espacio ocupado es mayor.

Ambos efectos provocan que exista un tamaño máximo para estas centrales, que actualmente se sitúa en el entorno de los 20 MW. Esta cifra puede mejorarse curvando ligeramente los espejos o la estructura de soportación, aunque esto encarece la construcción.

1.6.3. El receptor

Uno de los componentes más críticos de las centrales de torre es el receptor, situado en lo alto de la misma. Debido a las altas temperaturas y gradientes que puede alcanzar, íntimamente ligado al rendimiento del ciclo termodinámico, los estudios actuales se centran básicamente en la elección de materiales y la disposición de estos de forma que existan las menores pérdidas de calor posibles, incrementando así no sólo la eficiencia global del ciclo sino la del receptor en sí.

El receptor es el encargado de transformar la energía de la radiación solar en energía térmica. Utiliza para ello una serie de tubos





refrigerados por el fluido caloportador al que se transferirá una parte de la energía absorbida, perdiéndose el resto. Los tubos son generalmente metálicos, normalmente de algún tipo de acero inoxidable, y en su exterior tienen un recubrimiento selectivo capaz de absorber una buena parte de la radiación en el espectro visible y ultravioleta (más del 90%), y de emitir poco en el espectro infrarrojo.

La disposición de los tubos es diferente en los diversos tipos de receptores probados hasta la fecha. Así, existen receptores de cavidad, en los que los haces tubulares se encuentran en el interior de un recinto. Los rayos solares entran por una de sus paredes. Las pérdidas por emisión infrarroja y por fenómenos de conducción-convección se minimizan, pero aumentan las pérdidas por desbordamiento.



Foto 10. Receptor de cavidad. Fuente: www.centralestermosolares.com

El receptor usado en las centrales PS10 y PS20 es de este tipo, como puede verse en la Foto 10.

La disposición de los tubos puede hacerse de una forma distinta, no ya introduciendo los haces tubulares en el interior de un recinto sino haciendo que sean externos. Las pérdidas aumentan, pero es más fácil que los rayos solares alcancen los tubos. Este tipo de receptores externos se clasifica a su vez en receptores planos, semicilíndricos o cilíndricos.

El receptor externo cilíndrico, compuesto por diversos paneles planos formando un prisma poligonal recto con numerosas caras (más de 20) se empleó en el proyecto Solar Two y se utiliza en la planta Gemasolar (Fuentes de Andalucía).

En segundo lugar, los haces tubulares a través de los que circula el fluido caloportador pueden disponerse de forma horizontal o de forma vertical, configurando así receptores horizontales o verticales.

En tercer lugar los receptores pueden clasificarse según el fluido que circula a través de ellos. Así, existen tres tipos de receptores:

- Receptores de agua, a través de los cuales fluye agua que se transforma en vapor saturado.
- Sales fundidas, a través de los cuales fluyen sales inorgánicas fundidas, que aumentan su temperatura.
- Gases, en los que o bien aire o bien otro gas inerte (helio, por ejemplo) actúa como fluido caloportador aumentando su entalpía en forma de calor sensible (aumento de temperatura).

Por último, los receptores pueden clasificarse según el mecanismo empleado para la transferencia de la energía al fluido. Así, existen tres tipos de receptores:

- De placa, en los que la radiación incide sobre una placa, a la que van adosados los tubos a través de los cuales circula el fluido.
- Tubulares, en los que los rayos solares inciden directamente sobre los tubos.
- Volumétricos, en los que la radiación incide sobre una superficie con una maya trasera perpendicular a ella. El fluido habitual no es agua, o sales, sino un fluido gaseoso, normalmente aire. Este aire circula por la parte trasera del receptor, refrigerándolo y a la vez aumentando de temperatura. Pese a las indudables ventajas técnicas y termodinámicas, presenta una serie de inconvenientes mecánicos y de resistencia de materiales que aún no han sido resueltos satisfactoriamente, razón por lo que no han sido empleados en ninguno de los proyectos comerciales actualmente desarrollados.

El problema básico al que se enfrentan los diseñadores de receptores y que suponen también uno de los principales problemas de operación y mantenimiento por los fallos potenciales que se pueden presentar, es el del material empleado en el receptor. Hay que tener en cuenta que estas centrales concentran la radiación solar captada en una vasta extensión en un punto, el área ocupada por el receptor. El ratio de concentración puede oscilar entre 200 y 1.000, incluso más.





La irradiancia incidente en ese punto es muy alta, del orden de los 650 KW/m^2 lo que supone un reto importantísimo de diseño. El material seleccionado para los tubos, el estudio de las dilataciones y comportamiento térmico y el tipo de recubrimiento selectivo condicionan no sólo el rendimiento del colector, sino incluso un funcionamiento exento de problemas.

1.6.3. Comparación con las centrales CCP

Las principales diferencias entre las centrales CCP y las plantas de receptor central con generación directa de vapor son las siguientes:

- El campo solar aprovecha mucho menos el terreno. Mientras que una central CCP requiere 3 m^2 por cada m^2 de superficie captadora, las centrales de receptor central requieren entre 5 y 8 m^2 por cada metro cuadrado de espejo instalado. Por tanto, menos del 20% de la superficie total del campo solar está ocupada por paneles reflectores.
- Los espejos de las plantas de receptor central son planos, mientras que los espejos de las centrales CCP son curvos.
- En las plantas de receptor central no hay fluidos circulando por el campo solar, lo que abarata y simplifica la instalación.
- En las plantas de receptor central no se utiliza un fluido caloportador intermedio.
- El rendimiento del ciclo agua-vapor es teóricamente mayor. Frente al 39% máximo de una central CCP, el rendimiento del ciclo puede alcanzar con facilidad desde un punto de vista teórico valores superiores al 42%. La experiencia práctica después no confirma este dato, ya que los rendimientos del ciclo agua-vapor de las plantas de torre central con generación directa de vapor en funcionamiento hasta el momento rondan el 30-34%. La razón hay que encontrarla en las bajas temperaturas empleadas hasta la fecha en el vapor, provocadas por limitaciones impuestas por el receptor.
- Las plantas de receptor central para generación directa de vapor utilizan, hasta la fecha, vapor saturado. Las centrales CCP utilizan vapor sobrecalentado.
- En las plantas de receptor central no hay recalentamiento intermedio, por lo que estas plantas siempre tendrán un rendimiento inferior que las plantas CCP.

- Todos los sistemas auxiliares y el sistema de alta tensión son similares a los necesarios en una central termosolar CCP, por lo que en este punto apenas se encuentran diferencias.
- La planta en conjunto resulta un 30% más barata que las centrales CCP.



1.7. Plantas de torre central con sales inorgánicas fundidas



Foto 11. Vista aérea de Gemasolar. Fuente: Torresol Energy.

1.7.1. Esquema de funcionamiento

Según se ha detallado en el apartado anterior, las centrales termosolares de receptor central de generación directa de vapor tienen algunas importantes ventajas, pero también presentan algunos inconvenientes. Entre las indudables ventajas están su precio y la simplicidad de los circuitos al eliminar cualquier otro fluido portador de energía térmica distinto al agua. Esto simplifica y abarata la instalación, al eliminar algunos equipos, como bombas, depósitos o intercambiadores entre fluidos.

Entre los inconvenientes más importantes destacan la dificultad para generar vapor sobrecalentado y la enorme sensibilidad al paso de nubes. Algunos de estos inconvenientes pueden evitarse con la solución aplicada en las plantas de receptor central que utilizan sales inorgánicas como fluido portador del calor absorbido en el receptor.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Básicamente, la radiación solar es reflejada por una serie de espejos planos situados en unas plataformas móviles (heliostatos) que se orientan a dos ejes, para reflejar la radiación incidente de forma muy precisa. En lo alto de una torre de hormigón o de celosía de gran altura se sitúa el receptor, encargado de absorber la radiación solar y transferir esta energía a las sales inorgánicas fundidas que circulan por su interior.

Cuando la planta está funcionando con normalidad, las sales inorgánicas están inicialmente a una temperatura entorno a $290\text{ }^{\circ}\text{C}$ en un gran tanque excelentemente aislado que trata de mantenerlas a esa temperatura. Una bomba centrífuga vertical tipo VS mueve las sales desde el interior de este tanque hasta el receptor situado en la parte alta de la torre. El motor eléctrico de las bombas de impulsión está situado en la parte superior de los tanques, mientras que el cuerpo de la bomba se sitúa en la parte baja del mismo. Un eje de varios metros de longitud une el motor con el cuerpo de la bomba centrífuga.

El fluido impulsado por las bombas centrífugas viaja desde el tanque de sales frías hasta el receptor central situado en lo alto de la torre, aumenta su temperatura hasta los $565\text{ }^{\circ}\text{C}$ aproximadamente y allí se almacena en el tanque de almacenamiento de sales calientes hasta que se requieren para generar vapor.

De forma paralela e independiente, el fluido almacenado en el tanque caliente es transportado por otro sistema de bombeo independiente hasta un tren generador de vapor, compuesto por una serie de intercambiadores del tipo carcasa-tubo. El fluido que cede energía térmica (calor sensible) son las sales inorgánicas, mientras que el fluido que aumenta su energía es el agua del ciclo agua-vapor. El tren de generación de vapor cuenta con equipos independientes para calentar agua, generar vapor y sobrecalentar el vapor, de manera que a la salida del tren de generación se ha producido vapor sobrecalentado, que alimenta una turbina de vapor de condensación de uno o dos niveles de presión.

A la salida de la turbina, el vapor cambia de estado en un condensador. El condensador más habitual es un intercambiador carcasa tubo en el que por la carcasa circula el vapor a enfriar, y por los tubos, el fluido refrigerante, normalmente agua de refrigeración que proviene de una torre evaporativa. Es posible también condensar el vapor con

la ayuda de un aerocondensador, con lo que se evita el consumo de agua de refrigeración, aunque se disminuye el rendimiento de la planta y aumenta su coste.

El agua condensada es impulsada con la ayuda de las bombas de condensado situadas cerca del condensador hasta el tanque de agua de alimentación, y de allí, aumentan de presión bruscamente con la ayuda de las bombas de alimentación. De allí, el agua líquida a gran presión se introduce en el tren de generación de vapor, cerrando el ciclo agua-vapor.

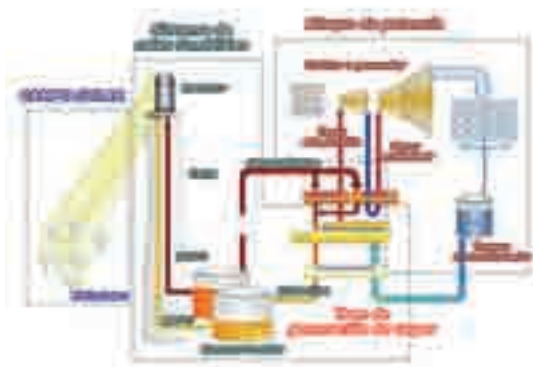


Figura 3. Esquema de funcionamiento de una planta de torre central con sales fundidas. Fuente: www.centrales termosolares.com

1.7.2. Ventajas de las plantas de torre central con almacenamiento térmico

Es indudable la flexibilidad, gestionabilidad y operatividad de este tipo de centrales. Entre las ventajas que presentan en comparación con otras tecnologías termosolares están las siguientes:

- Gran capacidad de almacenamiento.
- El mismo fluido de transferencia de calor en el receptor es el usado para el almacenamiento, lo que ahorra una transformación energética.
- Las temperaturas que se pueden alcanzar con las sales fundidas son mucho mayores que con otras tecnologías, llegando sin problemas a los 540 °C, en los que las plantas se enfrentan a otras limitaciones relacionadas con los aceros. Ese aumento de temperatura en





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

el ciclo agua-vapor (en las plantas CCP alcanzan tan sólo 380 °C) supone una mejora de casi 3 puntos porcentuales en el rendimiento del ciclo agua-vapor.

- El fluido caloportador (las sales fundidas) circulan por un área perfectamente acotada y delimitada, y con un recorrido mucho mejor que en el caso de las centrales CCP. Eso evita pérdidas de calor y riesgos de congelación.
- Las tuberías drenan por gravedad cuando la planta no está en operación, sin necesidad de equipos de bombeo adicionales.

1.7.3. Inconvenientes

Los dos principales inconvenientes que presentan estas plantas son los siguientes:

- Su alto coste inicial. Una planta de este tipo supera los **7.000.000 € por MW instalado**, pudiendo alcanzar incluso los 9.000.000 € dependiendo de la selección de equipos. Hay que matizar que aunque el coste por MW instalado es elevado, el número de horas anuales de operación y la producción energética anual es muy superior a las plantas CCP, por lo que este alto coste es de alguna forma irreal y no refleja con exactitud la imputación del coste al MWh generado.
- Las incógnitas tecnológicas relacionadas con el comportamiento de las sales no ayudan a que los promotores se decidan por este tipo de configuración. En este sentido, la experiencia acumulada en el proyecto GEMASOLAR va a ser decisiva para dar un notable impulso a estas plantas.
- La complejidad tecnológica es mayor, por lo que se requiere de operadores y gestores de la planta mucho mejor formados que con otras tecnologías.

1.8. Hibridación con calderas de combustible fósil

1.8.1. Justificación de la necesidad

Existe una gran dificultad para realizar previsiones meteorológicas fiables, y por tanto, prever de manera anticipada la generación eléctrica.

ca de una central termosolar con precisión. Por ello, desde las primeras centrales termosolares SEGS en California se planteó la posibilidad de incorporar una caldera auxiliar basada en un combustible fósil que permitiera corregir las desviaciones en las previsiones eléctricas que pudieran presentarse.

Hay que tener en cuenta que existe una gran dificultad para almacenar energía eléctrica en grandes cantidades, razón por la cual la generación y el consumo deben coincidir exactamente. Si no se conoce con exactitud de forma anticipada la generación prevista no es posible para el operador de la red eléctrica conocer con qué energía cuenta para abastecer la demanda y esto puede producir desequilibrios puntuales en la red que podrían llegar a producir un apagón completo en una zona determinada o incluso en un país entero.

Si bien en principio en España se planteó la posibilidad de que las centrales termosolares debieran contar necesariamente con un sistema de almacenamiento térmico que permitiera regular la producción con independencia de la disponibilidad de radiación solar, finalmente las autoridades regulatorias consideraron excesivo hacerlo obligatorio, dado su alto coste. Pero eso sí, permitieron a los promotores de centrales termosolares la posibilidad de disponer de una «reserva» energética que permitiera suplir la falta de radiación solar y que por ello impidiera cumplir con el programa de producción previsto. La posibilidad de utilizar una caldera auxiliar de gas natural se contempla en la normativa actual (RD 661/07), que en su artículo 2 dice textualmente:

«En estas instalaciones se podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía».

Es decir, se busca que las centrales termosolares no tengan una dependencia total de las condiciones atmosféricas, y que puedan cumplir el programa de producción establecido a pesar de que una situación atmosférica puntual, como el paso de una nube, pudiera afectar a la previsión de generación realizada y comunicada al operador del mercado eléctrico.

Estas calderas, además, tienen otra función: pueden proporcionar el calor necesario para evitar que el fluido térmico se acerque a la





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

temperatura de congelación, que según la ficha técnica de dicho producto es de 12 °C.

Es importante señalar que aunque la combustión del gas podría hacerse con un mayor aprovechamiento energético, quemando el combustible en una turbina de gas conectada a un generador eléctrico, y aprovechando el calor de los gases de escape para el mismo propósito, esta posibilidad está estrictamente prohibida en España.



Foto 12. Caldera de gas natural en una central termosolar. Fuente: Archivo RENOVETEC.

1.8.2. Energía generable con la caldera auxiliar

La caldera auxiliar permite convertir una central que genera energía a partir de fuentes renovables en una central térmica convencional de combustible fósil. Como estas centrales reciben una fuerte subvención por parte de la administración para compensar el alto precio de generar energía eléctrica en centrales termosolares, la actual regulación establece un tope para la energía eléctrica cuyo origen es atribuible al combustible fósil.

Y necesariamente ha de ser así. Hay que pensar que el coste aproximado de generar un MWh a partir de gas natural con los precios del gas vigentes en Octubre de 2011 rondaría los 83 €, y se retribuye a algo más de 290 €, es decir, el margen de beneficio generado (sin incluir amortizaciones) rondaría el 70%.



Según la normativa vigente en España en el momento de la edición de esta guía, es posible generar hasta el 15% de la energía eléctrica que se exporta a partir de combustible fósil. Este hecho no sólo favorece que las centrales puedan cumplir su previsión de generación eléctrica, que es el espíritu que mueve la normativa, sino que mejoran de forma sustancial la rentabilidad de las plantas.

Según la nota emitida por la Comisión Nacional de la Energía, no es posible la hibridación con turbinas de gas o motores de gas, por lo que la posibilidad de sustituir la caldera por un motor térmico o hibridar con un ciclo combinado (que aportaría un mejor rendimiento) no es posible en España.

1.9. Hibridación con calderas de biomasa

1.9.1. Las ventajas de la hibridación con biomasa

Las centrales termosolares sin almacenamiento térmico y sin caldera auxiliar de gas natural pueden funcionar unas 2.400 horas equivalentes, es decir, producen una energía anual equivalente a funcionar 2.400 horas a plena carga. Eso supone que entre el 65% y el 75% de las horas del año las plantas permanecen paradas. Toda una inversión de cientos de millones de euros permanece inactiva cuando habría formas de que pudieran generar energía eléctrica de otro origen.

Tan bajo régimen de aprovechamiento de las instalaciones tiene una consecuencia técnica inmediata: un alto número de arranques y paradas, que causan un gran estrés térmico a los diversos equipos y que son responsables de un gran número de averías y fallos que presentan las plantas.

A estos dos hechos se une además la dificultad para hacer previsiones de generación, como ya se ha comentado en el apartado anterior, y que es común a todos los sistemas de generación que tienen gran dependencia de las condiciones atmosféricas, como la eólica, la fotovoltaica o la termosolar.

Así, la posibilidad de incorporar equipos que permitan un mayor aprovechamiento de las instalaciones y que resuelvan problemas como el alto número de arranques y paradas o la dificultad en la previsión de generación eléctrica hacen de la combinación de una central termosolar con una caldera de biomasa una posibilidad ciertamente interesante.



1.9.2. Normativa

La actual normativa en vigor en España (RD 661/07), en su artículo 23, contempla la posibilidad de hibridación entre diferentes tecnologías renovables. En concreto, permite la hibridación entre la tecnología de generación eléctrica por aprovechamiento térmico de la radiación con la generación eléctrica a partir de biomasa.

En ese caso, la normativa indica que la generación eléctrica a partir de biomasa no puede superar la generación eléctrica a partir de radiación solar, por lo que el grado de hibridación máximo que se permite en España actualmente es del 50%.

Como los proyectos actualmente en desarrollo contemplan una triple hibridación entre generación termosolar, generación a partir de gas natural y generación a partir de biomasa, surge la duda de cómo se reparte la energía. El siguiente reparto es compatible con la normativa vigente:

Energía exportada a la red: 100%

- Energía exportada generada a partir de radiación solar: 42,5%
- Energía exportada generada a partir de gas natural: 7,5%
- Energía exportada generada a partir de biomasa: 50%

La retribución es diferente para la energía generada a partir de radiación solar, gas natural y biomasa. Las dos primeras se retribuyen según lo establecido para la energía solar térmica, que actualmente es la más alta entre las energías renovables, y ronda los 300 euros por MWh exportado. En cambio la retribución para la biomasa es menor, y depende del origen de la biomasa (cultivo energético, residuo forestal, residuo agrícola, residuo industrial, etc.). La retribución oscila entre los 100 MWh y los 160 MWh aproximadamente, aunque estos importes, para plantas de nueva construcción, varían cada año.

1.9.3. Ventajas de la hibridación con biomasa

La hibridación entre el aprovechamiento térmico de la radiación solar con biomasa para producir electricidad tiene indudables ventajas.

La primera de ellas está relacionada con la gestionabilidad de la central, esto es, la posibilidad de programar la producción eléctrica en el

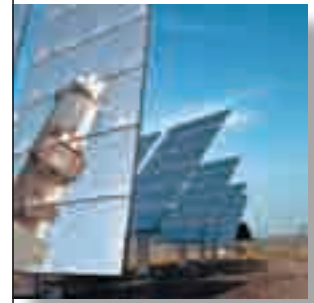
momento en que se necesite. Se puede generar energía eléctrica en cualquier momento, independientemente de la radiación solar existente, de manera que es muy fácil realizar un programa de producción y cumplirlo.

La segunda de las ventajas es la reducción de la instalación y su abaratamiento. Para generar la misma cantidad de energía se requiere una planta mucho más pequeña, con una inversión menor. Incluso para generar la misma cantidad de dinero o para obtener el mismo beneficio se requiere poner en juego una cantidad de dinero sensiblemente inferior.

Los días de nubes y claros son momentos complicados para una central termosolar. Como estas plantas producen electricidad sólo si hay radiación directa, si hay un paso de nubes deja de haber este tipo de radiación, y por tanto, deja de generarse vapor. Esto supone una gran inestabilidad para la planta. La opción de la hibridación supone que la planta podría funcionar a una carga determinada y constante con la caldera de biomasa, sin riesgo de que la turbina acabe parando por falta de vapor, y el campo solar añadiría el vapor necesario; cuando pasa la nube, la caldera se coloca a su mínimo técnico, y de esta manera la planta es capaz de producir su máxima potencia o la potencia deseada.

La cuarta ventaja está relacionada con el ratio de utilización de los equipos de generación. Mientras que en una central termosolar sin almacenamiento térmico ese ratio apenas supera el 30% (es decir, la planta produce el 30% de la energía que podría producir si estuviera generando todas las horas del año a plena potencia), la hibridación con biomasa supone aumentar este ratio hasta casi el 60%, aumentando en unas 3.500 horas al año la utilización de la central.

Esta ventaja trae aparejada otra muy interesante: la disminución del número de arranques. Si se opera de la forma adecuada puede conseguirse que la planta no pare en ningún momento del día, de forma que los ciclos de arranque-parada disminuyen drásticamente. Esto aumenta por un lado el rendimiento de la planta (la central tiene rendimientos muy bajos durante los arranques) y por otro disminuye el número de averías provocadas por estrés térmico en los equipos. Todo ello supone aumentar los ingresos y disminuir los costes.





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Por último, los arranques podrían producirse antes de que salga el sol, en un día de previsión de buena radiación incidente. De esta forma se acelera el arranque, haciendo que desde el primer momento en que se dispone de radiación suficiente pueda aprovecharse ese vapor introduciéndolo en la turbina, ya en marcha.

1.10. Hibridación con ciclos combinados. Plantas ISCC

1.10.1. Justificación técnica de la hibridación con ciclo combinado

La tecnología termosolar se basa en muchos casos en la utilización de un ciclo térmico sobradamente conocido, como el ciclo Rankine. Por supuesto, una vez que la radiación se ha transformado en energía potencial contenida en el vapor es muy fácil mezclarlo con vapor generado por otras fuentes, y juntos, accionar una turbina de vapor.

Los combustibles fósiles presentan un gran número de inconvenientes, pero indudablemente tienen dos ventajas: se trata de una energía primaria aparentemente barata, con que se puede obtener energía eléctrica a un precio excelente, y se puede variar la carga casi a voluntad para lograr acompasar la demanda y la generación de forma exacta en cada momento.



Foto 13. Central ISCC. Fuente: Archivo RENOVETEC.

La energía de origen solar, que presenta grandes ventajas, tiene dos grandes inconvenientes: requieren una importante inversión que hace que el MWh generado sea muy caro, y además se genera cuando se tienen las condiciones adecuadas, no cuando el sistema eléctrico lo requiere. Incluso habría que indicar una tercera muy importante: las plantas arrancan y paran todos los días, lo que causa un gran estrés



térmico a todos los equipos y circuitos, y este hecho es responsable de multitud de paradas, fallos y problemas que tienen las plantas.

A simple vista, ya se observa que ambas energías son perfectamente complementarias, por lo que parece una buena idea diseñar centrales que incluyan ambos sistemas de generación.

Las centrales capaces de mezclar el vapor generado con la ayuda de un campo solar y el generado con la ayuda de una caldera de recuperación de gases de escape de una turbina de gas se denominan centrales ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle*).

La hibridación resuelve al menos dos problemas importantes:

- El ciclo agua-vapor sufre mucho durante los arranques y paradas, debido a los cambios de temperatura y el estrés térmico provocado por estos cambios. Una central ISCC no necesita arrancar y parar todos los días
- La instalación de la central solar se simplifica, ya que dispone de todos los servicios auxiliares (planta de tratamiento de agua, refrigeración, planta de tratamiento de efluentes, aire comprimido, sistema contraincendios, etc.). Por tanto, sólo es necesario instalar un campo solar, con un coste que oscila entre los 650.000 y 1.000.000 de euros por lazo, el sistema HTF y el tren de generación de vapor

Hay que tener en cuenta que por el diseño de estas centrales no se puede generar energía eléctrica tan sólo con el campo solar, ya que se requiere la energía de los gases de escape para sobrecalentar el vapor hasta su temperatura final (560 °C aproximadamente). Estas centrales tienen pues la posibilidad de funcionar haya suficiente nivel de radiación o no, pero no pueden hacerlo si no hubiera gas o si la turbina de gas no estuviera disponible por avería o por revisión.

1.10.9. Principales diferencias con una central CCP convencional

Si bien el campo solar y sistema HTF apenas tienen diferencias con una central convencional, las mayores diferencias se localizan en el ciclo agua-vapor. En el caso de una central CCP convencional el HTF se utiliza para proporcionar dos niveles de presión, alta y baja pre-



sión, con los que alimentar las turbinas de vapor. Por tanto, el tren de generación del campo solar debe tener un equipo encargado del recalentamiento del vapor a la salida de la turbina de alta. Este equipo, el recalentador, no se encuentra en las plantas ISCC, ya que en caso de que el sistema lo requiera (no todas las centrales cuentan con recalentamiento intermedio) se utiliza uno de los haces tubulares de la caldera de recuperación para este fin. Por tanto, la primera diferencia es la ausencia de recalentador.

En segundo lugar, el proceso de recuperación de calor de los gases de escape ya contempla el calentamiento inicial del agua de alimentación al tren de generación de vapor, por lo que la caldera ya suministra agua caliente, a unos 245 °C, al economizador. Por esta razón la turbina de vapor no tiene extracciones y tampoco se encuentran en estas plantas los precalentadores de alta y baja presión que tiene el circuito de agua líquida, y que están entre la salida del condensador y la entrada a los economizadores.

La planta termosolar tampoco requiere equipos auxiliares de ningún tipo, ya que utiliza los equipos auxiliares de la central de ciclo combinado. Indudablemente esto abarata la construcción de la planta termosolar.

La turbina de vapor por último es la misma turbina de vapor del ciclo combinado. Por economía de escala es mucho más barato construir una turbina de vapor un poco mayor que una turbina de vapor especial para el vapor generado con el campo solar: el aumento de tamaño de la turbina apenas encarece esta.

Por tanto, las diferencias más importantes son las siguientes:

- No hay recalentador en el tren de generación de vapor, ya que el recalentamiento del vapor, en caso de requerirse, puede realizarse en la caldera de recuperación.
- El ciclo agua-vapor es mucho más sencillo, al no tener precalentadores.
- La turbina de vapor es la correspondiente al ciclo combinado, con algo más de capacidad para poder turbinar el vapor procedente del tren de generación de vapor.

2

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA EN CENTRALES TERMOSOLARES

D. Stefan REMKE

Gerente

Citrin Solar Iberia

www.citrinsolar.es



2.1. Introducción

Las centrales termosolares (CSP, *Concentrating Solar Power*) convierten la radiación solar en energía térmica para la generación de electricidad mediante ciclos termodinámicos, habitualmente el llamado ciclo Rankine de turbinas de vapor. Para conseguir el nivel de temperaturas exigido por el proceso de la turbina, la luz solar es concentrada mediante espejos en un punto o bien una línea focal.

Las plantas CSP se componen por tanto de 3 componentes: concentrador, receptor y bloque de generación con turbina de vapor y generador. Los concentradores son del tipo espejo parabólicos (*solar dish*) o espejos planos con seguidores de 2 ejes (helióstatos) que enfocan en un punto, y espejos cilindro parabólicos o espejos Fresnel que enfocan en receptores lineales.

Las geometrías con foco puntual funcionan con sales fundidas o vapor como fluido portador de calor (HTF, *Heat Transfer Fluid*), lo cual permite trabajar con temperaturas de hasta 565 °C. Los procesos con foco lineal, a día de hoy trabajan con aceite térmico que no permite temperaturas por encima de 400 °C debido a su inestabilidad térmica, lo que origina calidades de vapor moderadas y bajos rendimientos del ciclo Rankine. Además, el aceite térmico hace necesario un intercambiador térmico entre el fluido portador de calor y el ciclo de vapor, el cual se añade a los costes de inversión del proceso y reduce aún más el rendimiento térmico. Para superar estas desventajas, actualmente se están desarrollando proyectos con el objetivo del uso directo de sales fundidas o vapor en el receptor.

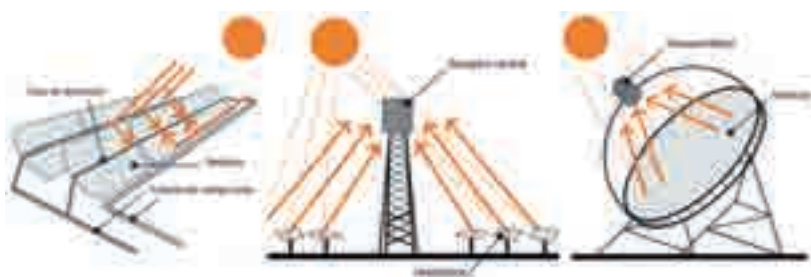


Figura 1. Tecnologías de centrales termosolares de concentración.
Fuente: Greenpeace.

Como sucede con el resto de energías renovables, las centrales termosolares dependen en alto grado de la meteorología, pero a diferencia de otras tecnologías, las CSP permite un almacenamiento significativo de energía en forma de energía térmica (Glatzmeier, 2011). Esto abre, entre otros aspectos, la posibilidad de una mejor «gestionabilidad» de la planta, es decir una operación más estable y una generación flexible que puede ser orientada a la demanda de electricidad de la red.

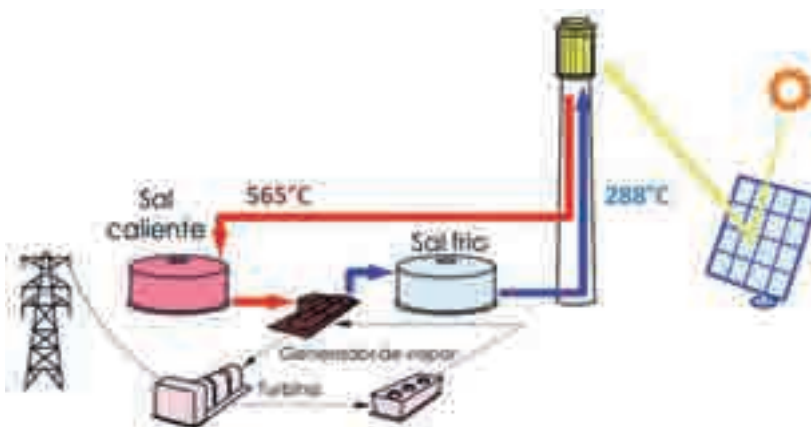


Figura 2. Esquema de torre de concentración con TES de sales fundidas.
Fuente: Glatzmeier, 2011.

2.2. Aspectos económicos del almacenamiento térmico

Debido a los costes elevados de la generación de electricidad mediante la tecnología joven de las centrales termosolares en comparación con la generación convencional, hoy en día las plantas CSP todavía requieren programas estatales de fomento. Estos pueden tener la forma de primas



garantizadas para la electricidad generada como en España (RD 661/2007 de 25 de mayo) o de desgravaciones fiscales como en otros países.

No obstante, a largo plazo las plantas CSP tienen que producir electricidad a un precio competitivo en un mercado de electricidad que todavía está dominado por procesos convencionales de generación con su gran madurez y su alto nivel de optimización de costes. Por eso el I+D del sector procura optimizar la economía de las plantas con el fin de permitir su amplia difusión.

Los costes de la generación de energía se dejan comparar con el parámetro LCOE (*Levelized costs of Energy* o costes de producción de la energía) que expresa la suma de los gastos para inversión, combustible, mantenimiento etc., dividido por la total producción de electricidad durante la vida útil de la planta y equivale al precio *break even* para la electricidad generada.

Los LCOE de las plantas termosolares dependen principalmente de la irradiación solar, de la inversión y de la producción de electricidad durante la vida útil de la planta.

La comparación de plantas termosolares actuales con diferentes tecnologías, tamaños y ubicaciones (irradiación solar de 2.000 y 2.600 kWh/m²·a respectivamente) muestra un LCOE entre 0,238 y 0,15 €/kWh (Kost et.al., 2010).

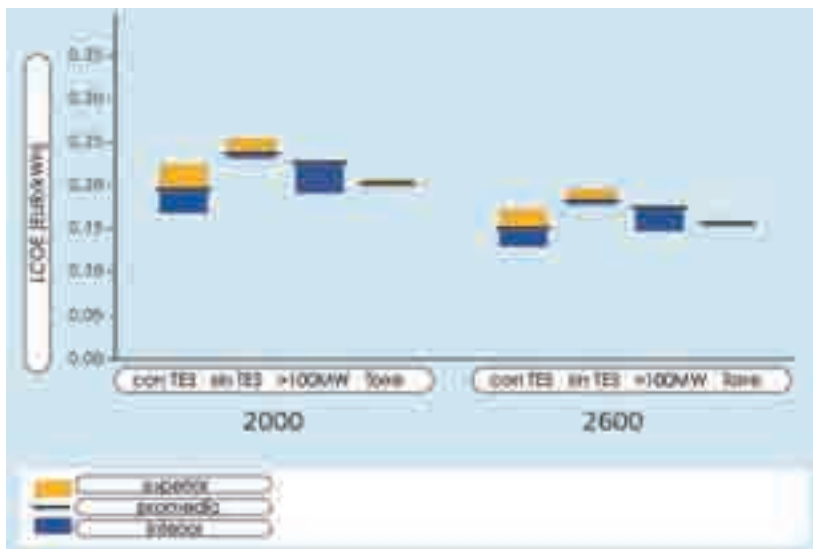


Figura 3. LCOE para CSP según tipo de planta e irradiación.
Fuente: Kost et al., 2010.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

La iniciativa SunShot del DOE (*Department of Energy*, Ministerio de energía de los EE.UU) define como objetivo para las centrales termosolares estadounidenses un LCOE de 0,06 \$/kWh hasta el año 2020 (Glatzmeier, 2011). Es por tanto evidente que los precios más bajos sólo se pueden alcanzar con la mejor gestionabilidad de la energía motriz de las plantas por el almacenamiento de energía térmica (TES, *Thermal Energy Storage*).

Añadir el TES como elemento de inercia entre la generación de energía térmica por un lado y la energía eléctrica por el otro conlleva varios beneficios económicos. Primero, a diferencia de las plantas sin almacenamiento, que tienen que vender electricidad mientras la energía solar está disponible, las plantas con TES permiten la producción flexible en horas de máximo precio de la electricidad. Segundo, el TES facilita una capacidad fiable a la red eléctrica y de tal manera puede sustituir capacidades convencionales en vez de sólo suplementar su producción. Por último, el TES permite la mejor adaptación entre la potencia del bloque de generación y la potencia térmica disponible, determinada por el tamaño del campo de captación en conjunto con la irradiación del lugar. Un campo solar sub-dimensionado resulta en un bloque de generación sub-aprovechado por la falta de energía térmica. En el otro lado, un campo solar sobredimensionado resulta en pérdidas por exceso de energía que no se puede aprovechar en un bloque de generación demasiado pequeño (Sioshani et. al, 2010).

2.3. Mecanismos de almacenamiento

En las plantas termosolares se almacena la energía térmica principalmente para hacer la generación eléctrica más independiente de la irradiación solar. Para ello el TES debe acumular la energía térmica del campo solar y cederla al ciclo de generación cuando se necesite.

Hay tres mecanismos que se pueden aprovechar para el almacenamiento de energía térmica:

- El cambio de la temperatura del medio de almacenamiento (**calor sensible**).
- El cambio de fase del medio de almacenamiento (**calor latente**).
- Reacciones termo-químicas en el medio de almacenamiento que sean asociados con un efecto de calor (**calor de reacción**).



En cualquier caso, es importante para su funcionamiento como sistema de almacenamiento, que los procesos sean reversibles, es decir, que el hecho de introducir y extraer calor pueda repetirse un gran número de veces.

a) Almacenamiento de calor sensible

El calor sensible cambia la temperatura de un medio. Subir la temperatura de un medio de almacenamiento equivale a deponer calor sensible en él. En el proceso inverso se recupera el calor almacenado bajando la temperatura del almacén.

La relación entre el cambio de la energía térmica de un medio y su temperatura es la denominada **capacidad térmica** que es propia del medio de almacenamiento. La capacidad térmica del agua es una de las más grandes de todos los medios conocidos. Sólo el helio tiene una capacidad térmica superior. Además de su gran capacidad térmica el agua no es inflamable, es económica, no tóxica y disponible en abundancia. Estas son las razones por las que el agua es el medio preferente para el almacenamiento de calor sensible.

Sin embargo, para el almacenamiento de calor sensible en un nivel de temperaturas habituales en centrales termosolares, hay que recurrir a líquidos estables con puntos de ebullición muy altos como aceite térmico, fusiones de sales o bien sólidos como hormigón o ladrillos refractarios.

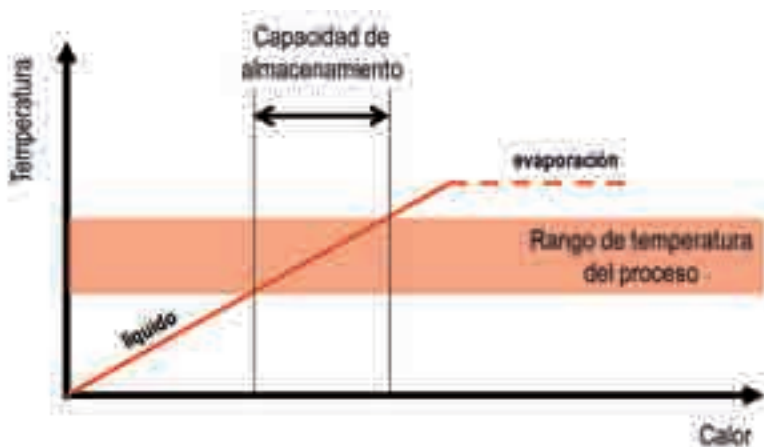


Figura 4. Capacidad cualitativa de almacenamiento de calor sensible con medios líquidos. Fuente: Remke, 2010.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

En el caso de los medios líquidos con puntos de cristalización relativamente altos, como las sales fundidas, hay que evitar en cada momento la solidificación de la fusión. Por eso el desarrollo actual de los medios de almacenamiento sensible de calor se enfoca, por un lado en bajar el punto de cristalización de las sales y por el otro en la sustitución de sal por materiales sólidos como el hormigón.

Tabla 1. Características de materiales para el almacenamiento de calor sensible.

	Temp. mín. [°C]	Temp. max. [°C]	Densidad [kg/m³]	Conduc-tividad térmica [W/mK]	Capacidad térmica Cp [kJ/kg K]	Coste medio [US\$/kg]
Medios líquidos						
Agua	0	100	1.000	0,597	4,18	<0,01
Aceite mineral	200	300	770	0,12	2,6	4,2
Aceite de silicona	300	400	900	0,10	2,1	80
Sales Nitratos	265	565	1.870	0,52	1,6	3,7
Sodio líquido	270	530	850	71,0	1,3	21
Sales Carbonatos	450	850	2100	2,0	1,8	11,0
Medios sólidos						
Hormigón armado	200	400	2.200	1,5	0,85	1
Acero colado	200	700	7.800	40	0,6	60
Ladrillos refractarios Silica	200	700	1.820	1,5	1,0	7,0
Ladrillos refractarios Magnesita	200	1.200	3.000	5,0	1,15	6

Fuente: Gil et.al., 2010.

b) Almacenamiento de calor latente

Extendiendo la curva calor/temperatura hacia temperaturas más altas se llega al punto de ebullición, que marca el principio de la eva-



poración. Este cambio de fase, de líquido a gaseoso, requiere una cantidad de energía específica muy superior a la necesaria para subir la temperatura del líquido. Este calor necesario para la evaporación se llama calor latente, porque no está asociado con un cambio de temperatura. Durante el proceso entero de evaporación la temperatura se mantiene constante (isotérmico).

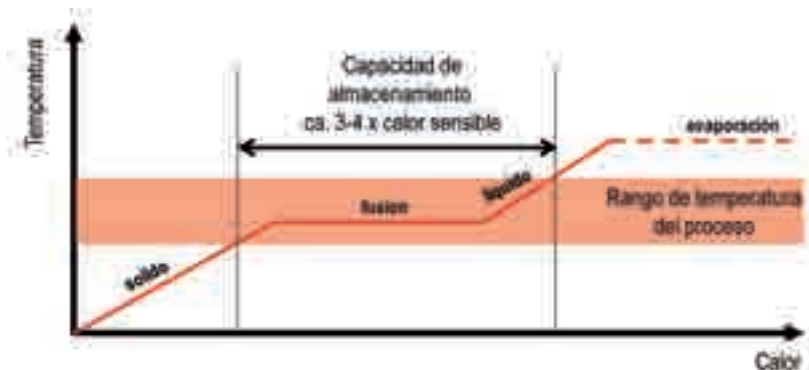


Figura 5. Capacidad cualitativa de almacenamiento de calor latente con un cambio de fase sólido-líquido. Fuente: Remke, 2010.

Si se invierte el proceso condensando el vapor, el calor latente de la evaporación se libera en forma de calor de condensación. La extensión de la curva hacia temperaturas inferiores lleva el sistema al punto de cambio de fase líquido – sólido, el denominado punto de congelación, que también está asociado con un efecto calorífico.

Básicamente ambos puntos de cambio de fase se dejan aprovechar para el almacenamiento en acumuladores de calor latente. Sin embargo, para la construcción de un TES hay que tener en cuenta las propiedades específicas del sistema:

- El cambio de fase tiene lugar en una temperatura determinada. La temperatura se mantiene constante durante el cambio de fase.
- El cambio líquido/gaseoso está asociado con una expansión enorme del volumen.
- Con el cambio líquido/sólido también cambia el mecanismo de transporte de calor de convección a conducción.

Para elegir el medio adecuado para el almacenamiento de calor latente hay que tener en cuenta, por un lado la temperatura de fusión



del respectivo material y su adecuación con la temperatura del proceso; y por otro su calor de fusión que determina la capacidad de almacenamiento.

Tabla 2. Características de materiales para el almacenamiento de calor latente.

	Temperatura de Fusión [°C]	Capacidad térmica Cp [kJ/kg K]	Densidad [kg/m³]	Calor de fusión [kJ/kg]	Conductividad térmica [W/mK]
Agua	0	4,18	1.000	333,2	0,597
Parafina	112	2,1	n.a.	213	0,10
NaNO ₃	307	1,10	2.260	172 ... 199	0,50
KNO ₃	337	0,95	2.110	95 ... 266	0,50
NaCl	800	n.a.	2.160	466 ... 492	5

Fuente: Gil et.al., 2010.

Hay otros aspectos que pueden tener importancia para la selección del material adecuado como por ejemplo la toxicidad, la inflamabilidad, el precio, la corrosividad etc.

c) Almacenamiento termo-químico

El efecto calorífico de reacciones físico-químicas (sorción) o químicas (descomposición, oxidación-reducción) reversibles las hace interesantes para el almacenamiento térmico.

El principio de la acumulación termo química es la separación de enlaces que está asociada con la absorción de energía (carga del sistema), y la recuperación de esta energía mediante la puesta en contacto y la reacción de los reactantes anteriormente separados, que se encuentra asociada con la liberación de energía (descarga del sistema).

Los retos más grandes de la tecnología son la estabilidad cíclica y la baja conductividad térmica de la mayoría de los posibles medios de almacenamiento.

Aunque hasta la actualidad solo existen experiencias a nivel de laboratorio, las ventajas principales del almacenamiento termo-químico, como la ausencia de pérdidas térmicas en el estado de acumulación



por separación espacial de los reactantes y la gran densidad de energía almacenada, lo hace interesante para futuros sistemas.

Tabla 3. Reacciones de materiales de almacenamiento termo-químico.

Compuesto	Reacción	Temperatura de reacción [°C]	Densidad de energía
Carbonato de hierro	$\text{FeCO}_3 \leftrightarrow \text{FeO} + \text{CO}_2$	180	2,6 GJ/m³
Hídridos de metales	$\text{Metal } x\text{H}_2 \leftrightarrow \text{metal } y\text{H}_2 + (x-y)\text{H}_2$	200-300	4 GJ/m³
Oxido de Magnesio	$\text{MgO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{Mg}(\text{OH})_2$	250-400	3,3 GJ/m³
Amoniaco	$\text{NH}_3 + \Delta\text{H} \leftrightarrow 1/2\text{N}_2 + 3/2\text{H}_2$	400-500	67 J/mol

Fuente: Gil et.al., 2010.

2.4. Tecnología del almacenamiento térmico

Los conceptos de acumuladores de alta temperatura se pueden clasificar según el estado de fase del medio de almacenamiento en líquido, sólido, gaseoso y acumuladores con cambio de fase.

Tabla 4. Clasificación de tecnologías de almacenamiento para temperaturas >100°C.

Concepto	Principio	Medios típicos	Disponibilidad
Líquido 	Almacenamiento de calor sensible en medio líquido	Aceite térmico Agua a presión Sales fundidas	Extensas experiencias en plantas convencionales y CSP
Sólido 	Medio sólido con intercambiador de calor integrado	Hormigón	Prueba práctica con captadores solares
Vapor 	Almacenamiento de calor sensible en agua a presión. Cambio de fase durante carga/descarga	Agua a presión	Extensas experiencias en plantas convencionales
Cambio de fase 	Almacenamiento isotérmico con cambio de fase durante carga/descarga	Sales técnicas	Experimentos a nivel de laboratorio. Desde 2007 prueba práctica con captadores solares

Fuente: Tamme et.al., 2005.



Además se distingue entre sistemas activos y pasivos. En los sistemas activos el medio de almacenamiento circula por un intercambiador de calor. Hay sistemas activos directos, en que el medio de almacenamiento sirve también como HTF y se pasa directamente por el receptor. En caso de los sistemas activos indirectos el medio de almacenamiento intercambia calor mediante un intercambiador con un HTF que circula por el receptor.

Los sistemas pasivos generalmente son sistemas de dos medios en que el HTF se pasa por el TES para cargar o descargar el material de almacenamiento.

Los dos conceptos que están probados a gran escala comercial son los acumuladores de fluidos como aceite térmico o sales fundidas y los de vapor.

a) Acumuladores líquidos

En TES líquidos para altas temperaturas se aplican fluidos que son estables en el rango de temperatura del proceso, es decir, que tengan un punto de fusión bajo y un punto de evaporación y descomposición alto. Fluidos con semejantes características son sales fundidas, aceites minerales o sintéticos y metales fundidos como el sodio.

Sistema Thermocline

El sistema llamado *Thermocline* utiliza un solo depósito que contiene el medio de almacenamiento con un gradiente térmico vertical, con las temperaturas altas en la parte superior del depósito y las temperaturas bajas en la parte inferior. Esta estratificación térmica que se debe a la densidad más alta del fluido menos caliente separa las dos potenciales de temperatura.

Aparte del fluido, el depósito contiene también un relleno de un material de bajo coste, que conlleva la gran parte de la capacidad térmica del sistema y además evita la mezcla convectiva y reduce el volumen del fluido costoso.

Para cargar el sistema se aspira fluido de la parte inferior del depósito (frio), se calienta mediante un intercambiador por el HTF del recibidor

y se retorna a la parte superior (caliente) del depósito. Para la descarga se invierte el flujo, aspirando arriba y retornando abajo, y se cede el calor al circuito de vapor de la turbina.

Un sistema activo indirecto como el descrito anteriormente se aplicaba en la planta *Solar One* en California, EE.UU., que estuvo operativo de 1982 a 1988; las características eran:

Medio de almacenamiento: 906 m³ de aceite térmico *Caloría®* y 6.170 t de roca y arena.

Capacidad térmica: 182 MWt.

Temperatura de operación: 218 a 302 °C.

A pesar de la baja temperatura de operación que se fijaba por la inestabilidad térmica de *Caloría®* y que limitaba la eficiencia del ciclo Rankine a 21%, el almacenamiento de energía térmica trabajaba satisfactoriamente (Pacheco et.al., 2001).

Las limitaciones de los aceites térmicos respecto a su estabilidad térmica, la inflamabilidad, la toxicidad y su coste se han superado en los sistemas actuales con la aplicación de sales fundidas como medio de almacenamiento, que además pueden ser utilizados una vez se cumpla su tiempo de servicio para otros fines, por ejemplo como abono en la agricultura.

Sistemas de 2 depósitos

En sistemas de 2 depósitos los potenciales de temperaturas son representados por un depósito de baja temperatura y otro de alta temperatura. Para cargar el sistema, el medio de almacenamiento se bombea del depósito de baja temperatura al depósito de alta temperatura calentándolo mediante un intercambiador con el calor solar.

El medio de almacenamiento en sistemas actuales suele ser una mezcla de sales fundidas que requiere temperaturas elevadas para evitar su cristalización en el sistema. Por eso, el circuito de sal o bien los depósitos están equipados con calentadores que mantienen el medio líquido en caso de falta de calor solar. En plantas CSP cilindroparabólicas con almacenamiento por sales fundidas, el intercambio de calor actualmente es indirecto (sistema activo indirecto), calentando el





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

intercambiador de calor con el HTF del receptor por medio de vapor o aceite térmico.

Un sistema activo indirecto de 2 depósitos forma el TES de la planta solar Andasol I en Guadix, Granda/España:

Potencia planta Andasol I: 50MW

Dimensiones deposito: 2 x 28.000 t

Medio de almacenamiento: NaNO_3 (40%) + KNO_3 (60%)

Capacidad térmica: 1.010 MWht

Temperatura de operación: 291°C (dep. frio), 384°C (dep. caliente)

El almacenamiento térmico permite la operación de la planta a plena potencia durante 7,5 h. Debido a la elevada temperatura, el ciclo Rankine alcanza un rendimiento térmico de 40,3%. El rendimiento promedio anual de conversión de energía solar en electricidad es de 14,7% (Medrano et.al., 2010).

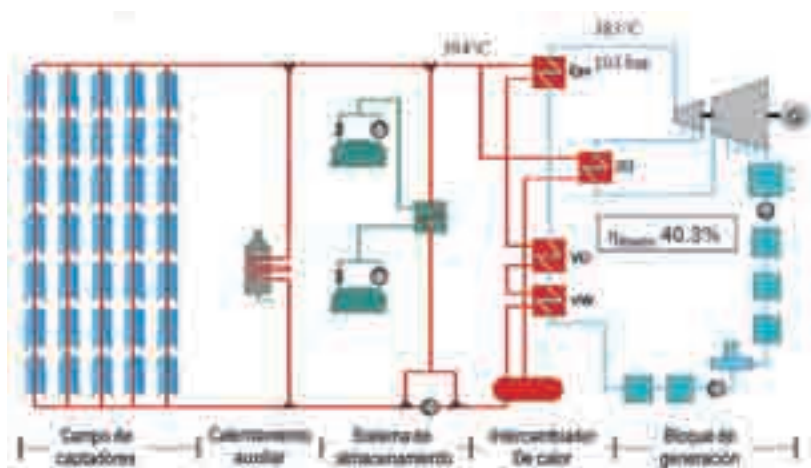


Figura 6. Planta CSP activa indirecta con captadores cilindroparabólicos y aceite térmico como HTF. Fuente: Pitz-Paal et.al., 2010.

Para subir el rendimiento térmico del proceso Rankine hay que sustituir el aceite térmico como fluido portador de calor por medios que permiten temperaturas más altas del proceso.

Actualmente se desarrollan receptores que permiten el uso directo de sales fundidas en centrales termosolares con captadores cilindropara-



bólicos. Además de un rendimiento térmico de 43,5% esta tecnología permite la eliminación del intercambiador entre el fluido portador de calor y el medio de almacenamiento, y la reducción a dos tercios del volumen de almacenamiento. El potencial de ahorro es un 20% del coste total de la planta CSP (Barbero, 2011).

El uso directo de sales fundidas ya es realidad en centrales termosolares con torres de concentración. En la planta Gemasolar (antes llamada «Solar tres») inaugurada en octubre de 2011 en Fuentes de Andalucía, Sevilla, se calienta la sal directamente en el receptor de la torre de concentración. El excedente de calor acumulado durante las horas de insolación, se almacena en un tanque de sales calientes que es dimensionado para permitir la operación de la planta durante 15 h sin sol. Esto asegura la producción eléctrica las 24 horas del día durante muchos meses del año y un total de unas 6.500 horas al año (www.torresolenergy.com):

Potencia planta Gemasolar: 19,9 MW

Medio de almacenamiento: $\text{NaNO}_3 + \text{KNO}_3$

Capacidad térmica: 600 MWh_t

Temperatura de operación: 288°C (dep. frío), 565°C (dep. caliente)

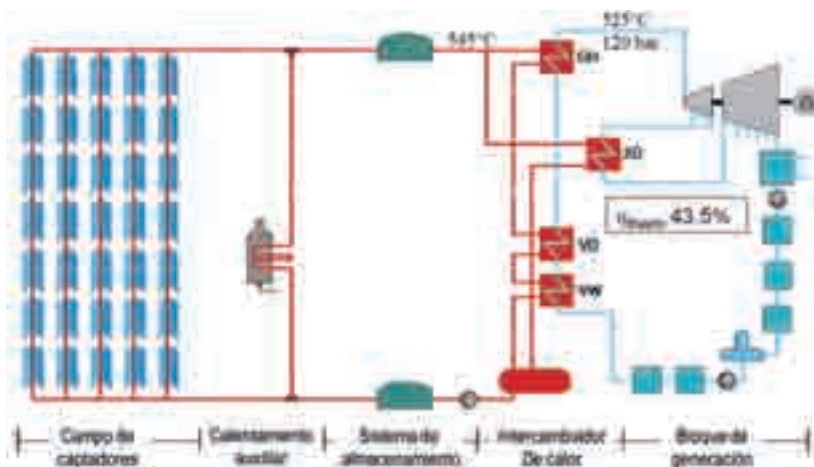


Figura 7. Planta CSP activa directa con captadores cilindroparabólicos y sales fundidas como HTF. Fuente: Pitz-Paal et.al., 2010.

La densidad de la energía almacenada se puede aumentar de dos maneras: primero, aumentar las temperaturas del almacenamiento



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

aumenta la cantidad de calor sensible almacenado por un lado y aumenta el salto térmico y por tanto la eficiencia del ciclo Rankine por otro. Segundo, aumentar la capacidad térmica del medio de almacenamiento aumenta la densidad de energía almacenada (Glatzmeier, 2011).

La separación de la parte fría y caliente del TES de dos depósitos permite una adaptación de los materiales a las respectivas condiciones. En caso de la planta Gemasolar el depósito de alta temperatura se fabricaba de acero inoxidable ASTM A 240 grado 347, mientras el depósito de baja temperatura se fabricaba de acero al carbono ASTM A 516 grado 70.

b) Acumuladores de vapor

Los acumuladores de vapor aprovechan la capacidad de almacenamiento del calor sensible de agua. El almacén se carga con vapor que condensa en el volumen de un depósito de alta presión. La temperatura del agua en el depósito corresponde a la temperatura de ebullición. En el proceso de descarga se libera vapor saturado a presiones de hasta 100 bares. La ventaja del almacenamiento de vapor es la rápida disponibilidad de la energía almacenada, de ahí que los sistemas sean idóneos como depósitos de inercia para cubrir puntas de demanda térmica de procesos. La desventaja son las fluctuaciones de la presión y la temperatura durante la descarga (Tamme et.al., 2005).

Los acumuladores de vapor están operativos en muchos procesos industriales y también desde hace más de 60 años en plantas térmicas convencionales, como por ejemplo en Berlín, Alemania. La densidad de la energía almacenada puede alcanzar unos 20 a 30 kWh/m³. En plantas CSP con generación directa de vapor (GDV), los acumuladores de vapor presentan una ventaja económica debido a la combinación de un separador de fase y un acumulador de inercia para el vapor.

Para obtener vapor sobrecalentado subiendo la entalpía del vapor saturado facilitado por los acumuladores de vapor, se pueden combinar con depósitos sensibles que aumenten y mantengan constante la temperatura del vapor descargado.



La presión del vapor que habitualmente baja durante la descarga se puede mantener constante mediante una combinación con un flash-evaporador en la salida del acumulador, en el que se disminuye la presión del agua del acumulador; o bien introducir de materiales de cambio de fase en el mismo acumulador (Steinmann et.al., 2006).

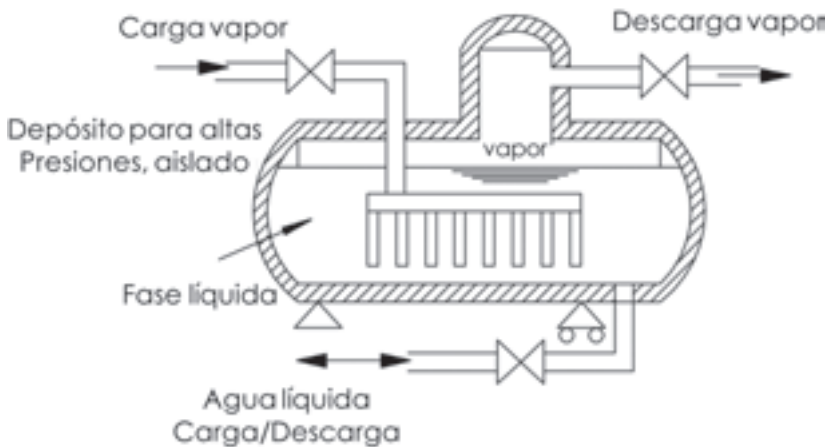


Figura 8. Esquema de almacenamiento de vapor con presión variable.
Fuente: Steinmann et.al., 2006.

c) Acumuladores sólidos

Los materiales sólidos tienen el potencial de reducir costes de inversión y de mantenimiento del almacenamiento de calor sensible. Debido a la baja conductividad térmica de posibles materiales, como hormigón o cerámica, hay que empotrar un intercambiador de calor en el bloque de almacenamiento para activar térmicamente todo su volumen. La posibilidad de moldear es por tanto un criterio importante para la selección de los materiales más idóneos.

Aumentar la conductividad térmica del medio de almacenamiento permite reducir la superficie del intercambiador de calor, por lo que habitualmente tiene forma de un registro de tubos metálicos. Sin embargo, el uso de cerámicas con una conductividad térmica incrementada o la adición de grafito o limadura metálica, o bien la introducción de mallas o aletas en bloques de hormigón resulta demasiado costosa en relación con el efecto conseguido.



Foto 1. Sistema de almacenamiento térmico en hormigón con registro de tubos del intercambiador de calor.
Fuente: <http://presseservice.region-stuttgart.de/detail/289581>.

Debido a la fragilidad de los materiales y su combinación con los registros de tubos metálicos, hay que dar especial importancia a su coeficiente de expansión térmica y su estabilidad cíclica en el rango de la temperatura de trabajo entre 300 y 500°C. Se han conseguido buenos resultados con hormigón con agregados de cuarzo y ligante de cemento de alto horno y pavesa (Laing et.al., 2007).

d) Acumuladores de cambio de fase

Con el fin de reducir costes y aumentar el rendimiento del ciclo de vapor, se desarrollaron sistemas con vapor como HTF en vez de aceite térmico o sales. En estas centrales termosolares designadas *centrales con generación directa de vapor* (GDV) se pueden distinguir tres zonas del campo solar: en la zona de precalentamiento se calienta el agua hasta la temperatura de ebullición, en la zona de evaporación se forma vapor saturado a una temperatura constante, y en la zona de sobrecalentamiento se aumenta la temperatura y la presión del vapor.

El almacenamiento de energía térmica se divide igualmente en tres segmentos: precalentador, evaporador y sobrecalentador. Así cada



segmento puede ser diseñado conforme a su rango de temperatura y su función.

El evaporador es un almacén térmico en el que se produce el cambio de fase del HTF de vapor a líquido durante la carga del almacén, y de líquido a vapor durante la descarga. Este cambio de fase está asociado con un intercambio de calor con el medio de almacenamiento que se efectúa a una temperatura constante.



Figura 9. Esquema de un sistema de almacenamiento segmentado.
Fuente: Steinmann et.al., 2007.

Los medios de almacenamiento idóneos para este caso son materiales de cambio de fase que funden y se solidifican absorbiendo y cediendo calor a una temperatura constante.

Los materiales apropiados con puntos de fusión entre 120 y 320°C, como por ejemplo los nitratos, tienen la desventaja de una conductividad térmica muy baja, con lo cual se limita la transferencia de energía al material.

Hay dos conceptos a tener en cuenta para superar los problemas de la transferencia de calor: encapsular el medio de almacenamiento y ponerle en contacto directo con el vapor, o bien introducir un registro de tubos que conducen el vapor en el medio de almacenamiento y colocar láminas de grafito perpendicularmente a los tubos del registro (Steinmann et.al., 2007).



La investigación actual opta por materiales compuestos por una matriz de alta conductividad (por ejemplo grafito expandido) con el medio de almacenamiento (por ejemplo nitratos) infiltrado en sus poros.

Respecto a la suspensión del medio de almacenamiento en un medio portador líquido, existen dos puntos de partida: la incrustación del medio en cápsulas de micrómetros de diámetro y su suspensión en agua por un lado, y la emulsión del medio de cambio de fase directamente en agua por el otro.

2.5. Perspectiva

Los retos principales a afrontar para hacer más rentable la generación de electricidad mediante plantas termosolares son la reducción de costes de inversión, operación y mantenimiento, la extensión de las horas de operación, el aumento de las temperaturas del ciclo termodinámico, y el aumento de la vida útil de la planta.

En base a estos retos se identifican como principales direcciones del I+D en el sector del almacenamiento térmico (Glatzmeier, 2011), entre otros:

Respecto al fluido portador de calor (HTF):

- Mejorar los métodos de caracterización y modelación de los HTF.
- Desarrollar medios combinados HTF/almacenamiento. Posibles fluidos son metales líquidos (Na, Al/Sn), gases (N₂), nano fluidos, fluidos iónicos, azufre.

Respecto al almacenamiento sensible:

- Aditivos que bajan el punto de cristalización de sales fundidas a temperatura ambiente.
- Materiales más económicos para la carcasa de los depósitos de almacenamiento líquido. Una posible solución sería el desarrollo de recubrimientos resistentes sobre materiales constructivos más baratos.

Respecto al almacenamiento de cambio de fase:

- Desarrollar métodos de encapsulación de los medios de almacenamiento para su integración en el HTF.



Respecto al almacenamiento termo-químico:

- Sistemas que contengan reactantes y productos líquidos.
- Reacciones como la polimerización y despolimerización de sustancias orgánicas, siloxanos o azufre en diferentes rangos de temperatura.

2.6. Bibliografía

- BARBERO, C. (2011). «Molten salt receivers - a new frontier for CSP». In: *Sun&Wind Energy* 11, 90-91.
- GIL, A.; MEDRANO, M.; MARTORELL, I.; LÁZARO, A.; DOLADO, P.; ZALBA, B., y CABEZA, L. F. (2010). «State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 - Concepts, materials and modelization». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 31-55.
- GLATZMAIER, G. (2011). «New concepts and materials for thermal energy storage and heat-transfer fluids». Technical report No. NREL/TP-5500-52134: Concentrating solar power thermal workshop, 20 de mayo 2011. <http://www.osti.gov/bridge>
- KOST, C., y SCHLEGL, T. (2010). «Studie Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien». *Fraunhofer ISE*.
- LAING, D.; STEINMANN, W.-D.; FISS, M.; TAMME, R.; BRAND, T., y BAHL, C. (2007). «Solid Media Thermal Storage – Development and Analysis of Modular Storage Operation – Concepts for Parabolic Trough Power Plants». *Journal of Solar Energy Engineering*. <http://www.asean-energy.info/Abstract/31028827.pdf>
- MEDRANO, M.; GIL, A.; MARTORELL, I.; POTAU, X., y CABEZA, L. F. (2010). «State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 2 - Case studies». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 56-72.
- N.N. (2011). «Inauguración del proyecto vapor y almacenamiento». In: *Solar News* 34, 57.
- PACHECO, J. E.; SHOWALTER, S. K., y KOLB, W. J. (2001). «Development of a molten salt thermocline thermal storage system for parabolic



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

trough plants». In: *ASME Proceedings of Solar Forum 2001*, April 21-25, 2001, Washington, DC <http://www.p2pays.org/ref/22/21032.pdf>

- PITZ-PAAL, R.; SATTLER, C.; TAMME, R., y MÜLLER-STEINHAGEN, H. (2010). «Solarthermische Kraftwerke – Integration von Strom und Brennstoffen in ein europäisches Verbundnetz» Presentación Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), 2010.
- REMKE, S. (2010). «Almacenamiento de energía térmica». *Guía del almacenamiento de energía*. Fundación de la energía de la comunidad de Madrid, 65-84.
- SIOSHANSI, R., y DENHOLM, P. (2010). «The value of concentrating solar power and thermal energy storage». *Technical Report No. NREL-TP-6A2-45833*: National Renewable Energy Laboratory, Febrero 2010. <http://www.osti.gov/bridge>
- STEINMANN, W. D., y ECK, M. (2006). «Buffer storage for direct steam generation». *Solar Energy* 80, 1277-1282. http://elib.dlr.de/46677/1/paper_storage.pdf
- STEINMANN, W. D.; LAING, D., y TAMME, R. (2007). «Speicheroptionen für die solare Direktverdampfung». *Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)*.
- TAMME, R.; NUÑEZ, T., y GÖTTSCHE, J. (2005). «Speicherung für Hochtemperaturwärme» *FVS-LZE-Themen*, 126-130. http://www.fvee.de/fi-leadmin/publikationen/Themenhefte/th2005/th2005_06_02.pdf

3

PRINCIPALES RETOS DE I+D Y POTENCIAL CONTRIBUCIÓN A UN MERCADO ENERGÉTICO SOSTENIBLE

D. Eduardo ZARZA MOYA

*Responsable de la Unidad
de Sistemas Solares de Concentración*

CIEMAT - Plataforma Solar de Almería

www.psa.es



3.1. Introducción

Los efectos negativos que el uso masivo de los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural) está teniendo en el medioambiente son cada vez más patentes, lo que provoca que cada vez esté más generalizado el sentimiento de que es necesario un cambio hacia las fuentes de energías renovables. De todas las energías renovables hay dos, la eólica y la solar, que destacan por su amplia distribución geográfica y su gran potencial de uso. Esto ha motivado el gran desarrollo que la energía eólica tiene hoy en día, a la vez que en muchos países se está avanzando firmemente en el uso de la energía solar.

Dentro de las dos formas principales de aprovechamiento de la energía solar (fotovoltaica y térmica), la concentración de la radiación solar directa y su conversión en energía térmica para posteriormente producir electricidad mediante ciclos termodinámicos (ciclos Rankine, Brayton y Stirling, principalmente) está teniendo un gran auge comercial en un buen número de países que cuentan con altos niveles de insolación, como es el caso de España. Estos sistemas son las denominadas centrales termosolares, y las ayudas públicas en forma de primas a la electricidad generada por ellos, o desgravaciones fiscales a la inversión, los han convertido en sistemas rentables que proporcionan un adecuado nivel de rentabilidad a los inversores. Esta rentabilidad es la que ha provocado que, en un corto espacio de tiempo, hayan aparecido un elevado número de promotores e inversores interesados en las centrales termosolares, lo que ha dado lugar a un elevado número de proyectos que ya están en fase de operación o en fase de construcción, aparte del elevado número de proyectos que se encuentran en distintas fases de desarrollo previo (búsqueda de terrenos, petición de permisos, etc.).



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Buena muestra de este gran auge comercial que las centrales termosolares están experimentando en muchos países son los más de 800 MWe que ya se encontraban en operación rutinaria a mediados del año 2011, y los 2,4 GWe que se encuentran aprobados y en distinto grado de desarrollo para estar operativos a finales del año 2013. Estos 2,4 GWe corresponden a las instalaciones inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas a fecha 7 de mayo de 2009, y a las que resultaron inscritas en el Registro de preasignación de retribución al amparo de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, y cumplían la obligación prevista en su artículo 4.8, extendida hasta el 31 de diciembre de 2013 para aquellas instalaciones asociadas a la fase 4 prevista en el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009. Todas estas instalaciones termosolares se acogen a las primas establecidas por el RD 661/2007, de 25 de mayo, en alguna de las dos modalidades que dicho Real Decreto permite (tarifa regulada o variable dependiendo del precio de mercado en cada instante).

En otros países, como EEUU, las ayudas públicas se dan en forma de desgravaciones fiscales que buscan fomentar las inversiones en este tipo de centrales de energía renovable. Los mecanismos mediante los que se otorgan las ayudas públicas a estas instalaciones varían de un país a otro, pero en todos los casos tiene una misma finalidad: promover su instalación comercial y contribuir de este modo a la generación de electricidad exenta de la emisión de gases de efecto invernadero que conllevan las centrales eléctricas convencionales basadas en combustibles fósiles.

Si se tiene en cuenta que estas ayudas públicas deben tener un carácter transitorio, facilitando el desarrollo de los primeros proyectos y apoyando el desarrollo de la tecnología mientras esta describe su *curva de aprendizaje* y reduce sus diferencias de costes con los sistemas convencionales, parece razonable esperar que se produzca una paulatina reducción de las ayudas, lo que obliga a lograr una paulatina reducción de costes que haga compatible esta reducción de las ayudas públicas y la continuidad del despliegue comercial de las centrales termosolares. Esta paulatina reducción de costes requiere un importante esfuerzo de I+D en todos los sectores implicados en el desarrollo de las centrales termosolares (fabricantes de equipos, propietarios, ingenierías, centros de investigación, etc.) convenientemen-



te apoyados desde la Administración Pública mediante la implantación de adecuados programas.

Puesto que los próximos años en la historia de las centrales termosolares deben venir marcados por un importante esfuerzo de I+D que permita lograr una importante reducción de costes, uno de los dos objetivos de este capítulo es describir los principales retos de I+D que deben ser abordados por el sector, con el fin aumentar la competitividad de estos sistemas. Mientras que el segundo objetivo es analizar cual es el potencia que realmente poseen las centrales termosolares para contribuir de forma importante a un mercado energético sostenible con escasas emisiones de gases contaminantes asociados a los combustibles fósiles.

Analizar el potencial comercial que poseen las centrales termosolares resulta necesario para despejar las dudas que pudieran tenerse sobre la idoneidad del apoyo público actual. Un apoyo fuerte y decidido como el que existe actualmente solo tiene sentido si esta tecnología tiene el potencial suficiente (desde un punto de vista técnico y comercial), para poder reemplazar las centrales convencionales basadas en el uso masivo de combustibles fósiles.

3.2. Necesidad de I+D para las centrales termosolares

El despliegue comercial que están experimentando las centrales termosolares queda puesto claramente de manifiesto con los datos dados en la Tabla 1, donde se incluyen las centrales termosolares que estaban operativas, en construcción o en promoción a mediados de 2011. En la Tabla 1 se pone igualmente de manifiesto el liderazgo de España en este sector, siendo el país con un mayor número de centrales en operación, aunque este liderazgo cambiará en el momento en el que los proyectos que a mediados de 2011 estaban en promoción en Estados Unidos sean una realidad y estén operativas.

La situación de las centrales termosolares a mediados de 2011 puede resumirse en las siguientes cuatro puntos:

1. Las centrales termosolares están experimentando un gran desarrollo comercial



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

2. La mayor parte de las centrales en operación y las que estaban en fase de construcción a mediados de 2011 usan diseños muy conservadores que integran un escaso grado de innovación. Como prueba de esto está el hecho de que todas las plantas con captadores cilindroparabólicos obedecen al esquema mostrado en la Fig. 1, en el que un aceite térmico es calentado en el campo solar desde 290 °C hasta unos 390 °C, para emplearlo posteriormente o bien en generar vapor a unos 104 bar/385 °C para la turbina que acciona el generador eléctrico, o bien para cargar el sistema almacenamiento térmico basado en dos tanques de sales fundidas (mezcla de nitratos de sodio y potasio). No todas las centrales que usan captadores cilindroparabólicos están provistas de almacenamiento térmico, pero aquellas que lo poseen usan todas un sistema de sales fundidas con la configuración mostrada en la Fig. 1. El uso de aceite térmico en el campo solar se conoce internacionalmente con el nombre de tecnología HTF (*Heat Transfer Fluid*), y ha evolucionado muy poco en los últimos 20 años, por lo que el campo solar de las plantas actuales es muy parecido al de las dos últimas plantas SEGS (*Solar Electricity Generating Systems*) construidas por la empresa LUZ International durante los años 1989-1990 en Harper Lake (California, EEUU).
3. Las centrales termosolares resultan rentables gracias a los incentivos y ayudas públicas que reciben, en forma de primas o desgravaciones fiscales. En España no se construyó ninguna central Termosolar hasta que el RD 661/2007 de 25 de mayo estableció una generosa prima para la electricidad generada por estos sistemas, tanto en la modalidad de tarifa regulada, como en la de tarifa dependiente del mercado.
4. Las ayudas públicas se irán reduciendo paulatinamente, pues su objetivo es dar un impulso inicial al despliegue comercial de esta tecnología compensando en los primeros proyectos la diferencia de costes frente a las centrales convencionales. Por este motivo es lógico esperar una paulatina reducción de las ayudas actuales, transcurriendo un tiempo razonable entre sucesivas reducciones.

Tabla 1. Situación comercial de las Centrales Termosolares a mediados de 2011.

PAÍS	NÚMERO DE CENTRALES TERMOSOLARES		
	OPERATIVAS	CONSTRUCCIÓN	PROMOCIÓN
E.E.U.U.	16	8	72
España	18	19	23
Marruecos y Argelia	2	—	6
Egipto y Oriente Medio	1	2	5
India	—	2	12
China	2	—	5
Australia	6	2	5



Si los cuatro puntos mencionados anteriormente son tenidos en consideración, es fácil llegar a una clara conclusión: es imprescindible llevar a cabo un importante esfuerzo de I+D que permita reducir costes y aumentar la competitividad de las centrales termosolares en relación con las centrales convencionales de carbón o gas natural.

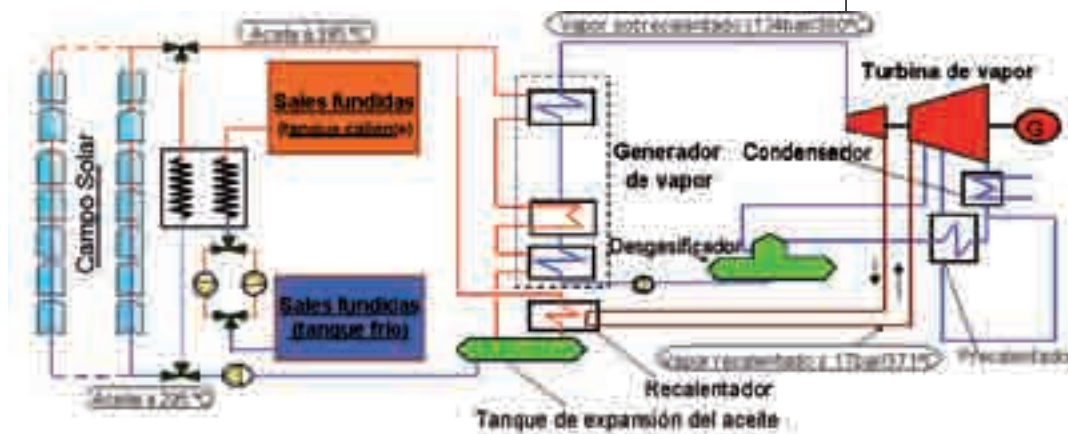


Figura 1. Esquema típico de una central Termosolar con captadores cilindroparabólicos.

Una vez alcanzada la conclusión anteriormente mencionada, la pregunta que parece lógico plantearse es: ¿cuáles son los principales retos de I+D que deben ser abordados en relación con las centrales termosolares? La finalidad de la siguiente sección en este capítulo es dar respuesta a esta pregunta.



3.3. Principales retos de I+D

Los dos retos principales que en la actualidad tienen las centrales termosolares son mejorar su sostenibilidad medioambiental y aumentar su competitividad frente a las centrales convencionales, y los cuatro requisitos principales para lograr estos dos objetivos son:

- Reducción del coste de la electricidad que producen
- Mejorar su gestionabilidad, entendiendo por gestionabilidad la capacidad de satisfacer la demanda de los consumidores de acuerdo a su perfil temporal
- Mejorar su modularidad, con el fin de hacer frente a un concepto de generación distribuida que resulta beneficioso para abastecer zonas donde resulta excesivamente costoso la creación de infraestructuras que permitan la conexión a una red centralizada de transporte de energía eléctrica
- Reducir su impacto medioambiental.

Para lograr estos objetivos es necesario definir y desarrollar programas de I+D adecuados, que acometan los retos tecnológicos que conlleven. Sólo de este modo será posible continuar con la implantación comercial a gran escala, a pesar de las previsibles reducciones de las ayudas públicas.

En las siguientes secciones de este capítulo se exponen los principales retos de I+D asociados a la consecución de los cuatro objetivos anteriores. Pero antes de hacerlo es conveniente hacer una observación que es válida con carácter general para cualquier proyecto de I+D.

Cuando se acomete un proyecto de I+D es conveniente tener siempre presente que el significado de los términos «*técnicamente viable*» y «*comercialmente viable*» es muy distinto. Para que algo sea comercialmente viable es necesario que sea no sólo técnicamente viable, sino que suponga una opción más rentable que las existentes. Desarrollar algo nuevo que suponga una menor rentabilidad que lo que ya hay en el mercado carece de sentido, salvo que conlleve importantes beneficios de otra índole (por ejemplo, medioambientales) que compensen un mayor coste de la nueva opción. Es frecuente caer en el olvido del aspecto comercial, y pensar que lo único importante es evaluar la viabilidad técnica de una nueva idea, lo cual es un gran



error que puede conducirnos a malgastar nuestros recursos. Así pues, hay que tener siempre presentes los aspectos técnicos y los comerciales, para que el esfuerzo de I+D pueda ser productivo y suponga un paso adelante en la mejora de la tecnología.

3.3.1. Retos para la reducción del coste de la electricidad

Son diversos los temas en los que es necesario una labor de I+D con el fin de lograr una reducción en el coste final de la electricidad generada por las centrales termosolares. Los retos más importantes en este sentido son los siguientes:

- Mejora de los procesos de fabricación y de los diseños de los componentes principales
- Reducción de los costes de operación y mantenimiento de las centrales
- Mejora del rendimiento global de las centrales
- Aumento de la potencia unitaria por planta, y
- Aumento del número de horas de operación.

En las siguientes secciones se explican con más detalle el contenido de cada uno de estos retos.

3.3.1.1. *Mejora de los procesos de fabricación y de los diseños de los componentes principales*

Las dos vías de actuación principales para lograr este reto son:

- a) **Automatización de los procesos de fabricación de los componentes principales**, fundamentalmente de las estructuras portantes para los concentradores solares (helióstatos, captadores cilindro-parabólicos, discos parabólicos y concentradores lineales Fresnel). Este objetivo será fácil alcanzarlo mediante la producción masiva de dichos componentes, para lo cual es esencial, como ha puesto reiteradamente de manifiesto el sector, que se mantenga un cierto ritmo de construcción de centrales, ya que solo mediante la demanda masiva de componentes podrá incentivarse a los fabricantes para que automaticen sus procesos.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Una central termoelectrica requiere un elevado número de componentes, baste tener presente que una central de 50 MWe que use captadores cilindroparabólicos requiere más de 50 km de tubos receptores y de estructuras metálicas portantes para los concentradores solares, así como más de 125.000 reflectores solares de más de 2 m² de superficie cada uno. Estas cifras se incrementan en más de un 30% cuando la planta posee un sistema de almacenamiento térmico de 1 GWht de capacidad, porque el campo solar debe ser mayor en este caso para que pueda durante las horas de Sol alimentar al bloque de potencia y cargar el sistema de almacenamiento térmico. Debido al elevado número de componentes que se necesitan para construir una central termoelectrica, la automatización de los procesos de fabricación permite obtener una importante reducción en la inversión inicial necesaria y, por consiguiente, en el coste final de la electricidad producida por la central.

- b) **Desarrollo de nuevos diseños de estructuras para los concentradores solares**, que estén especialmente pensados para reducir la cantidad de mano de obra necesaria para el ensamblaje y verificación en campo. El ensamblaje en campo de las estructuras de los captadores cilindroparabólicos y de los helióstatos suele requerir una gran cantidad de mano de obra, no sólo para el ensamblaje de los distintos elementos que los componen, sino también para garantizar el alto grado de precisión óptico-geométrica que requieren estos elementos para conseguir un buen rendimiento del campo solar de la central. Simplificar los procesos de ensamblaje y verificación en campo repercute de forma directa en una reducción de los costes de montaje y por ende, de la electricidad producida por la central. Durante los últimos años se han logrado avances importantes en este campo, desarrollándose nuevos diseños de captadores cilindroparabólicos (SENERtrough, ALBIASATrough, URSSATrough, TCP150, etc.) y de helióstatos que requieren menos mano de obra para su ensamblaje. La Figura 2 muestra algunos de estos nuevos diseños, que han puesto de manifiesto la importante reducción de costes que puede lograrse con diseños innovadores que requieran menos mano de obra para su montaje y control de calidad.



Foto 1. Algunos ejemplos de nuevas estructuras para captadores cilindroparábólicos.

Es importante continuar por esta vía ya comenzada de la optimización de los diseños estructurales intentando en todo momento reducir el coste final del elemento completo ya montado en campo

3.3.1.2. Reducir los gastos de operación y mantenimiento

Los gastos de operación y mantenimiento pueden reducirse mediante avances de diversa índole, que se explican a continuación:

- a) **Desarrollo de nuevos fluidos de trabajo para captadores cilindroparábólicos**, que requieran menor mantenimiento que el aceite térmico que se usa actualmente. Debido a la degradación parcial que sufren estos aceites y al riesgo de incendio que conllevan si se producen fugas cuando están calientes, es necesario instalar una serie de sistemas auxiliares en la central (sistema de inertización, sistema anti-incendios y planta de regeneración) que aumentan no solo la inversión inicial necesaria para construir la central, sino también los costes de operación y mantenimiento. Actualmente se analizan experimentalmente diversos fluidos como candidatos para sustituir el aceite térmico: agua líquida/vapor, sales fundidas y gases a presión.

El uso de agua/vapor consiste en alimentar el campo solar directamente con agua líquida a presión, de modo que este agua se precalienta, evapora y convierte en vapor sobrecalentado conforme circula desde la entrada hasta la salida de las filas paralelas de captadores que componen el campo solar. Este proceso se conoce como *Generación Directa de Vapor* (GDV), y aunque conceptualmente pueda parecer un proceso muy simple e inme-





diato, la existencia de un flujo bifásico agua líquida/vapor en una gran parte del campo solar conlleva una serie de peculiaridades termo-hidráulicas que pueden suponer importantes obstáculos a la hora de operar grandes campos solares con generación directa de vapor. Por este motivo viene estudiándose experimentalmente desde mediados de los años 80 del pasado siglo. España se situó a la vanguardia de este campo en el año 1987 con la puesta en servicio de la planta experimental DISS de la Plataforma Solar de Almería (PSA), la cual ha acumulado ya más de 6.000 horas de operación en condiciones solares reales, produciendo vapor sobrecalentado directamente en los tubos receptores de captadores cilindroparabólicos hasta una presión de 100 bar y una temperatura de 400 °C (Zarza *et al.*, 2004). Los estudios llevados a cabo en la PSA han demostrado la viabilidad técnica de esta opción, pero puesto que la planta experimental DISS solo posee una fila de captadores, y el control de un campo solar GDV se complica cuando existen muchas filas en paralelo, es necesario construir una planta pre-comercial con un número suficiente de filas paralelas como para poder extrapolar los resultados a plantas comerciales de gran tamaño y averiguar si esta opción es finalmente una opción comercialmente más atractiva que la tecnología HTF actual (Zarza *et al.*, 2008).

El principal atractivo del proceso GDV es el carácter medioambientalmente benigno del agua, lo que elimina los riesgos de incendio o contaminación que conlleva el aceite térmico en caso de fugas. Otra ventaja es el menor punto de congelación (0 °C) pues el aceite usado actualmente cristaliza a +12 °C y eso obliga a tomar precauciones especiales en periodos de bajas temperaturas ambientales y ausencia de radiación solar. Pero el principal inconveniente que posee actualmente el proceso GDV es su necesidad de disponer de un sistema especial de almacenamiento térmico, pues el almacenamiento térmico mediante calor sensible (aumento de la temperatura del medio de almacenamiento) que se utiliza actualmente en las centrales termosolares usando sales fundidas como medio de almacenamiento no resulta adecuado para el proceso GDV. La razón de esto es que al extraer la energía térmica al vapor producido en un campo solar GDV el vapor se condensa, y la condensación es un proceso termodinámico que como todos los procesos de cambio de fases, tiene lugar a temperatura constante, por lo que el almacenamiento de la energía térmica que lleva el vapor no puede hacerse de forma eficiente

aumentando simplemente la temperatura del medio de almacenamiento. Por este motivo, el proceso GDV requiere un sistema de almacenamiento térmico mediante calor latente (cambio de fase) en el medio de almacenamiento, de modo que el medio de almacenamiento pase de sólido a líquido al absorber la energía térmica que posee el vapor, y posteriormente cristalice al liberar dicha energía cuando convierta en vapor agua líquida. Debido a los necesarios gradientes térmicos entre el agua y el medio de almacenamiento para llevar a cabo la transferencia de calor, la temperatura y presión del vapor que se genera al descargar el sistema de almacenamiento térmico son siempre menor que los del vapor primario usado para cargar el sistema. El desarrollo de sistemas de almacenamiento en calor latente es otro reto importante de I+D, pero este tema será tratado más adelante en este capítulo al hablar de la mejora de la gestionabilidad de las centrales termosolares.

Otro de los fluidos alternativos al aceite térmico usado actualmente son las sales fundidas, similares a las usadas como medio de almacenamiento térmico en las centrales actuales. Debido al alto punto de cristalización de dichas sales (superior a los 200 °C), su uso en grandes campos de captadores cilindroparabólicos requiere la instalación de sistemas de calentamiento de todas las tuberías del campo solar para evitar la solidificación de las sales cuando no hay radiación solar, lo que aumenta los consumos parásitos internos de la central. Por este motivo, no está claro que el uso de mezclas de nitratos de sodio y potasio supongan al final una reducción de los costes de operación y mantenimiento de la central, pues aunque se trata de un fluido medioambientalmente más benigno que el aceite, su alto punto de cristalización dispara los autoconsumos de la central. Por este motivo resulta muy interesante desarrollar nuevas sales que presenten una buena estabilidad térmica y un punto de cristalización más bajo que las mezclas de sales usadas actualmente. La entidad italiana ENEA (*Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente*) lleva trabajando en este campo del uso de las sales fundidas como fluido de trabajo desde hace más de diez años (<http://www.climatespectator.com.au/commentary/italys-solar-lead?page=1>), habiendo comprobado su viabilidad técnica, pero estando aún pendiente de determinar su viabilidad comercial, la cual se prevé que quede dilucidada con los resultados experimentales que se obtengan en la central de 5 MWe que ENEA ha construido en Siracusa, con el nombre de Priolo.





La tercera de las opciones que se están analizando como posible sustitutos del aceite térmico actual es el uso de gases a presión. En el año 2007 se construyó en la Plataforma Solar de Almería (PSA) una planta experimental para el estudio de la viabilidad técnica de gases (CO_2 , N_2 , etc.) a presión como fluidos de trabajo para concentradores de foco lineal (captadores cilindroparabólicos y concentradores lineales Fresnel). Los experimentos realizados en la PSA durante los últimos años con CO_2 a presiones del orden de 50 bar han puesto de manifiesto la viabilidad técnica de esta opción (Rodríguez-García *et al.*, 2009), pero es necesario determinar también su viabilidad comercial, al igual que ocurre con el uso de sales fundidas, pues la mayor caída de presión en las tuberías cuando el fluido de trabajo es un gas obliga a adoptar diseños modulares para el campo solar, lo cual probablemente aumenta su coste.

Las tres opciones descritas anteriormente (agua líquida/vapor, sales fundidas y gases a presión) constituyen posibles vías de I+D para reemplazar el aceite térmico que actualmente se usa y reducir los costes de operación y mantenimiento de las centrales termosolares. En las tres se está investigando ya, pero queda mucho por hacer hasta que se pueda establecer su posible viabilidad comercial. Como ejemplo de actividad de I+D en el caso de las sales fundidas, la formulación de nuevas sales que posean un menor punto de cristalización y una buena estabilidad térmica hasta temperaturas del orden de los 550 °C, es una actividad de gran interés. En el caso de la generación directa de vapor queda también mucho por hacer (evaluación de la controlabilidad de grandes campo solares GDV, comparación de las opciones: vapor saturado-vapor sobrecalentado, etc.).

- b) **Desarrollo de componentes con mayor fiabilidad y menor mantenimiento.** El desarrollo de recubrimientos anti-ensuciamiento para los reflectores solares reduciría los costes de operación y mantenimiento (O&M) al alargar el periodo de tiempo entre lavados consecutivos. Por otro lado, el desarrollo de tubos receptores para captadores de foco lineal que tengan una menor tasa de fallos también reduciría el coste de mantenimiento al tener que reemplazar un menor número de tubos cada año. Las juntas rotativas son también elementos con un claro potencial de mejora, ya que las actuales requieren a veces un alto esfuerzo de mantenimiento. En definitiva, son muchos los elementos que actualmente se están instalando en las centrales termosolares que presentan un claro potencial

de mejora y reducción de costes. Aunque los elementos que se están usando actualmente poseen una relación calidad/precio asumible, dicha relación puede mejorarse tanto por aumento de la calidad como por disminución del precio. La fuerte demanda originada por el gran número de proyectos mantiene un nivel de precios elevado, pues existe un claro desequilibrio entre la oferta y la demanda que impide una reducción de los precios, aunque los costes de fabricación son lo suficientemente bajos como para permitir al fabricante vender sus productos a menor precio sin que tenga por ello que renunciar a un aceptable margen comercial de beneficio. La ley de la oferta y la demanda que rige el libre mercado se encargará de reducir los precios conforme se vayan equilibrando la oferta y la demanda, pero para ello es necesario que salgan al mercado nuevos productos que sean cada vez más competitivos.



- c) **Mejorar la fiabilidad de los motores Stirling.** Los discos Stirling son los sistemas que poseen una mayor eficiencia en la conversión de la energía solar en energía eléctrica, pero el alto coste de mantenimiento que presentan los motores Stirling solarizados dificulta su penetración en el mercado. Aunque los motores Stirling ofrecen una buena fiabilidad cuando trabajan a temperaturas y presiones inferiores a las existentes en los discos Stirling, también su eficiencia es sensiblemente menor al bajar la temperatura y presión de funcionamiento. Por este motivo es necesario desarrollar motores Stirling fiables y duraderos cuando trabajen a temperaturas del orden de los 650 °C y a presiones del orden de los 15 MPa. Aunque los diseños de motores Stirling disponibles actualmente presentan una mejor fiabilidad que los diseños iniciales, es preciso seguir mejorando su fiabilidad.

3.3.1.3. Mejorar el rendimiento global de la planta

Hay muchos aspectos en los que se puede trabajar con el fin de aumentar el rendimiento de las centrales termosolares actuales. A continuación se explican los más importantes.

- a) **Desarrollo de nuevos receptores para centrales de torre.** Disponer de nuevos diseños de receptores para fluidos líquidos capaces de trabajar con flujos de radiación de hasta 1 MW/m² permitiría alcanzar mayores eficiencias termodinámicas. Mayores flujos de radia-



ción permitirían mayores temperaturas de trabajo y, en general, existe una correlación entre la temperatura de trabajo del receptor y la eficiencia de la planta, no solo porque el rendimiento del bloque de potencia aumenta normalmente con la temperatura, sino porque se reduce el tamaño del sistema de almacenamiento térmico para una misma capacidad de almacenamiento, porque se aumenta el salto de temperatura entre la carga y la descarga, lo que permite almacenar mayor cantidad de energía por unidad de masa del medio del almacenamiento. El desarrollo de nuevos receptores para mayores flujos de radiación está muy ligado con el desarrollo de nuevos materiales que soporten mayores niveles de estrés y ciclado térmico, lo que muy probablemente supondrá el empleo de materiales más costosos. Por este motivo se debe vigilar en todo momento no caer en el uso de materiales excesivamente caros que mermarían el beneficio neto final del nuevo desarrollo de receptor, pues se incrementaría de forma importante el coste final del receptor.

- b) **Desarrollo de receptores volumétricos de matriz metálica.** Los receptores volumétricos de aire atmosférico constituyen una opción muy interesante para una nueva generación de centrales termosolares de torre, pues el aire es un fluido abundante y barato, lo que le convierte en un fluido de trabajo muy atractivo. Hasta el momento se han desarrollado diversos tipos de receptores volumétricos para aire atmosférico, la mayor parte de ellos se han evaluado en la Plataforma Solar de Almería (Ávila, 2011). El conocimiento y la experiencia obtenidas de estos ensayos han puesto de manifiesto que existe un alto potencial de mejora para el diseño de receptores volumétricos de matriz metálica, que debe ir de la mano de un estudio de optimización del acople entre el receptor, el sistema de almacenamiento y el bloque de potencia de la central, para reducir al máximo las pérdidas parásitas internas por la circulación del aire caliente.
- c) **Desarrollo de receptores mejorados para aire comprimido.** Aunque se han evaluado distintos tipos de receptores solares para aire comprimido en centrales de torre, este desarrollo se encuentra aun en una etapa incipiente y son claras las posibles mejoras que se pueden introducir en esta tecnología (www.solhyco.com). El desarrollo de receptores de tubos bimetalicos que permitan trabajar con altos flujos de radiación, así como la mejora de su acople al ciclo Brayton son campos claros de posible I+D que permitirían aumentar el ren-

diminución de la central mediante el aumento de la temperatura de trabajo en el receptor. La hibridación de este tipo de receptor con biocombustibles conduciría al desarrollo de centrales de torre 100% renovables. Puesto que los experimentos que ya se han realizado sobre este tipo de hibridación han puesto de manifiesto problemas técnicos para introducir los biocombustibles de forma eficaz en el ciclo Brayton, es clara la necesidad de I+D en este campo.



d) **Nuevos fluidos de trabajo para mayores temperaturas de trabajo.**

En el apartado 3.1.2 ya se ha hablado del interés que tiene el uso de nuevos fluidos de trabajo para sustituir el aceite térmico que se usa actualmente en las plantas con captadores cilindroparábolicos. En aquel apartado se analizaron las ventajas desde el punto de vista de una reducción de los costes de operación y mantenimiento por eliminar los riesgos medioambientales del aceite térmico, mientras que en este apartado se analiza el uso de nuevos fluidos de trabajo desde el punto de vista de poder conseguir mayores temperaturas de trabajo. La alta inestabilidad y degradación que sufre el aceite térmico actual a partir de los 398 °C impide poder alimentar el bloque de potencia con vapor a una temperatura superior a los 385 °C, lo que limita el máximo rendimiento alcanzable en el ciclo Rankine del turbogruppo de la central. Si se emplean en el campo solar fluidos que soporten mayores temperaturas de trabajo, sería posible aumentar la temperatura y presión del vapor de alimentación al turbogruppo, lo que permitiría alcanzar mayores eficiencias del bloque de potencia y de la central en su conjunto.

Los tres nuevos fluidos discutidos en el apartado 3.1.2.a) permiten alcanzar mayores temperaturas que el aceite actual. Las sales fundidas que se conocen actualmente presentan una buena estabilidad hasta temperaturas próximas a los 600 °C, mientras que tanto los gases a presión como el agua líquida/vapor pueden calentarse a temperaturas superiores a los 550 °C sin problemas de degradación o estabilidad. Así pues, los tres fluidos discutidos en el apartado 3.1.2.a) son también posibles candidatos para conseguir mayores temperaturas de trabajo en los captadores cilindroparábolicos. No obstante, la lista de posibles nuevos fluidos de trabajo no se limita en absoluto a estos tres fluidos, estando abierta la puerta a cualquier otro fluido. Es precisamente esta amplitud de posibilidades la que instaura un amplio abanico de opciones para la actividad de I+D en este campo, pues ninguno de los tres fluidos ya mencionados constituye una opción ideal desde todos los puntos



de vista, como se pone claramente de manifiesto la información dada en la Tabla 2 de la sección 3.4.2.

- e) **Tubos receptores fiables y eficientes para trabajar a temperaturas superiores a los 500 °C**, para poder hacer uso de fluidos de trabajo que permitan conseguir mayores temperaturas en el campo solar. Puesto que los tubos receptores comerciales que existen actualmente para concentradores de foco lineal no están garantizados para temperaturas máximas del fluido superiores a los 400 °C, para poder conseguir en los captadores solares temperaturas superiores a los 400 °C no solo se necesitan nuevos fluidos de trabajo, sino también tubos receptores que puedan trabajar a mayores temperaturas que los actuales.

Los dos elementos claves para que un tubo receptor pueda trabajar a mayores temperaturas son dos: el recubrimiento selectivo del tubo interior metálico y la soldadura vidrio/metal entre los extremos del tubo de vidrio exterior y los fuelles metálicos que sirven para compensar la diferente expansión térmica del tubo interior de acero y del tubo exterior de vidrio. El recubrimiento selectivo determina en buena medida la calidad y eficiencia del tubo receptor en su conjunto, pues debe tener una alta absorptancia en el espectro solar y una baja emitancia en el infrarrojo para que la conversión de la radiación solar concentrada en energía térmica se realice con una alta eficiencia. Valores típicos de estos parámetros son una absorptividad del 95% y una emisividad no superior al 10% para 350 °C. Estos valores permiten reducir de forma importante las pérdidas térmicas por radiación en el tubo receptor (que son las más importantes) y lograr eficiencias superiores al 65% en la conversión de la radiación solar en energía térmica a una temperatura de trabajo próxima a los 400 °C. El recubrimiento selectivo puede degradarse por difusión de las capas más profundas en el sustrato de acero inoxidable del tubo metálico, por lo que es necesario desarrollar nuevos recubrimientos selectivos que, sin empeorar sus curvas de emisividad y absorptividad, sean estables térmicamente a temperaturas altas.

Cuando el captador solar se encuentra en funcionamiento, la temperatura a la que está el recubrimiento selectivo es superior a la temperatura media del fluido en el interior del tubo, debido a la radiación solar concentrada que incide sobre el exterior del tubo y a la conducción de calor desde la cara externa del tubo hacia la interna. Por este motivo, el recubrimiento selectivo debe ser es-

table a unos 40 °C más que la temperatura media del fluido que se desea alcanzar. Esto quiere decir que si se desea alcanzar una temperatura de 500 °C en el fluido, el recubrimiento selectivo debe ser estable a unos 540 °C, al menos. Ya hay empresas que dicen haber desarrollado recubrimientos selectivos para temperaturas superiores a los 550 °C (www.archimedesolarenergy.com), pero a fecha de mediados del año 2011 aún no había ninguna central Termosolar comercial provista de tubos capaces de trabajar a temperaturas superiores a los 500 °C.

Si se aborda el desarrollo de un recubrimiento selectivo estable térmicamente a temperaturas superiores a los 500 °C, hay que ser conscientes que se trata de un trabajo de I+D que requiere bastante tiempo y una gran especialización previa. Este es el motivo por el que hay pocos recubrimientos selectivos de alta calidad incluso para temperaturas de solo 400 °C, pues su desarrollo requiere un gran esfuerzo económico y una alta especialización.

- f) **Desarrollo de turbo-maquinaria específica para las centrales termosolares**, pues los equipos que se usan actualmente son mayoritariamente estándar. Especialmente cuando se trata de centrales de pequeña potencia, la turbo-maquinaria que se encuentra disponible en el mercado posee rendimientos muy moderados, porque no está tan evolucionada como la turbo-maquinaria destinada a grandes centrales. Esto hace que las pequeñas centrales se vean fuertemente penalizadas, no solamente por el factor de escala, sino por la mucho menor eficiencia de la turbo-maquinaria que hay disponible para ellas en el mercado. Si los fabricantes de turbo-maquinaria desarrollasen turbo-maquinaria específica para las centrales termosolares se podrían conseguir mayores rendimientos, sobre todo en el segmento de pequeña potencia (<20 MWe). Sería muy conveniente que las tecnologías desarrolladas e implementadas en la turbomaquinaria para grandes potencias se migrara al segmento de pequeña potencia, lo que sin duda aumentaría de forma importante la competitividad de las centrales termosolares de pequeña potencia (<20 MWe).

3.3.1.4. Aumento de la potencia unitaria máxima de las centrales

En España se encuentra actualmente limitada la potencia unitaria máxima a 50 MWe para que las centrales se puedan acoger a la





prima establecida en el RD 661/2007. Esta potencia máxima es claramente un límite artificial que no responde a razonamientos técnicos ni económicos. Diversos estudios realizados por el sector han puesto de manifiesto que las potencias unitarias óptimas desde el punto de vista del coste de la electricidad generada se encuentran por encima de los 50 MWe actuales, al menos para las centrales con captadores cilindro parabólicos. Pero dadas las circunstancias, resulta evidente que cuando existe un límite legal a la potencia unitaria, desarrollar centrales de mayor potencia no es sólo una labor de I+D, sino de *lobby* para suprimir primero el límite legal.

Se ha comprobado que el efecto de escala tiene un importante impacto en el coste final de la energía eléctrica producida, poniendo de manifiesto los estudios realizados por el sector que se puede conseguir una reducción superior al 10% en el coste de la electricidad generada si se aumenta el tamaño unitario a potencias del orden de los 150-200 MWe. Estas cifras han sido calculadas a partir de extrapolaciones teóricas para el campo solar, y de costes reales para el bloque de potencia y equipos auxiliares. Un mayor tamaño de planta permite reducir no solo el coste de los componentes (debido a la compra de un número mayor de componentes iguales: espejos, tubos receptores, estructuras, etc.), sino también el de los equipos auxiliares requeridos para el montaje (grúas, plantillas de montaje, etc.) y el del bloque de potencia. Igualmente se reducen los costes específicos de operación y mantenimiento, lo que en conjunto permite conseguir una importante reducción del coste final de la electricidad generada.

3.3.1.5. Aumento del número de horas de operación de las centrales

Las centrales termosolares, como suele ser común en las plantas industriales, se amortizan antes y resultan más rentables cuanto mayor sea el número de horas de operación. Existen diversas vías de I+D que permitirían aumentar el número de horas de funcionamiento, pero todos ellos están relacionados de un modo u otro con los sistemas de almacenamiento, los cuales permiten almacenar energía durante las horas de sol para poder seguir alimentando el bloque de potencia después de la puesta de sol o en periodos nubosos. Las principales vías de I+D que permitirían aumentar el número de horas de operación se exponen a continuación.



- a) **Mejora de los sistemas actuales de almacenamiento térmico basados en dos tanques de sales fundidas**, desarrollando componentes de menor coste y alta durabilidad para sistemas de sales fundidas. Aunque un gran número de centrales termosolares están siendo equipadas con un sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas, queda aún mucho campo para la mejora y optimización de componentes, pues aún se tiene poca experiencia con este tipo de sistemas.

La primera planta en la que se probó un sistema de almacenamiento térmico mediante sales de nitrato sódico y potásico fundidas, fue la planta Solar Two, de 10 MWe, que se construyó en Barstow (California, EEUU) y se puso en marcha en abril de 1996, y se paró definitivamente en abril de 1999 tras diversos problemas técnicos. La planta Solar Two poseía un receptor central, en el que un campo circular de helióstatos calentaba una mezcla de sales de nitrato de sodio (60%) y potasio (40%) que entraban en el receptor a una temperatura de 288 °C, provenientes del denominado *Tanque Frío*, para salir del receptor a una temperatura de 565 °C y ser almacenadas en el denominado *Tanque Caliente*. Cuando se deseaba generar electricidad, las sales almacenadas en el Tanque Caliente eran bombeadas a un generador de vapor donde transferían su energía térmica al ciclo Rankine de agua/vapor que alimentaba un turbo-generador de 10 MWe. Desde el generador de vapor las sales volvían al tanque frío, del que eran posteriormente bombeadas hacia el receptor solar para ser calentadas de nuevo y completar de este modo el ciclo de trabajo de la planta.

Tras la experiencia de la planta Solar Two, no volvió a instalarse un sistema de almacenamiento térmico semejante hasta el año 2007, en la central ANDASOL-I construida en la provincia de Granada, y que constituyó la primera central comercial que se construía en Europa en toda la historia. Si se tiene en cuenta que la cantidad de sales utilizadas en el sistema de almacenamiento térmico de la planta Solar Two fue de 1.360 toneladas, mientras que en ANDASOL-I se emplearon 30.000 (una cantidad 25 veces superior), el gran paso adelante que supuso en este campo la planta ANDASOL-I queda claro. Con posterioridad a la Planta ANDASOL-I son muchas las plantas que han instalado un sistema de almacenamiento similar, pero la experiencia operacional con un sistema de este tipo y de este tamaño es aún corta y se detectan



muchas posibilidades de mejora y optimización, desde las empaquetaduras de las válvulas para el circuito de sales fundidas, hasta el traceado eléctrico que es necesario para evitar la cristalización de las sales en los intercambiadores de calor o en las tuberías cuando el sistema se encuentra inoperativo o en la fase de arranque.

Otro ejemplo de elemento pendiente de optimizar es la cimentación de los tanques de sales, que deben proporcionar la necesaria solidez que requieren unos tanques de grandes dimensiones y peso, a la vez que deben suponer una adecuada barrera térmica que reduzca en lo posible las pérdidas térmicas por la base de los tanques. Existe pues un amplio campo de trabajo y optimización en el terreno de los sistemas de almacenamiento térmico mediante dos tanques de sales fundidas.

- b) **Desarrollar nuevos conceptos de almacenamiento térmico**, tanto para calor sensible (cambio de temperatura en el medio de almacenamiento) como para calor latente (cambio de fase del medio de almacenamiento). Los sistemas de almacenamiento actuales que utilizan dos tanques de sales fundidas son sistemas basados en calor sensible. Aunque las sales de nitrato que se utilizan son abundantes y su precio no es prohibitivo, el alto punto de cristalización de las sales introduce un importante riesgo desde el punto de vista de la operación y mantenimiento, pues una vez que las sales son fundidas para introducirlas en el sistema deben permanecer fundidas durante toda la vida de la central, lo que obliga a asegurar que en ningún punto de la instalación puedan alcanzar temperaturas inferiores a su punto de cristalización ($\sim 240^{\circ}\text{C}$). Por este motivo resulta interesante desarrollar nuevos sistemas de almacenamiento alternativos.

Un ejemplo de sistema innovador de almacenamiento en calor sensible desarrollado para centrales termosolares es el sistema basado en hormigón, comercializado actualmente por la empresa alemana Zublin AG. La Fig. 3 muestra un pequeño prototipo de este tipo de sistema de almacenamiento, de 400 kWh de capacidad.



Foto 2. Prototipo de sistema de almacenamiento térmico en hormigón, de 400 kWh de capacidad.

Al igual que la empresa Zublin, en colaboración con el DLR alemán, ha desarrollado un sistema alternativo de almacenamiento en calor sensible usando hormigón como medio de almacenamiento, es posible investigar otros conceptos diferentes que supongan un avance tecnológico en relación con los sistemas de sales fundidas en dos tanques. La posibilidad de utilizar un solo tanque de sales para el sistema de almacenamiento, haciendo uso de la variación de la densidad de las sales con la temperatura, es una opción que aún no se ha estudiado en profundidad, y lograr eliminar uno de los dos tanques de almacenamiento ya supondría una mejora importante. Pero existen muchas otras opciones que pueden y deben ser estudiadas (sistema de almacenamiento en sales con relleno de cerámica, arena o rocas, utilización de nuevas aleaciones con bajo punto de fusión y elevado calor específico, etc.).

En el campo del almacenamiento térmico mediante cambio de fase ya se han realizado algunos desarrollos previos, como lo demuestra el prototipo de 200 kWh construido y evaluado en la Plataforma Solar de Almería dentro del proyecto europeo DISTOR (Steinmann and Tamme 2006), o el prototipo de 700 kWh de capacidad que se diseñó, construyó y evaluó dentro del proyecto hispano-ale-





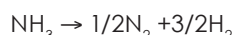
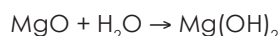
mán REALDISS. En ambos prototipos el medio de almacenamiento son sales fundidas, con una composición tal que su punto de fusión es el adecuado de acuerdo a la temperatura del vapor saturado que se deseaba utilizar para el proceso de carga (230 °C en el caso del prototipo DISTOR y 300 °C en el prototipo REALDISS). El principal problema con el que se encuentra el uso de las sales como medio de almacenamiento en calor latente es su baja conductividad térmica ($<1 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$), lo que obliga a buscar formas y soluciones para favorecer la transmisión de calor en las sales. Ya se ha probado con el uso de aletas de grafito y de aluminio, pero es posible investigar otras opciones diferentes. También supone una posibilidad interesante el uso de aleaciones de metales, que posean un punto de fusión inferior a los 325 °C una alta conductividad térmica y alto calor específico. Ya hay instituciones trabajando en este campo, pero el abanico de opciones es muy grande y hay campo de trabajo suficiente para muchas iniciativas diferentes.

- c) **Desarrollar almacenamientos termo-químicos**, que funcionen dentro del rango de temperaturas apropiado para las centrales termoelectricas. El almacenamiento de energía térmica mediante procesos termo-químicos es una opción muy interesante, pero se trata de una línea de trabajo a largo plazo porque las dificultades técnicas que hay que vencer hasta lograr un sistema comercialmente viable son muy importantes (Kato *et al.*, 2009). Los ciclos termo-químicos engloban un conjunto de reacciones reversibles basadas en procesos de oxidación-reducción o de descomposición. Este tipo de almacenamiento de energía térmica se basa fundamentalmente en aportar el calor necesario para que se produzca una determinada reacción química endotérmica y almacenar los productos de dicha reacción, los cuales al recombinarse liberan energía térmica (reacción exotérmica).

Para que una determinada reacción química sea una buena candidata para almacenamiento termo-químico se requiere que:

- La reacción química sea reversible y de cinética rápida.
- Los reactivos puedan hacer uso de la energía solar, tanto como sea posible.
- La energía almacenada en la reacción sea grande al menos del orden de 600 kWh $\cdot$ t $^{-1}$.
- Que los reactivos sean económicos y disponibles comercialmente.

Las ventajas del almacenamiento termoquímico cuando se compara con los sistemas tradicionales incluyen: alta densidad de energía, almacenamiento a temperatura ambiente durante largos periodos sin pérdida térmica y la posibilidad de transportar a largas distancias los productos. Estas características hacen de estos sistemas excelentes candidatos para el almacenamiento de energía procedente de centrales termosolares. Dos ejemplos de reacciones químicas que cumplen estos requisitos son:



Esta última reacción viene siendo estudiada desde hace tiempo (Lovergrove y Luzzi, 2001), ya que presenta características muy atractivas.



3.3.2. Retos para la mejora de la «gestionabilidad»

La «gestionabilidad», entendiéndola por tal la capacidad de satisfacer la demanda de los consumidores cuando esta se produce, es una de las principales ventajas de las centrales termosolares cuando se comparan con otros sistemas de energías renovables. Esta mayor gestionabilidad de las centrales termosolares es debida a que resulta relativamente fácil almacenar energía térmica en grandes cantidades, mientras que el almacenamiento de otras fuentes de energía en grandes cantidades no siempre resulta posible. Para que un parque eólico fuera gestionable sería necesario poder almacenar, al menos parcialmente, la energía eléctrica que producen cuando hay viento, para poder verterla a la red de distribución cuando no hay viento y los consumidores demandan energía eléctrica. Aunque el almacenamiento de electricidad a pequeña escala resulta hoy en día competitivo, pues las baterías electro-químicas están suficientemente desarrolladas, el almacenamiento de grandes cantidades de energía eléctrica en baterías resulta prohibitivo. Podría pensarse en el almacenamiento mediante grandes centrales de bombeo de agua, pero esta opción conlleva importantes pérdidas entre la energía almacenada y la recuperada, y no siempre resulta factible.

En cambio, para que una central Termosolar sea gestionable no es necesario almacenar la energía eléctrica que produce, sino solamente la energía térmica que suministra el sistema solar, y almacenar de



forma eficiente la energía térmica con altas eficiencias y a un coste viable es posible hoy en día. Basta con disponer de un sistema de almacenamiento que cuente con depósitos de las dimensiones requeridas y provistos de un adecuado aislamiento térmico. Hoy en día ya se están usando satisfactoriamente en las centrales termosolares depósitos de sales fundidas con una capacidad de 1 GWht, de 34 m de diámetro y 15 m de altura. La eficiencia de este tipo de almacenamiento es muy alta (>93%) y el coste es competitivo gracias a los incentivos públicos que existen actualmente para las centrales termosolares.

Pero aunque las centrales termosolares ya posean hoy en día una buena gestionabilidad, es necesario seguir avanzando en este campo y aumentarla, a la vez que se reduzcan los costes asociados. Para ello, es preciso abordar los dos siguientes retos de I+D:

- Desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico más rentables, y
- Mejora en la predicción de la producción eléctrica.

A continuación se explican con mas detalles estos dos retos de I+D desde el punto de vista de la mejora de la gestionabilidad.

3.3.2.1. Desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico más rentables

Los sistemas de almacenamiento térmico actuales poseen ya una excelente eficiencia (>93%), por lo que los esfuerzos de I+D no deben dirigirse hacia una mayor eficiencia del sistema de almacenamiento, sino hacia un menor coste, tanto de la inversión inicial como de operación y mantenimiento. Todas las vías de I+D descritas en la sección 3.1.5 en relación con los sistemas de almacenamiento térmico para aumentar las horas de operación de las centrales termosolares son igualmente válidas cuando se habla de la gestionabilidad, pues los sistemas de almacenamiento térmico no sólo permiten aumentar el número de horas de operación de la central, sino también aportan a la central una mayor gestionabilidad. Así pues, no es necesario repetir aquí lo ya expuesto en la sección 3.1.5, sino sólo mencionar cuales son esas vías de I+D relacionadas con el almacenamiento térmico que contribuirían a una mejora de la gestionabilidad:

- a) Mejora de los sistemas actuales de almacenamiento térmico basados en dos tanques de sales fundidas,

- b) Desarrollo de nuevos conceptos de almacenamiento térmico,
- c) Desarrollo de sistemas de almacenamiento termo-químicos.

3.3.2.2. Mejora en la predicción de la producción eléctrica

La radiación solar resulta más fácil de predecir que otras fuentes de energías renovables, como la eólica por ejemplo. Esto hace que las actuales centrales termosolares estén mostrando un nivel de acierto muy alto en la predicción de la producción de electricidad, lo que le facilita al operador español de la red (R.E.E.) la gestión de la oferta y la demanda. Ciertamente los responsables de R.E.E. se muestran muy satisfechos con el grado de cumplimiento que están teniendo las centrales termosolares, pero aún es posible alcanzar niveles de predicción más altos si:

- Se desarrollan herramientas más fiables de predicción meteorológica a nivel local, y
- Se desarrollan modelos de simulación más precisos para la central.

Hasta ahora, el principal esfuerzo de I+D en el ámbito meteorológico ha estado dirigido a lograr estimaciones precisas del recurso solar disponible en cualquier lugar del Planeta. Conocer la cantidad de radiación solar directa que hay disponible en el lugar donde desea construirse una central termosolar resulta esencial para poder hacer un plan de negocio y estimar la rentabilidad que tendría dicha central, pero la realidad con la que se encuentran los promotores es la ausencia de datos reales medidos de radiación solar directa. Mientras que resulta fácil encontrar medidas reales de otras variables meteorológicas (temperatura ambiente, velocidad y dirección de viento, humedad relativa y radiación solar global), las medidas de radiación solar directa son muy escasas, debido al alto coste del equipo necesario para realizar dichas medidas, lo que ha motivado que muchas estaciones meteorológicas no dispongan de medidas de radiación solar directa. Por este motivo se acometió rápidamente el desarrollo de buenas herramientas de cálculo y simulación que permitieran conocer el nivel de radiación solar directa que hay en cualquier lugar, a partir de los datos suministrados por los satélites meteorológicos como el Meteosat. Este esfuerzo ha dado sus frutos y hoy en día ya existen muchas empresas e instituciones que cuentan con el conocimiento y las herramientas necesarias para determinar el nivel de radiación





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

solar directa en cualquier lugar de la Tierra, con un margen de error aceptable (del orden del 5%). Por otro lado, las nuevas estaciones meteorológicas que se están instalando ya incluyen el equipamiento necesario para la medida de la radiación solar directa, que es la que resulta útil para las centrales termosolares.

Una vez que la necesidad primaria de conocer el nivel de radiación solar directa anual se ha satisfecho, porque se cuenta con el conocimiento y las herramientas necesarias para ello, el siguiente paso es conseguir una predicción, lo más precisa posible de cuál va a ser la radiación solar directa y la temperatura ambiente que va a existir en el lugar de ubicación de la central, con una antelación de dos o tres días. Para ello es necesario disponer de modelos meteorológicos ajustados a las peculiaridades climáticas de cada lugar. En este campo ya hay grupos de I+D trabajando, porque es un tema muy importante desde el punto de vista de poder predecir de forma precisa cual va a ser la producción de electricidad de la central.

Por otro lado, para una buena predicción de la producción es también necesario disponer de modelos de simulación de las centrales que sean precisos, para que a partir de la evolución temporal prevista para los parámetros meteorológicos (temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento y radiación solar directa) se pueda determinar cuál va a ser la curva de producción de electricidad de la central. Ya existen modelos que simulan con una precisión aceptable el comportamiento de la central, pero aún existe un margen de mejora importante.

3.3.3. Mejora de la modularidad

Aunque la producción de electricidad a gran escala es donde los promotores de centrales termoeléctricas tienen puesto actualmente su punto de mira, fundamentalmente porque debido al factor de escala las plantas de mayor tamaño logran una mejor rentabilidad, el desarrollo de plantas de pequeño tamaño resulta una opción atractiva para aquellos lugares donde la conexión a una red central de distribución resulta económicamente prohibitivo, o donde desee implantarse un concepto de generación distribuida, del cual se está hablando cada vez más como una opción viable frente al esquema de generación centralizada usado mayoritariamente en la actualidad. El desarrollo de conceptos modulares de centrales termosolares tam-

bién resulta una opción interesante para aquellas zonas con un alto coste del terreno.

Así pues, aunque actualmente el interés de los promotores se centra en plantas de gran tamaño, el desarrollo de conceptos modulares de plantas tiene un atractivo digno de ser tenido en cuenta. Para lograr estos conceptos modulares de centrales se puede trabajar en dos líneas principales de I+D:

- a) Mejora de los motores Stirling, para lograr una mejor fiabilidad y rentabilidad, y
- b) Desarrollo de conceptos modulares de centrales termosolares de pequeño tamaño.

3.3.3.1. Desarrollo de motores Stirling mejorados

De las cuatro tecnologías que existen para las centrales termosolares, los discos Stirling son los que presentan una mejor modularidad, ya que el tamaño mínimo de central equivale al de un disco, y actualmente los hay de 3, 10 y 25 kWe. Si bien la parte del concentrador solar no presenta problemas, los actuales motores Stirling presentan costes de mantenimiento elevados y una tasa de fallos aún alta, lo que dificulta su implantación comercial. La mejora de los motores Stirling facilitaría su uso, a la vez que una mayor comercialización haría factible su fabricación en masa y reduciría los costes. Aunque ya hay diversas empresas realizando un gran esfuerzo de I+D en este campo, hay oportunidades para muchas más empresas. Pero conviene no caer en el frecuente error de pensar que la tecnología de un motor Stirling solarizado es muy similar a la de los motores diesel o gasolina, pues las altas temperaturas y presiones de trabajo de los motores Stirling introducen requisitos más severos para los materiales, porque deben soportar un mayor estrés.

3.3.3.2. Diseños modulares de centrales termosolares de pequeño tamaño

El desarrollo de conceptos modulares para plantas de pequeño tamaño (entre 100kWe y 5 MWe) resulta atractivo, tanto para la tecnología de torre central, como para cilindroparabólicos y concentradores lineales Fresnel.





En el caso de la tecnología de torre, el desarrollo de microturbinas de gas para ciclos Brayton solarizados sería de una gran ayuda, ya que no existen muchos modelos en la actualidad y sus características no son las mejores para incorporarlas a centrales solares. Por otro lado, el desarrollo de pequeños campos de heliostatos altamente automatizados también resulta un paso esencial en el desarrollo de plantas modulares de receptor central. Ya hay varias empresas que han dado pasos en este sentido, desarrollando conceptos modulares de centrales tipo torre, como los propuestos por las empresas E-solar y AORA Solar. La empresa AORA Solar ha desarrollado un diseño modular de planta de torre con un ciclo Brayton de 100 kWe, mientras que la empresa americana E-solar está desarrollando un concepto modular de centrales de torre, donde cada módulo tiene una potencia unitaria de 2,5 MWe y se compone de una torre con dos receptores en su parte superior, alimentados cada uno de ellos por un pequeño campo de heliostatos, situado uno en el lado Norte de la torre y otro en el lado Sur, como se aprecia en la Fig. 4, donde también se muestra un detalle del campo de heliostato, compuesto por heliostatos de solo 1 m² de superficie reflectante.



Vista aérea de la planta



Detalle del campo de heliostatos

Foto 3. Planta piloto de 2x2,5 MWe desarrollada por E-Solar e instalada en EEUU.

Los desarrollos realizados por E-Solar y AORA Solar son ejemplos del tipo de diseños modulares que resultan atractivos de cara a una generación descentralizada o para abastecer pequeños núcleos de consumo.

En lo que respecta a los captadores cilindroparabólicos, dado el rango de temperaturas apropiado para este tipo de concentradores solares, resulta muy interesante estudiar el acople de ciclos Rankine orgánicos de pequeña potencia con pequeños campos de captadores. Para pequeñas potencias, los ciclos Rankine orgánicos, cono-

cidos internacionalmente mediante las siglas ORC, resultan atractivos porque son muy compactos y permiten un mayor grado de automatización, aunque sus rendimientos son modestos. Por otro lado, es necesario desarrollar captadores de pequeño y mediano tamaño que resulten adecuados para campos solares pequeños. Hasta ahora, el esfuerzo de desarrollo de nuevos captadores cilindroparabólicos ha estado mayoritariamente dedicado al diseño de grandes captadores, adecuados para grandes centrales termosolares, y por este motivo hay disponibles en el mercado un buen número de diseños, con buenas prestaciones mecánicas, ópticas y geométricas, con áreas de captación entre los 545 y los 820 m². Pero está claro que estos grandes captadores no resultan adecuados para campos de pequeño tamaño, por lo que es necesario desarrollar captadores de menor tamaño, que serán apropiados no sólo para pequeñas centrales termosolares, sino también para aplicaciones a procesos industriales de calor, como climatización mediante bombas de calor de doble efecto, o procesos industriales endotérmicos (industria alimentaria, industria química, etc.). Existe una gran diversidad de procesos industriales endotérmicos que podrían ser alimentados energéticamente mediante captadores cilindroparabólicos de mediano y pequeño tamaño (Fernandez-García *et al.* 2010), lo que le confiere un gran interés a la actividad de I+D en este campo.

Debido a que el rango de temperaturas de trabajo es similar para los captadores cilindroparabólicos y los concentradores lineales Fresnel, todo lo dicho anteriormente para pequeños sistemas con captadores cilindroparabólicos es también válido para los concentradores lineales Fresnel. Un ejemplo de sistema de pequeño tamaño con concentradores lineales Fresnel para aplicaciones no eléctricas lo constituye el sistema solar de climatización instalado en la Escuela Superior de Ingenieros Industriales de Sevilla, dentro de un proyecto que concluyó en el año 2009 (<http://www.mss-csp.info/documents/solarpraxis/a-haberle-pse-ag-solar-generation-of-industrial-process-heat>). Con un área de captación de 352 m² y una potencia térmica pico de 180 kW, el pequeño concentrador lineal Fresnel de la E.S.I.I. de Sevilla alimenta una máquina de absorción de doble efecto, que se encuentra en funcionamiento desde el año 2004.

Queda claro pues que en el desarrollo de diseños modulares y de pequeño tamaño hay un gran campo de trabajo de I+D, no sólo para la generación de electricidad, sino también para aplicaciones a calor de proceso.





3.3.4. Mayor sostenibilidad medioambiental

El reto de conseguir una mayor sostenibilidad medioambiental de las centrales termosolares, o lo que es lo mismo, un menor impacto en el medioambiente, afecta a dos temas fundamentales:

- Reducción del consumo de agua, y
- Eliminar los fluidos de trabajo que conlleven importantes riesgos para el medioambiente.

A continuación se desarrollan en más detalle estos dos aspectos.

3.3.4.1. Reducción del consumo de agua

El ciclo termodinámico con mayor implantación en las centrales termosolares actuales es el ciclo agua/vapor Rankine. Este ciclo resulta muy adecuado para centrales de torre, de captadores cilindroparabólicos y de concentradores lineales Fresnel que posean una temperatura de trabajo de hasta 575 °C. Pero el principal inconveniente de este ciclo es su alto consumo de agua para la condensación del vapor exhausto que sale de la turbina de vapor del bloque de potencia. Pero este alto requerimiento de agua también afecta a las centrales eléctricas convencionales de carbón, de ciclo combinado y a las nucleares. Una central termosolar de captadores cilindroparabólicos o concentradores lineales Fresnel consume del orden de 3.000 litros de agua por MWhe producido (consumo similar al de una central nuclear), mientras que una central convencional de carbón consume del orden de los 2.000 litros, y una de ciclo combinado con gas natural solo necesita unos 800 litros de agua por MWhe.

Este alto consumo de agua supone un fuerte hándicap medioambiental para las centrales termosolares, porque los lugares con alta radiación solar directa suelen ser zonas áridas que padecen escasez de agua. Un buen ejemplo de lugares con un excelente nivel de radiación solar y fuerte escasez de agua lo constituye el Norte de África. Por este motivo, la reducción del consumo de agua es un tema de I+D con alta prioridad, y así es unánimemente reconocido por el sector.

Existen diversas vías de I+D para reducir el consumo de agua de las centrales termosolares, que se explican a continuación.



a) Mejora de los sistemas de refrigeración por aire (conocidos internacionalmente como *Dry Cooling*).

Aunque existen sistemas de refrigeración que no necesitan agua, porque usan condensadores de vapor refrigerados por aire, su uso merma el rendimiento del bloque de potencia de la central, sobre todo en verano debido a las mayores temperaturas ambientes (porque cuanto mayor sea la temperatura del aire ambiente, mayor tiene que ser la presión y temperatura a las que el vapor debe salir de la turbina, y por consiguiente menor es el salto de presiones que experimenta el vapor en la turbina). Por este motivo, el uso de un sistema de refrigeración por aire en una central que esté ubicada en una zona árida provoca un descenso de la producción eléctrica anual de la central en aproximadamente un 7%, y aumenta el coste total de la planta (porque los sistemas de refrigeración por aire son más caros que los refrigerados por agua), lo que provoca un encarecimiento de aproximadamente el 10% en el coste de la electricidad generada por la central (OECD/IEA 2010). En cualquier caso, la penalización que supone el uso de un sistema de refrigeración por aire es menor en una central de torre que trabaje por encima de los 400 °C, debido al mayor salto térmico y de presiones que existen en la turbina de vapor en esas circunstancias.

Una mejora de los actuales condensadores refrigerados por aire, bien en términos del coeficiente de transferencia de calor o en términos de costes, tendría un impacto positivo sobre la rentabilidad de la refrigeración por aire y ayudaría a una mayor implantación comercial de esta opción tecnológica.

b) Desarrollo de sistemas duales de refrigeración, de modo que en verano se utilice la refrigeración mediante agua y en invierno la refrigeración mediante aire. Al ser la temperatura ambiente y las necesidades de refrigeración por parte de la central más bajas en invierno, el uso de condensadores refrigerados por aire no penaliza el rendimiento del ciclo, mientras que en verano se emplea la refrigeración húmeda mediante torres de evaporación. La Fig. 5 muestra como sería el esquema simplificado de un sistema híbrido de este tipo (Kelly 2006).

La opción de refrigeración híbrida resulta atractiva porque reduce de forma importante el consumo de agua frente a la refrigeración exclusivamente por agua, mientras que el rendimiento de la central



se penaliza muy poco. Según (OECD/IEA 2010) el ahorro de agua que se puede conseguir es del orden del 50%, mientras que la producción de electricidad se reduce sólo en un 1% anual aproximadamente. Por este motivo, el desarrollo de sistemas de refrigeración híbridos optimizados resulta un reto importante de cara a conseguir una mayor sostenibilidad medioambiental de las centrales termosolares.

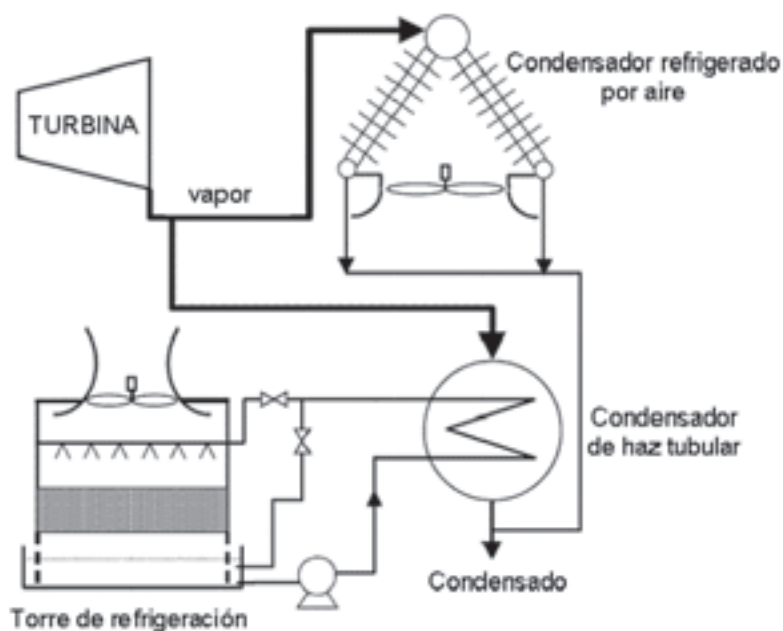


Figura 2. Esquema de sistema híbrido de refrigeración (Kelly, 2006).

c) Desarrollar sistemas que hagan uso del llamado «almacenamiento térmico negativo». En las zonas áridas, y especialmente en las desérticas o semi-desérticas, existen grandes diferencias de temperatura ambiente entre las horas de Sol y la noche, por lo que resulta técnicamente posible hacer uso de las bajas temperaturas nocturnas para enfriar un medio de modo que se utilice dicho medio para la refrigeración de la central durante las calurosas horas diurnas. Aunque teóricamente esta opción resulta posible, hacerla comercialmente interesante requiere un notable esfuerzo de I+D, para encontrar los medios de almacenamiento nocturno con características adecuadas (alto calor específico, bajo precio, abundancia en la naturaleza, etc.).

d) Desarrollo de tratamientos anti-suciedad para los reflectores solares, con el fin de reducir el número de lavados necesarios a lo largo

del año y ahorrar agua. Los reflectores son elementos esenciales en las centrales termosolares, y mantenerlos con un alto grado de limpieza proporciona un mayor rendimiento del campo solar. Por este motivo es necesario realizar frecuentes lavados de los reflectores para que su reflectividad solar espectral media se mantenga en valores cercanos al 90%. Para ello suele ser necesario tener que lavar los reflectores al menos una vez cada 10 ó 14 días, de media a lo largo del año. Puesto que el consumo de agua para el lavado suele estar en el entorno de 0,7 litros por m² de reflector, el volumen de agua que se necesita anualmente para mantener limpios los reflectores es importante, aunque mucho menor que el necesario para la refrigeración de la central.

El desarrollo de tratamientos que retrasen el ensuciamiento de los reflectores ayudaría a reducir el consumo de agua de la central, haciéndola más sostenible medioambientalmente. Buena prueba del interés que tiene el desarrollo de este tipo de recubrimientos para los reflectores solares es el hecho de que ya hay varias empresas trabajando en este campo, y se están consiguiendo resultados alentadores.



3.3.4.2. Encontrar sustitutos a los fluidos de trabajo que conlleven importantes riesgos para el medioambiente

Este reto de I+D afecta fundamentalmente a las centrales de captadores cilindroparabólicos, que actualmente utilizan un aceite térmico como fluido de trabajo en el campo solar. El aceite más usado actualmente es una mezcla de bifenilo ($C_{12}H_{10}$) y óxido de difenilo ($C_{12}H_{10}O$), que presenta un claro riesgo de contaminación del medioambiente y de incendio en caso de fuga en caliente, aparte de su alta toxicidad para el hombre. Por consiguiente, desarrollar sistemas que usen fluidos de trabajo más benignos y con menos riesgos para el medioambiente resulta de un gran interés. Desde el punto de vista medioambiental, los tres tipos de fluido que se están estudiando en la actualidad como posibles sustitutos del aceite, tanto para poder lograr reducir los costes de operación y mantenimiento (ver sección 3.3.1.2 a) como para lograr mayores temperaturas de trabajo y eficiencias (ver sección 3.3.1.3.e) resultan igualmente más benignos y sostenibles desde el punto de vista medioambiental. Recordemos que estos tres fluidos son: el agua/vapor (*Generación Directa de Vapor*), sales fundidas y gases a presión.



Pero por desgracia, ninguno de los tres posibles sustitutos del aceite térmico actual resulta ser el fluido perfecto desde todos los puntos de vista, pues todos tienen ventajas e inconvenientes cuando se comparan con el aceite térmico, aunque los tres son sin lugar a duda mejores que el aceite desde el punto de vista medioambiental. La Tabla 2 siguiente muestra de forma resumida dichas ventajas e inconvenientes.

Tabla 2. Comparación de diversos fluidos de trabajo alternativos al aceite térmico.

FLUIDO	VENTAJAS SOBRE EL ACEITE	DESVENTAJAS SOBRE EL ACEITE
Sales Fundidas	- temperatura de vapor más alta - sin riesgo de contaminación o incendio - mejor almacenamiento térmico	- alta temperatura de cristalización (>125 °C) - diseño del campo solar más complejo - mayores consumos
Generación Directa de Vapor	- diseño simple de la planta - temperatura de vapor más alta - sin riesgo de contaminación o incendio	- falta de un almacenamiento térmico adecuado - sistema de control del campo solar más complejo - mayor presión en el campo solar
Gases a presión	- temperatura de vapor más alta - se mejora el sistema de almacenamiento térmico - sin riesgo de contaminación o incendio	- baja refrigeración de los tubos receptores - sistema de control del campo solar más complejo - mayor presión en el campo solar

En la Tabla 2 se pone de manifiesto que las principales ventajas de las sales fundidas son:

- Posibilidad de incrementar la temperatura del vapor por encima de 400 °C, ya que las sales son estables hasta temperaturas próximas a los 600 °C
- No son contaminantes, de hecho las sales usadas actualmente (nitratos de sodio y potasio) son fertilizantes de uso común en la agricultura
- Permiten usar las mismas sales como fluido de trabajo en el campo solar y en el sistema de almacenamiento, con lo cual se elimina el intercambiador de calor aceite/sales que se necesita en las centrales actuales.



Como desventajas principales, las sales actuales de nitrato presentan los siguientes problemas:

- Un alto punto de cristalización, ya que solidifican a temperaturas superiores a los 200 °C. Esto obliga a instalar costosos y complicados sistemas de calentamiento que eviten la solidificación de las sales cuando el campo solar está inactivo y la temperatura ambiente es baja
- Diseño más complejo del campo solar, debido a los dispositivos anti-congelación que hay que instalar
- Mayores consumos parásitos debidos a los sistemas auxiliares de calentamiento de las sales para evitar su solidificación en las noches frías

Actualmente la viabilidad tecnológica del uso de las sales está siendo investigada por varias entidades (ENEA, Abengoa Solar, NREL, etc.), existiendo varias pequeñas instalaciones experimentales con captadores cilindroparabólicos. Incluso se ha construido en Siracusa una planta pre-comercial que usa las sales como fluido de trabajo en captadores cilindroparabólicos. Pero los datos sobre la operación y mantenimiento de dicha planta no se conocen. Cuando se conozcan, se tendrá mucha más información sobre la viabilidad comercial de esta opción.

En lo que respecta a la Generación Directa de Vapor, esta opción consiste en alimentar el campo solar con agua líquida, la cual se evapora conforme recorre los captadores solares y deja el campo solar convertida en vapor saturado o sobrecalentado. Su viabilidad técnica fue demostrada durante el proyecto DISS (1996-2001), gracias a la planta solar experimental que se instaló en la PSA, y que ha sido operada ya durante más de 6000 horas con resultados satisfactorios. Las principales ventajas de la generación directa de vapor son:

- Diseño de planta más simple, ya que no necesita el intercambiador de calor aceite/agua donde se genera el vapor para la turbina
- Posibilidad de producir vapor a temperaturas más altas
- No presenta riesgo alguno de contaminación ante la existencia de fugas

En cuanto a las principales desventajas de la Generación Directa de Vapor podemos mencionar las siguientes:



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- No existe aún a nivel comercial un sistema de almacenamiento adecuado, ya que los sistemas de almacenamiento mediante calor sensible no son idóneos para la generación directa de vapor
- El control del campo solar es más complejo, debido al flujo bifásico agua/vapor existente en una gran parte del campo solar
- Necesita tuberías y accesorios más robustos en el campo solar, ya que la presión de trabajo allí es la misma que la del vapor de alimentación a la turbina

La tercera opción que se está investigando actualmente es el uso de gases como fluido de trabajo. Esta es la opción que está menos desarrollada en estos momentos, porque la primera instalación experimental utilizando CO₂ a unos 50 bar de presión se construyó en la Plataforma Solar de Almería en el año 2007 y las investigaciones aún están en curso. Esta planta tiene una potencia térmica de 300 kW y su campo solar está formado por dos captadores cilindroparabólicos de 50 m de longitud y 274 m² de área de apertura cada uno de ellos. Aunque los resultados de los que ya se dispone son alentadores en cuanto a la viabilidad técnica de esta opción, aún queda por dilucidar su viabilidad comercial.

Las ventajas principales que conlleva el uso de gases a presión son:

- Posibilidad de generar vapor a temperaturas superiores a los 400 °C
- Se puede mejorar la eficacia del sistema de almacenamiento térmico al aumentar su temperatura de trabajo
- Riesgo de contaminación bajo o nulo, dependiendo del gas que se utilice.

En cuanto a los principales inconvenientes del uso de gases, podemos destacar los siguientes:

- Pobre coeficiente de transferencia de calor en los tubos absorbedores, lo que conlleva riesgos de un elevado estrés en el material
- Sistema control para el campo solar más complejo, debido a los bajos tiempos de residencia frente a la inercia térmica de los tubos absorbedores
- Mayor presión de trabajo en el campo solar para que la pérdidas de presión no alcancen niveles prohibitivos.

Todavía no es posible determinar cual de las tres opciones explicadas anteriormente resulta la más atractiva comercialmente, ya que no se dispone de datos suficientes. Es precisamente por esto que hay un amplio campo de actuación en I+D relacionado con este tema, porque no sólo hay que explorar la viabilidad de los tres nuevos fluidos ya mencionados, sino buscar nuevos fluidos candidatos que supongan una opción atractiva.

3.3.5. Priorización de actuaciones en I+D y medidas de acompañamiento

Tal y como se ha puesto de manifiesto en las secciones anteriores de este capítulo, existe un elevado número de retos en I+D relacionados con las centrales termosolares. A pesar del auge comercial que está teniendo este tipo de tecnología, se encuentra aún en una fase muy preliminar de su *curva de aprendizaje*, por lo que queda mucho camino por recorrer hasta que alcance la madurez que ya tienen otras tecnologías que empezaron su andadura comercial mucho antes, como por ejemplo la eólica y la fotovoltaica. Es precisamente este carácter emergente el que propicia que exista aún tanto por hacer desde el punto de vista de la I+D. La inmensa mayoría de las centrales termosolares que se están construyendo en el mundo están utilizando una tecnología muy similar a la que ya se usó en las plantas SEGS hace más de 20 años.

Así pues, no hay que dejarse engañar por este crecimiento comercial tan acelerado, podría decirse que incluso un tanto desbocado, y pensar que ya se trata de una tecnología totalmente madura y con poco margen de mejora. Tal conclusión sería completamente errónea. Otras tecnologías, como la eólica y la fotovoltaica, han tenido un despegue comercial más lento, e incluso podría decirse que más razonable si se elimina el boom comercial sufrido por la fotovoltaica en el año 2009 como consecuencia de un entorno financiero y de primas muy favorables. Ese desarrollo comercial más lento propició que fueran incorporándose mejoras tecnológicas en las sucesivas plantas, mientras que los 2,4 GWe de centrales termosolares que están aprobados para finales del año 2013 en España presentarán pocas innovaciones y diferencias entre las diversas plantas. Afortunadamente, hay empresas que están haciendo un esfuerzo innovador importante y están abanderando el progreso tecnológico de las centrales termosolares, como es el caso de la empresa española SENER, que ha marcado dos hitos tecnológicos importantes con la introducción de





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

grandes sistemas de almacenamiento térmico mediante sales fundidas y de centrales de torre con receptor de sales trabajando a 650 °C. Es este un buen ejemplo a seguir para acometer el desarrollo e implantación comercial de nuevas mejoras tecnológicas que aumenten la competitividad de este tipo de centrales.

Si fuera necesario jerarquizar las tres posibles mejoras tecnológicas más importantes alrededor de las cuales debiera focalizarse la I+D, teniendo en cuenta todo lo expuesto en la sección 3 de este capítulo, el orden sería el siguiente:

1. Sistemas de almacenamiento térmico más rentables
2. Nuevos fluidos de trabajo, medioambientalmente más benignos y que permitan alcanzar mayores temperaturas de trabajo
3. Reducción del consumo de agua.

Para que el sector pueda embarcarse con firmeza y eficacia en esta labor de I+D que resulta tan necesaria, deben establecerse también unas ciertas medidas de acompañamiento, como:

- **Establecimiento de un marco legal estable y adecuadamente planificado**, que dé confianza al sector y le permita hacer planes e inversiones a medio y largo plazo. Los vaivenes que se han producido en España en el marco legal para este tipo de tecnología han creado mucha desconfianza en ámbitos inversores y han instaurado un gran temor entre los promotores. Es deseable que en el futuro no vuelvan a repetirse estos vaivenes legales
- **Establecimiento de mecanismos y procedimientos que garanticen una fluida y eficaz comunicación** entre todos los agentes involucrados en el esfuerzo de I+D necesario (Administraciones, centros de I+D, promotores, Comisión Europea y sector industrial)
- **Diseminación de la tecnología y creación de titulaciones específicas**, que permitan satisfacer la necesidad de mano de obra cualificada que sufre el sector
- **Implantación de adecuados Programas de I+D, tanto a nivel regional, como nacional y europeo** que actúen de forma coordinada y apoyen el esfuerzo económico que debe hacer el sector
- **Creación de una normativa** que sirva de guía al sector y evite la disparidad de procedimientos, nomenclaturas y especificaciones

- **Avanzar en la mejora de las interconexiones eléctricas**, tanto a nivel nacional como internacional. Disponer de potentes líneas de interconexión favorece en gran medida la penetración en el mercado de las energías renovables, como se explica en la sección 4 de este capítulo.



Afortunadamente ya se están dando pasos sólidos en la consecución de algunas de las medidas anteriormente citadas. Así, por ejemplo, el establecimiento de PROTERMOSOLAR (la asociación que representa al sector Termosolar a nivel nacional) y de ESTELA (la asociación que representa al sector a nivel europeo y que tiene su sede en Bruselas) supone un paso importante en el establecimiento de representantes del sector, lo que facilita el dialogo con las Administraciones y el resto de agentes involucrados en el desarrollo de esta tecnología.

Otro paso importante ha sido la creación en el año 2010 dentro del marco de AENOR del Subcomité AEN/CTN 206/SC «Sistemas de Energía Solar Termoeléctrica» que está elaborando las primeras normas que regularán tanto la nomenclatura a utilizar como los procedimientos de evaluación, caracterización y aceptación de componentes, subsistemas y centrales completas.

Por otro lado, cada vez son más numerosos los cursos máster sobre mercado energético y energías renovables en los que se dedica un módulo completo a las centrales termosolares, lo que está propiciando la diseminación de la tecnología y la formación de profesionales debidamente cualificados.

Pero existen otros aspectos en los que es necesario avanzar con más rapidez y eficacia, como son la definición de un marco legal estable y duradero para el sector, y la implantación de mecanismos que permitan consensuar programas públicos de apoyo a la I+D en este sector. A nivel europeo sí se han establecido este tipo de mecanismos, a través del diálogo fluido existente entre ESTELA y la Comisión Europea, y la creación de diversas plataformas tecnológicas a nivel europeo que aglutinan al sector, como la EERA (*European Energy Research Alliance*), dentro de la cual se han definido diversos proyectos europeos de gran envergadura sobre temas de almacenamiento térmico para plantas termosolares y otros temas afines.

Otro tema que necesita urgentemente un fuerte impulso es la mejora de las interconexiones eléctricas, pues la península Ibérica puede



considerarse casi como una isla eléctrica dentro de Europa, debido a la débil interconexión que existe con Francia.

3.4. Potencial contribución a un mercado energético sostenible

Para analizar adecuadamente la potencial contribución de las centrales termosolares a un mercado energéticamente sostenible es necesario analizar previamente, desde un punto de vista global, cuál es el contexto energético en el que estamos, así como cuál es el potencial energético de las centrales termosolares.

3.4.1. Contexto energético global

Al analizar globalmente la situación energética en la que estamos inmersos es fácil llegar de forma rápida a las tres siguientes conclusiones:

1. La demanda primaria de energía crecerá de manera importante en el futuro
2. El suministro de energía está actualmente dominado por los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), a pesar de que los recursos disponibles de dichas energías son limitadas, y
3. Tiene que aumentarse considerablemente, y de forma rápida, el uso de las energías renovables.

A la primera conclusión se llega de forma inmediata si se tiene en cuenta que actualmente hay una importante fracción de la población mundial que aún no tiene acceso a la electricidad. En concreto, se estima que de los 7.000 millones de personas que habitamos la Tierra, unos 1.700 millones no tienen acceso a la electricidad. Esta población irá paulatinamente teniendo acceso a la electricidad, lo que provocará un aumento del consumo a nivel mundial. Adicionalmente, está el hecho fehaciente que el desarrollo técnico, económico y social de los países está estrechamente ligado a su consumo energético, y por este motivo hay muchos países en vías de desarrollo que están incrementando de forma importante su consumo energético per cápita. Como consecuencia de todo esto se estima que la demanda de energía primaria será en el año 2035 un 36% superior a la del año

2004, creciendo hasta un valor de 12.300 Mtep (OECD/IEA World Energy Outlook 2010). La mayor parte de este incremento tendrá lugar en China e India.

En cuanto al predominio de los combustibles fósiles en el mercado energético actual, es una conclusión que resulta evidente al tener en cuenta los datos hechos públicos en mayo de 2011 por el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, conocido internacionalmente por sus siglas en inglés: IPCC, en el resumen ejecutivo de su Informe *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)*. Según dichos datos, solo el 12,9% del consumo total de energía primaria en el año 2008, que fue en total de 492 Exajoules (EJ), se abasteció mediante energías renovables, mientras que el resto fue abastecido por petróleo, carbón y gas natural, excepto un 2% que fue aportado por la energía nuclear. Además, es interesante saber que aproximadamente un 60% del 12,9% abastecido mediante energías renovables lo fue mediante biomasa tradicional para cocinar y calentar, por lo que el porcentaje total de energía primaria abastecida mediante energía geotérmica, eólica, hidráulica o solar conjuntamente no superó el 6%. Según estimaciones preliminares, este porcentaje no ha variado mucho en el año 2010.

Es precisamente este alto consumo de los combustibles fósiles el principal causante del rápido incremento de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) a la atmósfera durante las últimas décadas. El *Fourth Assessment Report (AR4)* del IPCC ha concluido que «la mayor parte del incremento observado en la temperatura media global desde mediados del siglo xx se debe con alta probabilidad al incremento paulatino de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera». Datos recientes citados por el IPCC confirman que el alto consumo de combustibles fósiles es el causante de la mayoría de las emisiones globales de gases de efecto invernadero de origen antropomórfico, que las emisiones continúan creciendo a nivel global y que ya han alcanzado en la atmósfera una concentración aproximada de 375 ppm (partes por millón) a finales de 2010.

Los resultados publicados por el IPCC en Mayo de 2011 también enfatizan que la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera debe mantenerse por debajo de los 450 ppm si se desea evitar el daño medioambiental irreversible que causaría un aumento global de la temperatura en la Tierra de más de 2 °C.





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Puesto que en esta sección se está haciendo uso de datos y conclusiones del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC), es conveniente eliminar cualquier duda sobre el carácter riguroso y neutral de sus estudios y conclusiones. El IPCC (<http://www.ipcc.ch>) es el organismo líder internacional para la evaluación y estudio del cambio climático, y está promovido por el Programa de Medioambiente de las Naciones Unidas (UNEP) y la Organización Meteorológica Mundial (WMO) para proveer al mundo de una opinión científica clara sobre la situación actual en relación con el cambio climático y sus posibles impactos socio-económicos y medioambientales. El IPCC es un organismo científico, que revisa y evalúa la información científica, técnica y socioeconómica más reciente que se produce en el mundo en relación con el cambio climático. Con el IPCC colaboran miles de científicos de todo el mundo, ya que está abierto a todos los países miembros de las Naciones Unidas y de la Organización Meteorológica Mundial. Actualmente 194 países son miembros del IPCC, y participan en el proceso de revisión y toma de decisiones que lleva a cabo este organismo. Es precisamente su naturaleza científica e internacional la que garantiza el rigor y objetividad de sus informes, motivo por el cual son tenidos muy en cuenta por los políticos y personas ejecutivas relacionadas con el medioambiente y el cambio climático.

Hay múltiples opciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero sin que por ello se deje de satisfacer la demanda global de energía de la población. Se puede mejorar la eficiencia de los sistemas energéticos, hacer un consumo más responsable de la energía, sustituir los combustibles fósiles por otras fuentes de energía con menos emisiones de gases de efecto invernadero, etc. 164 escenarios globales diferentes para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han sido analizados por el IPCC, y la conclusión principal ha sido que la contribución de las energías renovables para satisfacer la demanda primaria de energía debe ser incrementada de forma importante, pasando a ser por lo menos un 17% en el año 2030 y el 27% en el año 2050. Queda de este modo probada la tercera de las conclusiones a las que se aludía al comienzo de esta sección.

La Comisión Europea, conocedora de la imperiosa necesidad de combatir el cambio climático y modificar la estructura del mercado energético actual, plantea en su Plan Estratégico en Tecnología Energética (el SET-Plan «Strategic Energy Technology Plan», http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan/doc) el objetivo de acelerar el desarrollo e introducción en el mercado de las tecnologías bajas

en carbono, para lograr su triple objetivo del 20% para el año 2020: 20% de aumento de la eficiencia, 20% de reducción en el consumo energético y 20% de energía de origen renovable. Otra implicación del SET plan es una reducción de un 60% a un 80% en las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050.

A la vez que tienen un gran potencial para mitigar el cambio climático, las energías renovables pueden aportar muchos más beneficios si se implantan de forma adecuada, porque pueden ser una excelente herramienta para contribuir al desarrollo económico y social, además de reducir el impacto negativo sobre la salud y el medioambiente. En concreto, las centrales termosolares dinamizan fuertemente la economía de la zona donde se instalan, debido a las grandes inversiones que conllevan (una central de 50 MWe con sistema de almacenamiento supone una inversión superior a los 300 M€) y a la gran cantidad de trabajo que generan durante su construcción, ya que una planta de 50 MWe genera, solo para su construcción, el empleo equivalente a más de 600 puestos de trabajo a jornada completa durante un año, aparte de los 50 puestos de trabajo fijos para la operación y mantenimiento de la central. En estas cifras no se incluyen los puestos de trabajo adicionales que se requieren para la fabricación y transporte de los componentes (reflectores, tubos receptores, estructuras metálicas, etc.). Este efecto dinamizador de la economía local ya ha quedado patente en aquellas zonas donde se han construido varias de estas centrales, como el Valle del Marquesado en la provincia de Granada.

3.4.2. Potencial energético de las centrales termosolares

Los sistemas solares en general y las centrales termosolares en particular son los que presentan el mayor potencial de uso a nivel mundial entre todos los sistemas de energías renovables, junto con los sistemas eólicos. La razón de esta afirmación estriba en la fuente de la que proviene la energía solar: el Sol.

El Sol es un gigantesco reactor nuclear de 7×10^5 km de radio y que emite una ingente cantidad de energía ($3,8 \times 10^{23}$ kW), con una densidad en su superficie de $63,2 \text{ GW/m}^2$ y con un espectro equivalente al de un cuerpo negro que se encuentre a 5.800 K. Y aunque la Tierra, debido a su tamaño y distancia al Sol, solo intercepta una pequeña fracción de toda la energía que emite el Sol ($1,7 \times 10^{14}$ kW), en 10 días recibe tal cantidad de energía que iguala a todas las reservas de combustibles





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

fósiles (carbón, petróleo y gas natural) conocidas. Es tan grande la cantidad de energía que recibe la Tierra gracias a la radiación solar que si se instalasen centrales termosolares en una parcela cuadrada de 300 km de lado se produciría una cantidad de electricidad igual a la consumida actualmente en todo el mundo. Esto equivale a decir que si se instalasen centrales termosolares en el 1%-2% de la superficie desértica que hay actualmente en la Tierra se produciría suficiente electricidad como para abastecer la demanda mundial actual. También es cierto que la radiación solar que llega a la Tierra es unas 10.000 veces superior al consumo primario de energía total. Así pues, podríamos decir que la radiación solar supone prácticamente un recurso energético inmenso e inagotable, lo que le confiere un gran atractivo a la hora de analizar las posibles vías para lograr un sistema energético sostenible.

Por otro lado, la radiación solar supone una energía ampliamente distribuida, pues son muchos los países que gozan de un buen nivel de radiación solar, como queda puesto de manifiesto en la Fig. 6. Esta amplia distribución geográfica supone una clara diferencia con respecto a los combustibles fósiles, pues estos se hayan disponibles en un número muy limitado de países, lo que origina tensiones de diversa índole entre los países. Los valores mostrados en la Figura 6 se refieren a la radiación solar directa, ya que es la única que puede ser aprovechada por las centrales termosolares. El pequeño cuadrado de color rojo dibujado en el Norte de África en la Figura 6 representa el tamaño de la parcela que sería suficiente para producir con centrales termosolares la cantidad de electricidad necesaria para abastecer el consumo mundial en la actualidad. Como queda de manifiesto, supone una pequeñísima zona comparada con el total de la Tierra.

Otro dato que pone claramente de manifiesto el enorme potencial de las centrales termosolares es que si se instalasen centrales termosolares en Argelia, sólo en aquellas zonas con nivel aceptable de radiación solar directa ($\sim 1.900 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$) y con características adecuadas (terreno llano, de fácil acceso y no ocupado por poblaciones u otros usos industriales) se podrían generar 169.440 TWh/año de electricidad, lo que supone unas 50 veces el consumo de electricidad de la UE en 2005. Si sólo un país puede generar tal cantidad de electricidad, resulta fácil hacerse una idea de lo que supone el recurso solar a nivel mundial (unas 10000 veces superior al consumo total de energía primaria en el mundo).

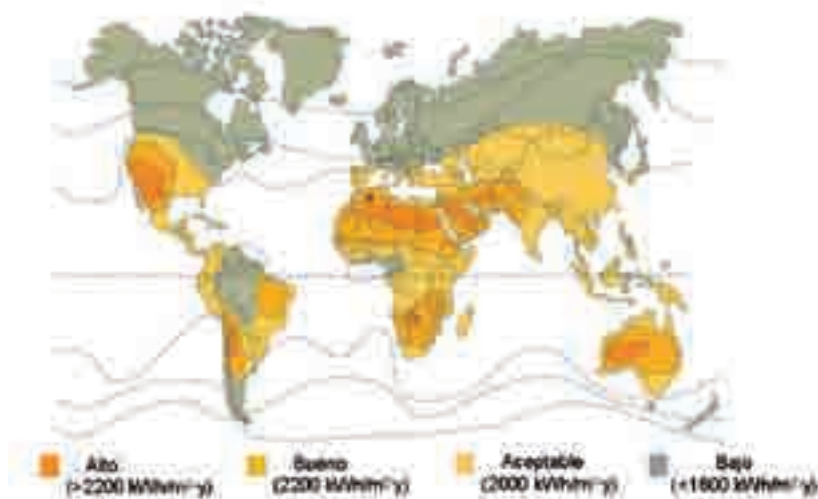


Figura 3. Mapa mundi con el nivel de radiación solar directa disponible.

3.4.3. Consideraciones técnicas y económicas

Lo expuesto en las secciones 4.1 y 4.2 evidencia tanto la necesidad de cambiar nuestro modelo energético actual, como el importante papel que pueden jugar las centrales termosolares en dicho cambio, pues la radiación solar supone un recurso prácticamente inagotable y ampliamente distribuido en la Tierra. Teniendo en cuenta esto, resulta comprensible hacerse la pregunta: ¿por qué no se está haciendo uso ya de esta tecnología y se instala un mayor número de centrales termosolares, no solo en España sino en todos aquellos países que cuentan con un buen nivel de radiación solar? A continuación se exponen los motivos por los que esto no se está haciendo aún.

En primer lugar está el hecho de que la electricidad generada por las centrales termosolares resulta aún más cara que la generada con centrales convencionales de carbón o gas natural. Puesto que existen muchas opciones tecnológicas diferentes, y pueden darse también muchas condiciones de contorno (precio del terreno, coste del agua, cercanía o lejanía de la red de transporte eléctrico, etc.) igualmente diferentes, no es posible dar un coste de la electricidad generada que sea válido para todos los casos, sólo puede hablarse de una banda aproximada de costes, que en la actualidad podemos fijar entre los



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

140 y los 220 €/MWh, que es sensiblemente superior al coste de la electricidad de origen fósil.

El principal factor que provoca una banda de costes tan amplia es la propia radiación solar, ya que hay zonas con un nivel de radiación solar directa anual de unos 1.900 kWh/m², mientras que en otras zonas se tienen niveles superiores a los 2.600 kWh/m², lo que supone que plantas con las mismas características y la misma inversión inicial producirían en una zona un 37% más de electricidad que en la otra, lo cual obviamente tiene un fuerte impacto en el coste final de la electricidad generada, ya que los costes de operación y mantenimiento son muy similares en ambos casos, pues apenas dependen del nivel de radiación solar, y la inversión inicial también sería muy similar. En España no resulta fácil encontrar zonas con valores de radiación directa superiores a los 2250 kWh/m², mientras que en EEUU, Norte de Africa y Australia resulta fácil encontrar zonas con niveles superiores a los 2.500 kWh/m².

Pero el que los costes actuales sean superiores a los de la electricidad de origen fósil no debe considerarse una barrera importante de cara al futuro, pues la tecnología termosolar se encuentra aún en una fase muy incipiente de desarrollo y posee un enorme potencial de reducción de costes. Si se analiza la evolución de la energía eólica o de la fotovoltaica, veremos que ambas tecnologías han experimentado una notable reducción de costes al pasar de una potencia total instalada a nivel mundial de 1 GW a 40 GW. El coste de los paneles fotovoltaicos bajó desde los 5 US\$/W en 1998 a 1,4 US\$/W en 2010 (una reducción del 70% aproximadamente), mientras que la eólica bajó desde los 4,3 US\$/W en 1984 hasta los 1,4 US\$/W en el 2010 (un 60% de reducción aproximadamente).

Igualmente las centrales termosolares tienen un enorme potencial de reducción de costes que irán materializando conforme vayan recorriendo su curva de aprendizaje y se aumente el número de plantas construidas. Actualmente la industria europea está liderando a nivel mundial el despliegue de las centrales termosolares, y está invirtiendo 10 billones de Euros en el periodo 2007-2014. A través de su organización europea, ESTELA, el sector ha preparado una hoja de ruta para conseguir que el precio de la electricidad Termosolar sea competitivo con el de la electricidad de origen fósil. Esta hoja de ruta contempla dos fases consecutivas: 2010-2012 y 2013-2020, y está plasmada en la denominada Iniciativa Industrial Europea para la Electricidad



Termosolar (STE-EII, Solar Thermal Electricity - European Industrial Initiative, en su versión inglesa original), que define unos objetivos y actuaciones a medio y largo plazo, de modo que entre los años 2020-2025 se llegue a la paridad de costes con la electricidad de origen fósil. Entre los objetivos de potencia total instalada se dan las cifras de 2 GW para el 2012 y de 30 GW para el 2020 (<http://www.estelasolar.eu>). Si se tiene en cuenta el potencial existente en los países del Norte de Africa, podrían lograrse unas cotas de potencia instalada en dicha zona de 20 GW en el 2020, 85 GW en el 2030 y 430 GW en el 2050 si se acometen las obras en infraestructuras requeridas para las interconexiones eléctricas.

La Agencia Internacional de la Energía hizo público en el año 2010 otra hoja de ruta para la implantación de centrales termosolares (OECD/IEA 2010), cuyo contenido avala las previsiones y planteamientos realizados por ESTELA. Por consiguiente, alcanzar la paridad de red parece totalmente factible si las centrales termosolares continúan su curva de aprendizaje mediante la construcción de nuevas plantas de modo que para el año 2020 se consiga en Europa unos 20 GW de potencia instalada. Si desde las Administraciones se apoya este despliegue mediante las medidas de acompañamiento adecuadas (incentivos, marco regulatorio estable y programas de I+D consensuados con el sector) el sector industrial se compromete a hacer realidad dicha paridad, la cual eliminaría la barrera que actualmente supone el mayor coste frente a la electricidad de origen fósil.

Pero es necesario no olvidar un elemento que resulta clave en todo este desarrollo, y es la mejora de las infraestructuras eléctricas existentes, especialmente las líneas eléctricas de interconexión, porque para que pueda ser realidad un mercado eléctrico basado fundamentalmente en las energías renovables es imprescindible disponer de extensas y potentes redes eléctricas que permitan enviar de forma eficaz la electricidad excedente en unas zonas a aquellas que sean deficitarias en ese momento. Un completo estudio realizado por el DLR alemán (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.) y disponible en <http://www.dlr.de/tt/trans-csp>, pone de manifiesto la excelente complementariedad que existe entre las distintas fuentes de energías renovables a nivel europeo, sobre todo entre la eólica y la solar, y la viabilidad técnica de abastecer mediante energía eólica y termosolar el 100% de la demanda eléctrica europea y del Norte de África si se instalan líneas eléctricas de transmisión de alto voltaje en corriente continua (denominadas líneas HVDC). En total harían falta 25 líneas



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

HVDC con una capacidad unitaria de 5 GW y un factor de capacidad del 50% para dar garantía de suministro.

Las líneas HVDC presentan unas pérdidas mucho menores que las líneas tradicionales de alta tensión en corriente alterna cuando transfieren energía eléctrica a grandes distancias. Para fijar ideas, transportar electricidad desde el Norte de África hasta el Norte de Alemania (lo que supone unos 3.000 km de distancia) mediante líneas HVDC solo supondría unas pérdidas no superiores al 10%, y teniendo en cuenta las inversiones necesarias esto significaría un encarecimiento de la electricidad por debajo de 20 €/MWh, cantidad que no resulta prohibitiva.

Las líneas HVDC ya se están usando en la actualidad en países como Canadá, Brasil o China, para transportar grandes cantidades de electricidad entre lugares distantes, por lo que no se está planteando tener que desarrollar una nueva tecnología, sino hacer uso de una tecnología que ya existe y está demostrada.

La construcción de líneas HVDC que comuniquen el norte de África y sur de Europa con el centro y norte de Europa permitiría disponer de verdaderas autopistas de transporte de electricidad entre emplazamientos que cuentan con altos niveles de radiación solar (el norte de África y sur de Europa) y otros que poseen un alto potencial eólico (centro y norte de Europa). Para el reparto y la distribución de la electricidad a nivel nacional se seguirían utilizando las líneas tradicionales en corriente alterna, por lo que las infraestructuras eléctricas ya existentes continuarían siendo útiles.

Puesto que el 95% de la población mundial se encuentra a menos de 3.000 km de lugares con un buen nivel de radiación solar directa, mediante la instalación de centrales termosolares en dichas zonas y líneas HVDC se podría abastecer al 95% de la población mundial.

Otro aspecto importante que es necesario considerar es la *gestionabilidad* (capacidad de satisfacer la demanda de los consumidores en cualquier momento) que aportaría un mercado energético basado principalmente, aunque no exclusivamente, en parques eólicos y centrales termosolares, que se abastecen de fuentes de energía intermitentes. Afortunadamente se ha comprobado que a nivel europeo existe una excelente complementariedad entre el recurso eólico y el solar, pudiéndose satisfacer con estas energías renovables el 100% del

consumo eléctrico europeo y del Norte de África. Un estudio llevado a cabo también por el DLR de los datos reales de radiación, viento y consumo de electricidad en la Unión Europea durante un periodo de varios años ha mostrado que habría sido posible abastecer al 100% la demanda de electricidad en toda la Unión Europea haciendo uso solamente de parques eólicos y centrales termosolares, las cuales se construirían fundamentalmente en el sur de Europa y en el norte de África, conectando el norte de África con Europa mediante líneas HVDC de 800 kV. Este planteamiento constituye la base de la iniciativa DESERTEC, fomentada por importantes empresas y gobiernos europeos (<http://www.desertec.org>).

A escala local o regional es muy difícil poder ofrecer una buena gestionabilidad basándose solo en la producción de electricidad suministrada por parques eólicos y centrales termosolares, aunque ya se ha visto en la sección 3.2 que las centrales termosolares poseen una buena gestionabilidad gracias a su facilidad para almacenar energía térmica durante las horas de sol. Pero a medida que se incrementa el tamaño de la zona estudiada, se aprecia una complementariedad creciente entre la energía eólica y la termosolar, llegándose a un 100% de complementariedad cuando se analiza conjuntamente toda la Unión Europea y el Norte de África. No obstante, si se desea asegurar un buen grado de complementariedad es necesario que la potencia total instalada eólica y Termosolar fuera bastante superior que la potencia demandada normalmente por el mercado. Esto sería sólo en el caso de que se desee prescindir por completo de la electricidad de origen fósil, pero si se mantiene una cierta generación fósil el grado de gestionabilidad que se obtendría sería excelente. Este es del planteamiento que parece haber sido considerado en el año 2003 por el Consejo Asesor Alemán para el Cambio Global (www.wbgu.de) cuando aconsejó que se implementaran las medidas necesarias para que en el siglo ^{xxi} se lleve a cabo una transformación del mercado energético de forma que al final de siglo se abastezca mediante las energías solar y eólica más de un 60% del consumo total mundial de energía primaria, manteniendo un cierto porcentaje de energía de origen fósil (fundamentalmente gas natural y petróleo). En la Fig. 7 se muestra este planeamiento recomendado por el Consejo Asesor Alemán para el Cambio Global.

Así pues, la humanidad se enfrenta al grave problema del cambio climático, pero afortunadamente existen soluciones a partir de las ener-





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

gías renovables, y lo único que hace falta es tomar las necesarias decisiones a nivel político, social y económico para ir dando pasos firmes en la solución del problema. Dichos pasos, ya están perfectamente definidos y explicados en diversos documentos que están avalados por científicos e instituciones internacionales de gran prestigio (ESTE-LA, la Agencia Internacional de la Energía y el Panel intergubernamental para el Cambio Climático, entre otras). Los datos y referencias dadas en esta sección avalan el importante papel que las centrales termosolares pueden jugar en la necesaria transición desde el esquema energético actual, dominado por los combustibles fósiles, y un esquema sostenible basado en las energías renovables.

El actual liderazgo español en el despliegue de la tecnología termosolar es internacionalmente reconocido, por lo que estamos ante una ocasión excepcional para convertir este sector en un impulsor de la economía nacional y generador de empleo.

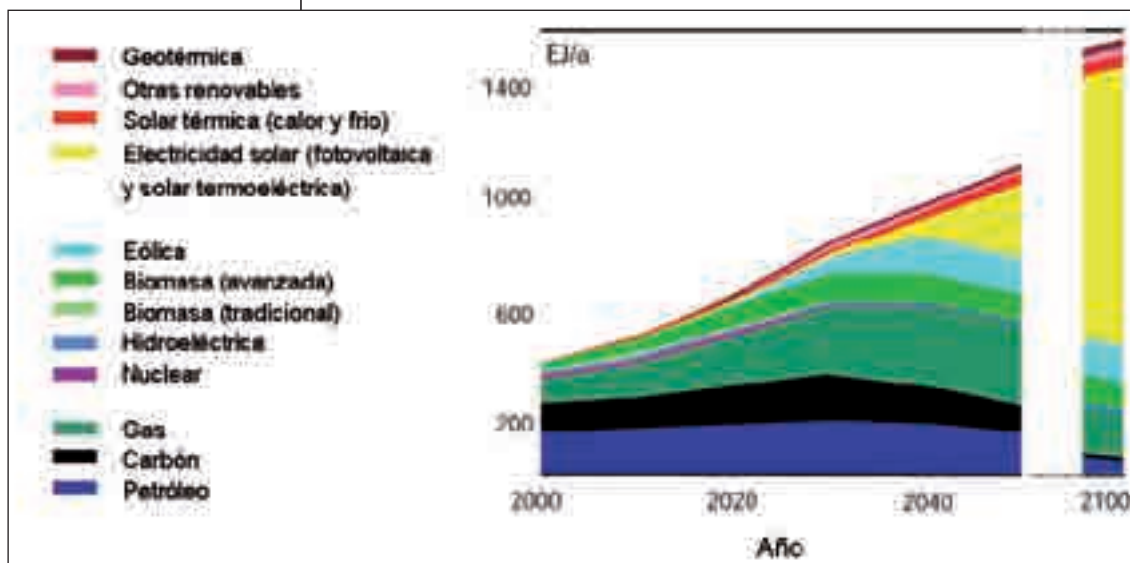


Figura 4. Evolución hacia un consumo sostenible de energía primaria, según el Consejo Asesor Alemán para el Cambio Global.
Fuente: German Advisory Council on Global Change, 2003
(www.wbgu.de).



3.5. Referencias

- ÁVILA, A. L. (2011). «Volumetric receivers in Solar Thermal Power Plants with Central Receiver System technology: A review». *Sol. Energy*, doi: 10.1016/j.solener.2011.02.002 (www.sciencedirect.com)
- FERNÁNDEZ-GARCÍA, A.; ZARZA, E.; PÉREZ, M.; VALENZUELA, L. (2010). «Parabolic-trough collectors and their applications». *J. Renewable and Sust. Energy Reviews*, 14, 1695-1721.
- KATO, Y.; TAKAHASHI, R.; SEKIGUCHI, T.; RYU, J. (2009). «Study on medium-temperature chemical heat storage using mixed hydroxides». *International Journal of Refrigeration-Revue Internationale Du Froid* 2009,32, (4), 661-666.
- KELLY, B. (2006). «Nexant Parabolic Trough Solar Power Plant Systems Analysis; Task 2 Comparison of Wet and Dry Rankine Cycle Heat Rejection». Informe del National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR-550-40163.
- LOVEGROVE, K.; LUZZI, A.; LOVEGROVE, K.; SOLDIANI, I.; KREETZ, H. (2001). «Developing ammonia based thermochemical energy storage for dish power plants». *Solar Energy Solar World Congress* 76, (1-3), 331-337.
- OECD/IEA (2010). «Technology Roadmap for Concentrating Solar Power». Disponible de forma gratuita en Internet en la dirección:http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2262.
- OECD/IEA (2010). «World Energy Outlook 2010». Libro publicado por la Agencia Internacional de la Energía, con ISBN: 978-92-64-08624-1.
- RODRIGUEZ-GARCIA, M.; MARQUEZ-PAYES, J. M.; BIENCINTO, M.; ADLER, J. P.; DIEZ, L. (2009). «First Experimental Results of a solar PTC facility using gas as the heat transfer fluid», Proceeding presentado en el congreso SolarPACES, 15-18 September, Berlin, Germany.
- STEINMANN, W.; TAMME, R. (2006). «Latent Heat Storage for Solar Steam Systems». Proceeding del congreso SolarPACES, Sevilla (España), 20 al 23 de junio de 2006.
- ZARZA, E.; VALENZUELA, L.; LEÓN, K.; HENNECKE, K.; ECK, M.; WEYERS, H. D. (2004). «Direct steam generation in parabolic troughs: Final results



Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica

and conclusions of the DISS project», en la revista: *Energy – The International Journal*, Volumen: 29, número 5-6. Páginas, inicial: 635 final: 644. Abril, 2004.

- ZARZA, E.; LÓPEZ, C.; CÁMARA, A.; MARTINEZ, A.; BURGALETA, J. I.; MARTÍN, J. C., FRESNEDA, A. (2008). «Almería GDV - The First Solar Power Plant with Direct Steam Generation». Proceeding del Congreso SolarPA-CES-2008, celebrado en Las Vegas (EE.UU.), del 4 al 7 de marzo de 2008.



4

ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA: GESTIÓN E INTEGRACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

D. Tomás DOMÍNGUEZ AUTRÁN

*Jefe del Departamento
de Centro de Control Eléctrico (CECOEL)*

Red Eléctrica de España

www.ree.es

4.1. Introducción al sistema eléctrico español

4.1.1. El sistema eléctrico español

Cuando un consumidor enciende una lámpara o conecta un aparato eléctrico se ponen en marcha un conjunto de elementos que operan de forma coordinada para satisfacer esa demanda de energía eléctrica. Este sofisticado sistema, al que denominamos «sistema eléctrico», comienza en las centrales de generación, donde se produce la energía eléctrica (centrales nucleares, térmicas convencionales, hidroeléctricas, parques eólicos, etc.). Esta energía, una vez transformada en alta tensión, se transporta a través de las líneas eléctricas hasta los centros de distribución, y es desde allí, una vez transformada al nivel de tensión necesario para cada tipo de consumo (residencial, industrial o servicios), desde donde se realiza la distribución final a los consumidores.



Figura 1. Esquema del Sistema Eléctrico Español.
Fuente: www.ree.es

De acuerdo con esta descripción en el sistema eléctrico español se pueden distinguir tres actividades físicas diferenciadas:

- a. La generación: Esta actividad consiste en producir energía eléctrica a partir de fuentes de energía primaria. Las centrales de generación producen energía eléctrica en media tensión que posteriormente se transforma y es vertida a la red de transporte en alta tensión. Si bien se trata de una actividad no regulada, las grandes inversiones que los propietarios deben acometer a la hora de construir cualquier central y durante su explotación, así como su largo periodo de amortización hacen necesario un marco regulatorio eficaz para la recuperación de inversiones y la venta de energía.
- b. El transporte: Esta actividad conecta las centrales de generación con la red de distribución mediante una red altamente mallada que otorga robustez al sistema. Este transporte de electricidad se realiza en alta tensión (400 kV y 220 kV) para minimizar las pérdidas de energía por disipación de calor en las líneas. La red de transporte incluye también las interconexiones interna-

cionales con los países de nuestro entorno (Francia, Portugal y Marruecos).

- c. La distribución: La red de distribución recoge la energía de la red de transporte y la conduce hasta el consumidor final (doméstico o industrial). Se trata también de una red mallada aunque se opera normalmente de forma radial. El nivel de tensión en el que se distribuye va desde la alta tensión en los puntos más alejados del consumidor final (132 kV) hasta la baja tensión en la instalación del consumidor final (380/220 V en el caso de un usuario doméstico), si bien a los consumidores industriales puede distribuírseles también en alta tensión.

Estas tres actividades deben ser gestionadas y coordinadas todos los días del año las 24 horas del día.

En el sistema eléctrico español, tal y como establece la ley 54/1997, del 27 de noviembre del Sector Eléctrico, es la empresa Red Eléctrica de España la responsable de realizar, a través de su centro de control eléctrico (CECOEL), las actividades necesarias para mantener permanentemente el equilibrio instantáneo entre producción y consumo, sin que ninguno de los elementos del sistema eléctrico funcione con una carga superior a la permitida.



Foto 1. Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de Red Eléctrica de España.
Fuente: www.ree.es

Red Eléctrica de España, fundada en 1985 en aplicación de la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, fue la primera empresa en el mundo en adoptar el modelo TSO (*Transmission System Operator*), es decir, en constituirse como Operador del Sistema y empresa transportista.





La función principal del Operador del Sistema es la de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Por otra parte, el TSO, como empresa transportista, es responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte, de su mantenimiento y mejora bajo criterios homogéneos y coherentes. Además el TSO gestiona el tránsito de electricidad con sistemas externos. El sistema eléctrico peninsular español forma parte del sistema interconectado europeo que abarca la mayor parte de la Europa continental hasta Polonia y Grecia y también está conectado con Marruecos, Argelia y Túnez.



Figura 2. Red europea de transporte de electricidad.
Fuente: www.ree.es

4.1.2. Las interconexiones internacionales

La responsabilidad del TSO en la gestión del tránsito de electricidad con los sistemas externos supone nuevos desafíos al sistema eléctrico español dado su alto grado de aislamiento del resto del sistema europeo que lo convierte, prácticamente, en una isla energética.



Figura 3. Red española de transporte de electricidad.
Fuente: www.ree.es

El grado de interconexión del sistema español con el sistema europeo es muy reducido. Esto se pone de manifiesto con la relación entre la capacidad de importación de energía del exterior y la capacidad instalada, que en el caso de España es inferior al 5%, valor ligeramente superior a la relación del sistema eléctrico de Reino Unido pero claramente inferior al mínimo exigido en el objetivo establecido por la Comisión Europea (Barcelona 2002), el cual recomendaba una capacidad de interconexión de al menos el 10% para el año 2005. La mayoría de esta capacidad de interconexión está establecida con el sistema eléctrico portugués cuyo tamaño es reducido y generalmente presenta las mismas necesidades en el mismo momento que el sistema español. La relación efectiva de interconexión con el sistema eléctrico europeo es del 1,5%, utilizando el mismo cálculo que en la relación anterior pero teniendo en cuenta tan solo la capacidad de importación a través de la frontera francesa.



Figura 4. Capacidad de interconexión.
Fuente: www.ree.es

Por lo tanto, el aumento de la capacidad de interconexión con el sistema europeo se ha convertido en uno de los objetivos principa-



les de Red Eléctrica de España como Operador del Sistema. Cabe destacar que a medio plazo (horizonte 2014) está prevista la construcción de una nueva interconexión con Francia en corriente continua que prácticamente duplicará la capacidad actual de interconexión.

4.1.3. La demanda y el equilibrio generación-demanda

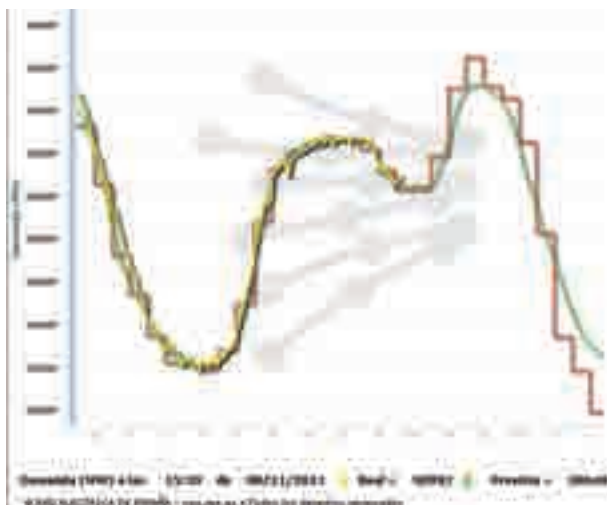
La generación producida por el conjunto de generadores del sistema debe ajustarse al consumo de energía demandada en cada uno de estos instantes.



Figura 5. Equilibrio generación-demanda.
Fuente: www.ree.es

Esta demanda es el mejor indicador de la carga de trabajo a la que se está sometiendo al conjunto del sistema eléctrico.

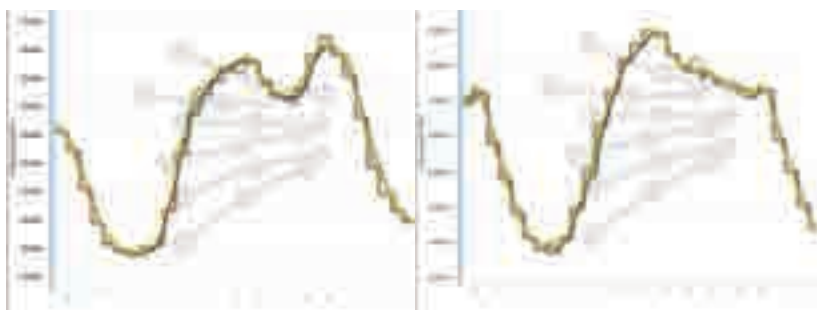
En la siguiente gráfica, disponible en la página web de Red Eléctrica, se puede ver el consumo de energía eléctrica en tiempo real, donde la curva roja representa la energía programada que los agentes han casado en el mercado diario reajustado en los distintos mercados intradiarios y corregida por el Operador del Sistema desde la hora en curso hasta la hora en que comienza el siguiente mercado intradiario, es decir, la generación puesta en juego para cubrir la demanda real. La curva verde es la previsión realizada por REE para ese día, y la línea de color amarillo representa la demanda real calculada correspondiente al consumo del sistema en cada instante.



Gráfica 1. Curva de demanda peninsular típica de invierno.
Fuente: www.ree.es



El análisis detallado de la curva de demanda peninsular pone de manifiesto que ésta varía fuertemente dentro de cada día según la hora, y dentro del año según la estación, día de la semana, laborabilidad, temperatura, luminosidad y otros factores de difícil medición. Así se puede decir que existen curvas de demanda típicas de invierno y de verano. Esto es porque hay momentos del día en los que se demanda más energía, las llamadas horas punta, y otros momentos en los que la demanda se reduce de forma perceptible, denominadas horas valle.



Gráfica 2. Curva de demanda peninsular típica de invierno (izquierda) y típica de verano (derecha). Fuente: www.ree.es

En invierno las horas punta del sistema se producen por la mañana y por la tarde/noche. Si se observa la curva de demanda típica de



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

invierno, aproximadamente a las 6.00 h de la mañana se produce el ascenso de la demanda eléctrica coincidiendo con el inicio de la jornada laboral. Entre las 11.00 h y las 13.00 h se produce un pico de demanda coincidiendo con la máxima actividad de las empresas y con el uso de hornos y cocinas en los hogares. Entre las 18.00 h y las 20.00 h se alcanza el valor máximo de demanda por la confluencia de la actividad comercial y el aumento de la actividad de los hogares.

En verano, sin embargo, el máximo de demanda se produce en las horas centrales del día, entre las 12.00 h y las 16.00 h, como consecuencia del uso de cocinas, televisión, etc., sumada a la entrada en funcionamiento de los equipos de aire acondicionado.

En España las puntas máximas de demanda se producen en invierno, en días laborables y muy fríos. De hecho, el máximo histórico absoluto de demanda se produjo el día 17 de diciembre de 2007 a las 18.50 h con 45.450 MW.

Como se ve, una de las características más destacable es la diferencia en el consumo en las horas punta y valle, lo cual se traduce en un elevado valor del cociente entre el máximo y el mínimo consumo (del orden de 1,7, mientras que en otros sistemas eléctricos europeos está en torno a 1,3). Esta característica se explica en gran medida por el relativo bajo peso de la industria española, con consumos que pueden ser mantenidos durante todo el día, dentro del consumo energético español, ya que la demanda doméstica y comercial se concentra en unas determinadas horas del día mientras que en otras es mucho más baja.

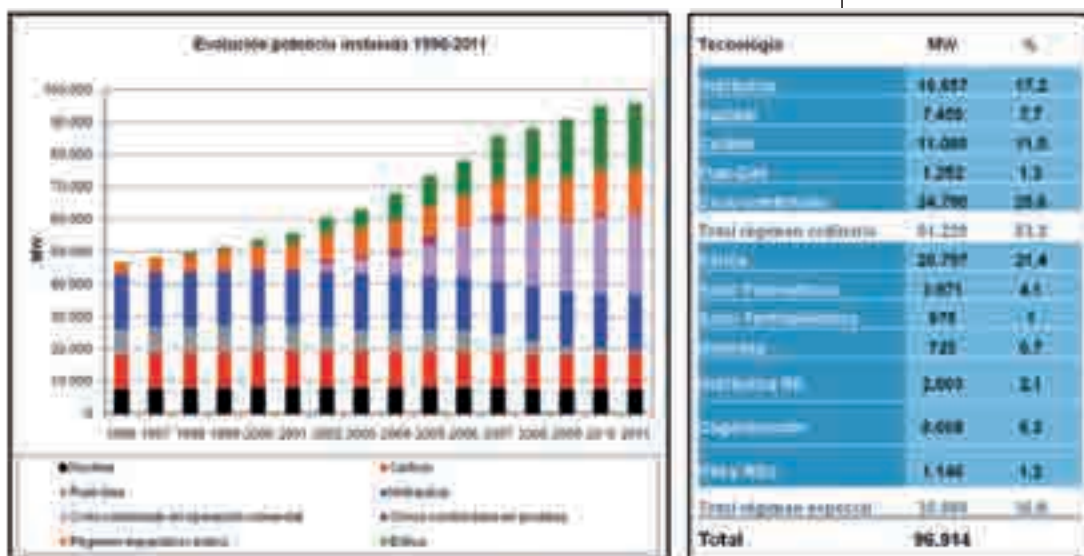
Se desprende de lo expuesto que una segunda característica propia del sistema eléctrico español, junto con la escasa capacidad de interconexión, es la morfología de la curva de carga.

4.1.4. El mix de generación actual y el comportamiento de cada tecnología

El seguimiento continuo por parte de la generación de las variaciones de la carga exigidas libremente por el conjunto de consumidores del sistema constituye la cobertura de la demanda. Para cubrir esta demanda, el sistema peninsular español cuenta con un parque genera-



dor de 96.914 MW (a fecha 1 de noviembre de 2011) formado por una combinación diversificada de tecnologías de generación, contando con centrales de ciclo combinado de gas natural, centrales nucleares, centrales hidráulicas, centrales de carbón, generadores eólicos, fotovoltaicos y termosolares, entre otros. Es lo que se conoce como mix de generación.



Gráfica 3. Evolución de la potencia instalada desde 1996 a 2011 y potencia instalada por tecnología a fecha 1/11/2011. Fuente: www.ree.es

Se puede observar que el crecimiento en potencia instalada de ciertas tecnologías es evidente. Es el caso de las tecnologías renovables, por ejemplo los generadores eólicos, que en los últimos diez años ha aumentado 6 veces la potencia instalada suponiendo a fecha 1 de noviembre de 2011 un 21,4% del total de la potencia instalada del parque generador español. En paralelo con este crecimiento, también se observa el de los ciclos combinados, que en los últimos diez años se han convertido en la tecnología con mayor potencia instalada suponiendo el 25% del total de la potencia instalada del parque generador español.

A la vista de la gráfica anterior, se hace necesario definir qué es régimen especial, puesto que se trata de un grupo de tecnologías que también han experimentado un crecimiento notable. De acuerdo a lo establecido en el RD 661/2007, 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial,



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

la actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial cuando se realice mediante instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW y en los siguientes casos:

- Instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.
- También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

De esta forma se puede dividir en dos grandes grupos los tipos tecnologías que componen el *mix* de generación, aquellas que pertenecen al régimen especial y aquellas que componen el régimen ordinario. El conjunto de instalaciones pertenecientes al régimen especial supone prácticamente el 37% del total de la potencia instalada del parque generador español. Dentro de este grupo estarían las tecnologías de generación con una potencia instalada inferior a 50 MW cuyo origen sea renovable, además de la cogeneración y otro tipo de tecnologías, tal y como aparece en la definición de régimen especial dada en el párrafo anterior. El grupo de régimen ordinario representa el 63% restante del total de la potencia instalada del parque generador español y englobaría al resto de tecnologías que se corresponden con lo que conocemos como centrales convencionales, esto es aquellas centrales térmicas que emplean la combustión del carbón, petróleo y derivados o gas natural para generar la energía eléctrica. Es necesario precisar que dentro de este grupo también está incluida la gran hidráulica así como las centrales nucleares.

Según la capacidad de atender instrucciones del Operador del Sistema y la aportación efectiva para la alimentación de la de-

manda, las tecnologías de generación se pueden clasificar en generación gestionable, generación de carga base y generación intermitente:

a. La generación gestionable

Según el Real Decreto 661/2007 anexo XI, de forma simplificada se puede decir que la generación gestionable es aquella que puede seguir las instrucciones del Operador del Sistema sin que se produzca pérdida significativa de energía primaria.

Esta capacidad existe cuando una unidad de generación gestionable funciona con una potencia comprendida entre su mínimo técnico, potencia mínima que debe producir la unidad para lograr un funcionamiento estable, y su plena carga. Los grupos actualmente considerados como de generación gestionable son los grupos de carbón, fuel-gas, ciclo combinado, hidráulicos y algunos grupos de cogeneración o solar termoelectrica que hayan superado las pruebas de gestionabilidad establecidas por el Operador del Sistema. La normativa establece que toda la generación gestionable será la generación que pueda variar su carga según los requerimientos de éste.

Dentro de las tecnologías gestionables existen diferentes grados de flexibilidad. Las centrales de carbón y fuel-gas son actualmente las que presentan una respuesta más lenta, mientras que las centrales de ciclo combinado son más flexibles. Las centrales hidráulicas son las más rápidas, eficientes y fiables del sistema. Sin embargo, la potencia disponible en cada momento en una central hidráulica depende del salto de agua y, por tanto, del nivel de llenado de los embalses; por ello en años secos su potencia producible disminuye considerablemente. Por el mismo motivo, existe una limitación de energía disponible, siempre dependiente de la hidraulicidad.

La tecnología con mayor flexibilidad operativa se encuentra en las centrales hidráulicas de bombeo ya que a las características de toda central hidráulica con embalse de regulación éstas suman la capacidad pasar a consumir electricidad de la red para bombear agua al embalse superior y turbinarla posteriormente devolviendo gran parte de la energía utilizada durante el bombeo de nuevo al sistema eléctrico.





Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica

La flexibilidad y la capacidad de respuesta de la cogeneración dependen de la tecnología utilizada y, sobre todo, de las necesidades de calor industrial de los procesos productivos asociados.

La generación solar termoeléctrica puede variar su producción de forma relativamente rápida pero su flexibilidad está condicionada por el recurso de radiación solar directa y la capacidad de almacenamiento de energía de sus sales. La mayor parte de estas plantas pueden tener también una aportación de calor suplementario mediante la combustión de gas natural, aunque la contribución en términos de energía calorífica está limitada al 15% del total anual.

Existen otras tecnologías que actualmente se consideran como no gestionables, pero que presentan un cierto potencial de ser gestionables en un futuro; tal es el caso de la generación de biomasa, biogás o geotérmica.

b. La generación de carga base

La generación de carga base es aquella que funciona con su máxima potencia disponible, normalmente cercana a su plena carga, y que como consecuencia de las características inherentes a los procesos de transformación de la energía que utilizan no permite la modificación de la consigna de potencia a requerimiento del operador del sistema, salvo en situaciones singulares.

La generación nuclear es la tecnología más importante dentro de la generación de carga base. Funciona de manera muy predecible, con una carga constante.

Aunque su generación no es tan estable y predecible como la generación de origen nuclear, una buena parte de la cogeneración de comporta como generación en carga base generando constantemente una potencia prácticamente igual a la de la plena carga durante los periodos en los que se encuentra acoplada al sistema. Su producción está altamente condicionada por las exigencias de alto rendimiento impuestas, a veces sólo alcanzables a potencias altas, pero sobre todo por los procesos productivos que dependen de la aportación de calor generado por la central eléctrica.

c. La generación intermitente

Aunque no se menciona en la normativa actual, a efectos de la operación del sistema se podría establecer la definición de generación intermitente como aquella cuya potencia producida no es completamente controlable, debido a que la disponibilidad de su recurso energético primario no es gestionable, por lo que sólo es controlable para reducir su valor de producción como último recurso con el fin de mantener la seguridad del sistema. Esta reducción de producción implica una pérdida, siempre indeseable, de energía primaria.

El concepto de generación intermitente está asociado al de energías renovables, excepción hecha de la hidráulica con embalse de regulación. Dado que la fuente de energía primaria depende normalmente de variables atmosféricas existe además un error significativo en su predicción de funcionamiento, lo que implica el consiguiente impacto negativo en los cálculos de balance de potencia del conjunto del sistema eléctrico.

Las principales energías renovables e intermitentes están ligadas actualmente a la generación eólica, la generación solar fotovoltaica, la generación solar termoeléctrica no gestionable y la generación hidráulica fluyente, cuya potencia máxima producible en cada momento depende de un recurso primario que no es controlable ni almacenable y posee una variabilidad estocástica significativa.



Foto 2. Ejemplos de generación renovable.
Fuente: REE.

Las tecnologías de generación intermitente presentan en general factores de producción bajos, lo que se traduce en una contribución incierta a la cobertura de las puntas de demanda. En el caso de la generación eólica no se identifica una correlación de su po-



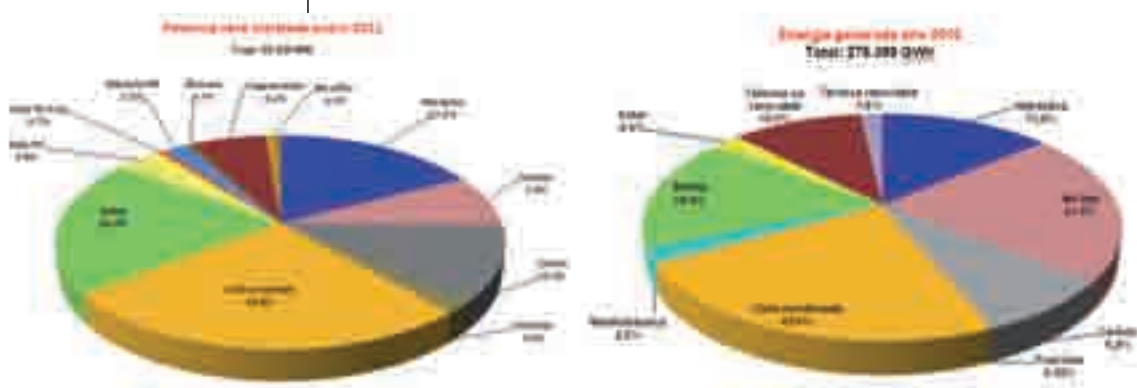


tencia producida con las puntas de demanda, ya que habitualmente los mayores consumos se producen en situaciones de anticiclón en las que la aportación de la generación eólica es baja. En el caso de la generación solar fotovoltaica su participación en las puntas de invierno es nula dado que éstas se producen entre las 18.30 y las 20.00 h. No obstante, esta tecnología de generación sí contribuye de manera significativa con una alta probabilidad a la cobertura de las puntas de verano dado que estas últimas se producen a mediodía.

Dada la ausencia de firmeza en la disponibilidad de la generación renovable intermitente, se pone de manifiesto que este tipo de generación apenas puede ser considerado en los análisis de seguridad de la cobertura. Por ello, la instalación de generación intermitente prácticamente no disminuye la necesidad de generación gestionable que sí tiene la capacidad de producir potencia cuando los consumidores lo requieren.

Otro efecto significativo de los bajos factores de producción de la generación intermitente es que para lograr un valor determinado de energía producida a partir de una tecnología se requieren valores muy altos de potencia instalada.

Este hecho se puede observar en las gráficas que aparecen a continuación donde se representa la distribución de las tecnologías de generación según su potencia instalada en enero de 2011 y su aportación a la cobertura de la demanda en el año 2010.



Gráfica 4. Mix de generación eléctrica en el sistema eléctrico español en términos de potencia instalada neta en enero de 2011 y en términos de energía generada en el año 2010.

Fuente: www.ree.es



El avance hacia un modelo energético medioambientalmente más sostenible y menos dependiente de combustibles fósiles importados de otros países está introduciendo un contingente importante de generación intermitente en el sistema eléctrico. Aunque el sistema eléctrico peninsular español es relativamente flexible, existiendo bajo riesgo de que se produzcan situaciones de falta de cobertura, el hecho de introducir un elevado volumen de generación intermitente requiere aumentar de forma significativa la flexibilidad del resto del sistema, logrando que la generación intermitente tenga un comportamiento próximo al que poseen los generadores gestionables como el que la tecnología permita en cada momento. Requerirá también aumentar la capacidad de las interconexiones internacionales e introducir nuevos almacenamientos, esencialmente centrales hidráulicas de bombeo. Se presenta también al vehículo eléctrico como una aportación positiva si su desarrollo se instrumenta adecuadamente en el aspecto relativo a su recarga; en caso contrario las consecuencias serán negativas para la integración de la energía renovables.

4.2. Integración de energías renovables en el sistema eléctrico español

En la actualidad, a nivel europeo, se trabaja conjuntamente para conseguir asegurarse un suministro de electricidad seguro, barato y limpio. De este modo, el nuevo plan energético europeo plantea el llamado objetivo 20/20/20. Este objetivo consiste en conseguir que para el año 2020:

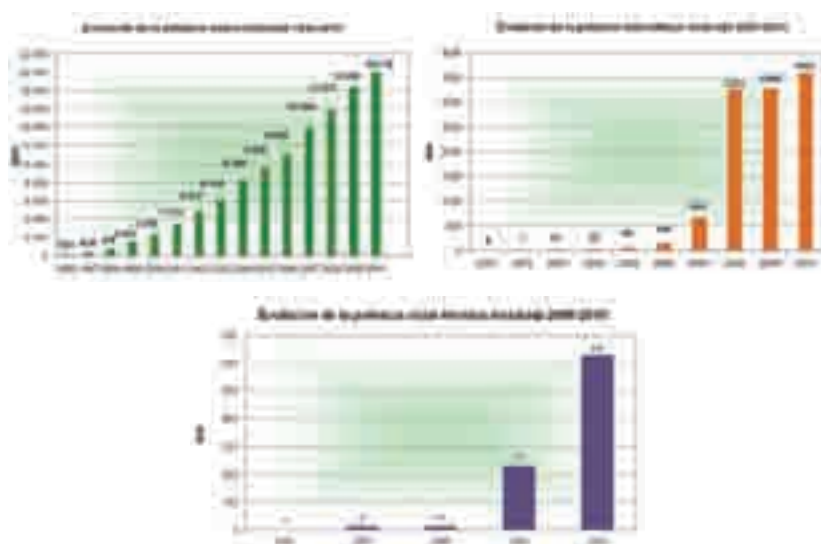
- El 20% de la energía final consumida procederá de energías renovables.
- Una reducción del 20% de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- Una reducción del 20% del consumo de energía primaria respecto al nivel de consumo proyectado para 2020 en 1990.



Figura 6. Estrategia 20/20/20.
Fuente: REE.

La consecución del objetivo 20/20/20 plantea serios retos para la estructura energética española. Se estima que en 2020 el 40% de generación eléctrica deberá ser de origen renovable para conseguir alcanzar el objetivo de una reducción del 20% de emisiones de gases de efecto invernadero; según el último borrador del *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020* con fecha del 6 de mayo de 2011. Esto supone un crecimiento sostenido en tecnologías renovables, exceptuando la hidráulica convencional cuyo nivel actual de aprovechamiento deja poco margen a su incremento, hasta alcanzar alrededor de 35.750 MW de generación eólica, tanto terrestre como marina, 7.250 MW de generación solar fotovoltaica y 4.800 MW de generación solar térmica en el año 2020.

Si se analiza el sistema eléctrico español se observa que las energías renovables se han implantado de manera significativa:



Gráfica 5. Evolución de la potencia neta instalada a 1 de enero de 2011.
Fuente: www.ree.es

Como se ve en las gráficas este crecimiento ha resultado especialmente importante en el caso de la generación eólica, que con una potencia instalada a principios del año 2011 de 19.976 MW es la segunda tecnología con mayor potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español, tan solo por detrás de las centrales de gas de ciclo combinado. Otras tecnologías renovables como la solar fotovoltaica con 3.602 MW de potencia instalada a finales del año 2010 o la solar térmica con 630 MW en el mismo año han adquirido relevancia en el parque generador. Históricamente la minihidráulica ha tenido una importancia que aún mantiene con cerca de 2.000 MW instalados. El resto de tecnologías renovables implantadas en España tienen mucho menor peso en el *mix* de producción. Estas tecnologías son la biomasa o la incineración de residuos de naturaleza renovable.

A continuación se analizan con más detalle cada uno de los retos que se le presentan a Red Eléctrica de España, en su condición de Operador del Sistema (OS), a la hora de integrar esta gran cantidad de generación de origen renovable en el sistema eléctrico español caracterizado por una escasa capacidad de interconexión y por una morfología singular de la curva de carga.



4.2.1. Capacidad del régimen especial (RE) para hacer frente a los requerimientos de la demanda

Tal y como se ha mencionado anteriormente, a lo largo del día se producen importantes variaciones en la demanda eléctrica, existiendo una gran diferencia en el consumo entre las horas punta y valle.

Por otra parte, con la tecnología actual la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades, de manera que la energía consumida en cada momento debe ser producida en ese mismo instante.

Para conseguir este equilibrio entre demanda y producción de energía, el equipo generador debe adaptar en todo momento su producción a las necesidades del sistema que, en definitiva, es el agregado de las necesidades de cada uno de los consumidores de energía eléctrica en cada instante. Sin embargo, no todos los grupos de generación contribuyen de igual manera a lograr este objetivo, sino que la flexibilidad de cada instalación para hacer frente a variaciones de producción viene determinada por su tecnología.

Los generadores de Régimen Especial (eólicos, termosolares y fotovoltaicos, entre otros) tienen prioridad sobre el resto de tecnologías para generar energía, siempre que se den las condiciones favorables en cuanto a su fuente de energía primaria (viento, sol, etc.) para poder producir.

Por tanto, la producción de energía de este tipo de generadores viene condicionada por la disponibilidad de su fuente de energía primaria, independientemente de las necesidades de generación en el sistema en función de la demanda de energía. Este hecho conlleva a que en determinadas ocasiones en las que la demanda del sistema es elevada (horas punta), la contribución de los generadores de Régimen Especial a la cobertura de la demanda sea escasa, así como a que en escenarios con demandas inferiores (horas valle) la producción del Régimen Especial sea elevada.

4.2.2. Congestionamientos en la evacuación

Uno de los objetivos del Operador del Sistema es facilitar la máxima integración de las energía renovables. Sin embargo, para garantizar la seguridad del sistema, objetivo básico e irrenunciable, en ocasiones resulta inevitable limitar la producción de este tipo de generadores. Estas limitaciones se debén, principalmente, a inviabilidad de los



balances de energía por excedentes de generación y a congestiones en la evacuación de la Red de Transporte o de la Red de Distribución.

a. Inviabilidad de los balances de energía

Anteriormente se ha mencionado que en la actualidad la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades, de manera que en todo momento debe existir un equilibrio entre la generación y el consumo de energía. Para la consecución de dicho equilibrio resulta esencial que el sistema disponga de reservas de regulación. Se entiende por reservas de regulación a los márgenes de variación de potencia que existen en el sistema eléctrico para afrontar las variaciones de demanda.

Sin embargo, no todos los generadores tienen la misma capacidad de aportar reserva de regulación al sistema, sino que la reserva de regulación que un generador es capaz de ofrecer viene condicionada por su tecnología.

En el caso de la generación de régimen especial no gestionable (generación eólica y fotovoltaica, entre otras), la producción de energía depende de la disponibilidad de su fuente de energía primaria y no disponen de capacidad de regulación. La potencia generada por este tipo de productores tenderá a ser siempre la máxima que les permita su fuente de energía primaria.

En situaciones en las que la demanda del sistema es baja y existe una elevada generación no gestionable en el sistema, la reserva de regulación a bajar del sistema puede llegar a agotarse. Estas situaciones tienen una probabilidad de ocurrencia mayor en las horas valle con elevada producción eólica.

En estos casos resulta inevitable establecer limitaciones a la generación del sistema. El orden que el Operador del Sistema sigue a la hora de emitir las instrucciones para la reducción de la generación es el siguiente:

- 1.º Régimen ordinario.
- 2.º Régimen especial gestionable no renovable.
- 3.º Régimen especial gestionable renovable.
- 4.º Régimen especial no gestionable no renovable.
- 5.º Régimen especial no gestionable renovable.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Siguiendo el orden anteriormente indicado, las primeras instalaciones a las que se les da orden de reducción de producción son las instalaciones de régimen ordinario hasta los límites técnicamente posibles para el sistema eléctrico. Así, las reservas de regulación del sistema son principalmente aportadas por la generación de régimen ordinario, por lo que siempre es necesario mantener acoplados un número adecuado de generadores de este tipo que aporten al sistema los requisitos mínimos de reserva de regulación que garanticen la operación segura del sistema.

Por otra parte, debido a los tiempos de arranque de las centrales térmicas, se deben mantener siempre cierto número de grupos acoplados en el sistema para garantizar su disponibilidad en las horas de mayor demanda.

Por tanto, para garantizar los márgenes de reserva adecuados para la operación segura del sistema y la disponibilidad de los grupos térmicos en las horas de mayor demanda, tras emitir las instrucciones posibles de reducción de producción a los generadores de régimen ordinario, en ocasiones resulta inevitable dar orden de reducción a la generación de régimen especial.

b. Congestion en la Red de Transporte y en la Red de Distribución

El mantenimiento de la Red de Transporte y la Red de Distribución, así como la indisponibilidad de elementos de estas redes debido a averías, conllevan en ocasiones la necesidad de reducción de la producción de régimen especial por falta de medios de evacuación.

Esta situación es más frecuente en aquellas instalaciones conectadas en antena, es decir, en las que únicamente existe una vía de evacuación de la energía producida.

4.2.3. Falta de observabilidad y dispersión

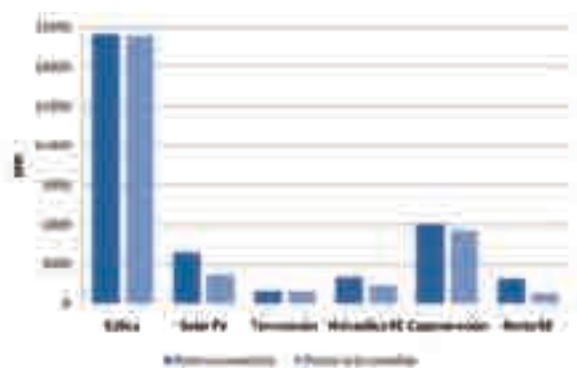
A diferencia del régimen ordinario, una parte importante de la generación de régimen especial se encuentra conectada a la red de distribución, la cual, en general, no es observada ni controlada por el Operador del Sistema.



Para poder realizar un buen control de la generación del sistema que garantice la calidad y continuidad de suministro, resulta imprescindible que el Operador del Sistema disponga en todo momento de información acerca de energía producida por los todos los generadores del sistema, tanto si están conectados a la Red de Transporte como a la Red de Distribución.

En el RD 1565/2010 se establece que las agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas o instalaciones fotovoltaicas con un potencia total entre 1 y 10 MW deberán enviar la telemedida en tiempo real al Operador del Sistema.

En la gráfica siguiente se observa la potencia instalada y telemedida para cada una de las instalaciones de Régimen especial.



Gráfica 6. Potencia instalada y telemedida de instalaciones de Régimen Especial a fecha 1/11/2011. Fuente: www.ree.es

4.2.4. Control de tensión

La tensión es uno de los parámetros que determina la calidad del servicio. Los márgenes dentro de los cuales se debe mantener la tensión en los diferentes nudos de la red quedan establecidos en los Procedimientos de Operación.

Los generadores de régimen ordinario desempeñan un papel fundamental en el control de la tensión del sistema, ya que se encargan de mantener la tensión en los nudos en los que están conectados dentro de los márgenes establecidos, mediante la inyección o absorción de lo que se conoce como energía reactiva. Cuando



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

se necesita subir la tensión en un nudo de la red, los generadores conectados generan energía reactiva y cuando se pretende disminuir la tensión en ese nudo, los generadores conectados absorben energía reactiva.

Por su parte, a día de hoy los generadores de régimen especial no contribuyen al control de tensión del sistema en la misma medida que el régimen ordinario, ya que su inyección o absorción de energía reactiva es independiente de la tensión en el nudo en el que están conectados.

Dado el crecimiento experimentado por la generación de régimen especial en los últimos años y su contribución en la cobertura de la demanda, resulta fundamental la contribución de este tipo de generadores en el control de la tensión del sistema de manera análoga al régimen ordinario. Con este objetivo, actualmente se está trabajando en el desarrollo de la normativa que regule la participación del régimen especial en el control de la tensión del sistema.

4.2.5. Comportamiento ante perturbaciones

Cuando se produce una perturbación en el sistema eléctrico, momentáneamente tiene lugar una caída generalizada de las tensiones de la red, dando lugar a lo que se conoce como hueco de tensión. Dicho hueco de tensión será de mayor magnitud en los puntos cercanos al lugar donde ha tenido lugar la perturbación y se irá aminorando a medida que aumenta la distancia.

Inicialmente, los sistemas de protección de los generadores eólicos y fotovoltaicos que había instalados en el sistema actuaban cuando detectaban un hueco de tensión desconectando estos generadores de la red. La desconexión de generadores eléctricos por este motivo podría llegar a suponer un riesgo importante para la seguridad del sistema en caso de ocasionar un desequilibrio importante entre la generación y la demanda.

Para evitar los riesgos asociados a la desconexión por hueco de tensión de contingentes de energía eólica superiores a los que el sistema podía soportar sin poner en riesgo la seguridad, hasta el año 2009 el Operador del Sistema se vio obligado en varias ocasio-



nes a emitir consignas de reducción de su producción a los parque eólicos.

Para solventar este problema, los generadores eólicos instalados a partir del 1 de enero del 2008 deben ser capaces de soportar los huecos de tensión conforme a los requisitos establecidos en el Procedimiento de Operación 12.3. Así mismo, muchos de los generadores eólicos instalados con anterioridad a esta fecha han adecuado sus sistemas para soportar huecos de tensión.

Igualmente, las instalaciones fotovoltaicas instaladas a partir del 1 de junio de 2011 deben ser capaces de soportar huecos de tensión conforme los requisitos establecidos en el Procedimiento de Operación 12.3 y muchas de las instalaciones anteriores se están adaptando a soportar estas huecos.

En la actualidad, con estas medidas los posibles problemas en el sistema derivados de la desconexión súbita de parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas por hueco de tensión han quedado prácticamente solventados.

4.2.6. Variabilidad e incertidumbre

Las producciones eólica y solar están sujetas a una gran variabilidad, debido a los grandes cambios de intensidad de viento y luminosidad que pueden llegar a producirse en muy poco tiempo.

Por otra parte, a pesar de las sofisticadas herramientas empleadas para la previsión de la generación eólica y fotovoltaica, actualmente todavía existe un cierto margen de incertidumbre que es necesario tener en cuenta en la programación de la cobertura de la demanda eléctrica.

La integración segura de las energías renovables en el sistema obliga a disponer de cierto margen de reservas adicional con el que poder hacer frente a las posibles variaciones asociadas a la producción eólica y fotovoltaica, así como a los posibles errores en su previsión.

Con el objetivo de integrar en el sistema eléctrico la máxima producción de energía de origen renovable posible manteniendo los niveles



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

de calidad y seguridad de suministro, a mediados de 2006, Red Eléctrica de España puso en marcha el Centro de Control de Régimen Especial (CECRE).



Foto 3. Centro de Control Eléctrico de Régimen Especial (CECRE) de Red Eléctrica de España. Fuente: REE.

De acuerdo con la normativa española establecida por primera vez en el RD 1454/2005 y ratificada en el RD 661/2007, desde el 31 de julio de 2007, las instalaciones de generación de régimen especial de tamaño mayor de 10 MW deben ser supervisadas y controladas por el CECRE. Gracias a 30 centros de control habilitados por el Operador del Sistema como interlocutores con el CECRE con la suficiente capacidad de control, mando y seguimiento actuando como agregadores de información, el CECRE recibe cada 12 segundos información en tiempo real de cada instalación relativa al estado de conexión, la producción tanto de potencia activa como de reactiva y la tensión en el punto de conexión. En el caso de parques eólicos recibe también la velocidad y dirección del viento y la temperatura en el parque. Los requisitos que deben cumplir estos centros de control conectados con el CECRE aparecen recogidos en el Procedimiento de Operación 8.2 y la información que deben remitir al Operador del Sistema se detalla en el Procedimiento de Operación 9.

Esta información es captada por el sistema de control de Red Eléctrica de España haciéndose accesible al operador del CECRE las 24 horas del día, todos los días del año.

De manera simultánea, dicha información es utilizada en una aplicación especialmente diseñada para comprobar cada 20 minutos si el escenario de generación con la contribución de las energías

renovables es admisible sin merma de calidad y seguridad en el suministro. A través de los enlaces entre los ordenadores del CECRE y de los diferentes centros de control de generación, el CECRE puede también emitir órdenes de limitación de la producción de las instalaciones de generación renovable no gestionable. Estas instrucciones deben cumplirse en menos de 15 minutos tal y como se exige en el PO 3.7. De esta forma, en caso de detectarse situaciones inadmisibles en el sistema debido a la alta producción eólica se pueden corregir rápidamente.

4.3. El papel actual y futuro de la generación solar termoeléctrica

4.3.1. ¿Qué es la generación solar termoeléctrica?

Una central solar termoeléctrica es aquella que aprovecha la radiación solar directa para la producción de energía eléctrica. A diferencia de las centrales fotovoltaicas, que aprovechan las propiedades de los materiales semiconductores y transforman la energía que irradia el Sol en energía eléctrica, las plantas termosolares emplean la radiación solar para calentar un fluido, el fluido termoportador, cuyo uso en un ciclo termodinámico convencional produce la potencia necesaria para generar energía eléctrica. Atendiendo a esta definición podemos decir que las centrales solares termoeléctricas producen electricidad casi de la misma forma que las centrales convencionales.

Una planta termosolar se caracteriza, además, por presentar un rango de aprovechamiento térmico de alta temperatura, es decir, las temperaturas se encuentran por encima de 250 °C. Esta característica obliga a que estas plantas dispongan de unos dispositivos de complejo diseño, llamados colectores solares de concentración, para captar la radiación solar y transmitírsela al fluido termoportador para su posterior aprovechamiento. La principal complicación que presentan los colectores es la necesidad de un sistema de seguimiento para conseguir que el colector esté permanentemente orientado en dirección al sol y cumplan su función de captar y concentrar la radiación solar sobre el receptor (fluido termoportador) que finalmente se convertirá en energía eléctrica en el sistema de conversión de potencia. Además de estos elementos, las plantas termosolares pueden incluir un sistema de almacenamiento térmico que permita a la central operar en periodos de ausencia de radiación.





En la actualidad existen tres tipos principales de plantas termosolares clasificadas atendiendo al sistema de concentración solar del que disponen: las de colectores cilindro parabólicos, las de torre y las de disco *Stirling*.

La tecnología cilindro-parabólica basa su funcionamiento en el seguimiento solar y en la concentración de los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal de los cilindros. Por estos tubos circula un fluido transmisor de calor calentado a aproximadamente a 400 °C por los rayos solares concentrados. Este fluido es bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. El calor presente en este vapor, se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor convencional.



Foto 4. Planta termosolar de canales parabólicos. Fuente: REE.

En los sistemas de torre, o de receptor central, un campo de helióstatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol, reflejan la radiación solar para concentrarla hasta 600 veces sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre. Este calor se transmite a un fluido con el objeto de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.



Foto 5. Planta termosolar de torre. Fuente: REE.

Un sistema de concentrador disco Stirling consta de un espejo parabólico de gran diámetro con un motor de combustión externa tipo «Stirling» emplazado en su área focal. El sistema está provisto de los mecanismos necesarios para poder realizar un seguimiento de la posición del sol en dos ejes. El funcionamiento consiste en el calentamiento de un fluido localizado en el receptor hasta una temperatura entorno a los 750 °C. Ese fluido se emplea para alimentar un motor Stirling que genera electricidad.



Foto 6. Planta termosolar con sistema de concentrador disco Stirling.
Fuente: REE.

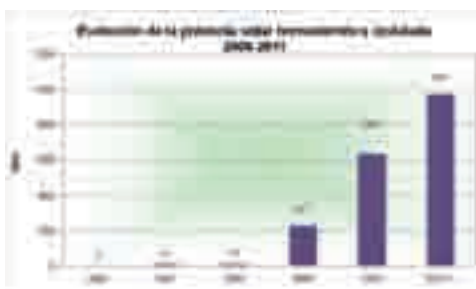


4.3.2. Contribución actual y esperada (PANER) de las plantas termosolares

Tal y como se observa en la gráfica que aparece a continuación, la potencia solar termoeléctrica instalada en España ha experimentado un crecimiento muy acusado durante los últimos años. Desde el año 2007, en el que se contaba con una única planta termosolar de 11 MW de potencia instalada, hasta el 1 de noviembre de 2011, se han puesto en servicio en España más de 20 plantas termosolares que suponen un total de 975 MW de potencia instalada. La mayoría de estas plantas, como se muestra en la figura, están ubicadas en aquellos lugares en los que las condiciones solares son óptimas. Por otro lado al tratarse de plantas de régimen especial con una potencia instalada individual muy cercana al límite de 50 MW que establece la normativa se encuentran en su mayoría conectadas a la red de Transporte, en concreto un 72%, mientras que las 28% restantes lo hacen a la red de Distribución. El hecho de ser plantas de tamaño medio permite al operador del sistema, tal y como se ha comentado en apartados anteriores, tener plena observabilidad de la generación producida mediante este tipo de tecnología.

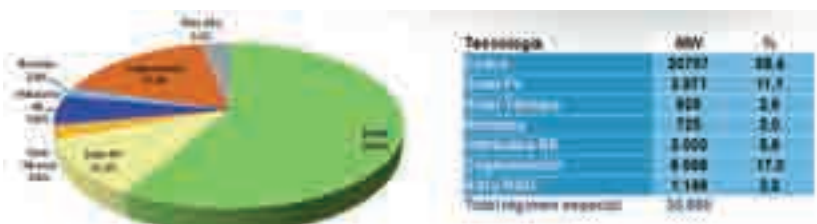


Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica



Gráfica 7. Evolución de la potencia solar termoelectrica instalada y ubicación de las plantas termosolares en España a fecha 1/11/2011.
Fuente: www.ree.es

Dentro del contexto del régimen especial, la potencia solar termoelectrica instalada supone un 2.6% del total de potencia instalada de régimen especial en España.



Gráfica 8. Potencia instalada de las distintas tecnologías de régimen especial y porcentaje que representan sobre el total de potencia instalada de régimen especial a fecha 1/11/2011.
Fuente: www.ree.es

En términos de producción, a medida que se ponen en servicio, estas instalaciones contribuyen a la cobertura de la demanda en mayor medida. Tal y como se ve en la gráfica a continuación, si bien en los primeros años la producción de energía con este tipo de plantas era muy baja, el año pasado generaron entorno a 700 GWh, esto es, generaron siete veces más que durante el 2009.



Gráfica 9. Evolución de la producción solar termoeléctrica actualizado a fecha 1/11/2011. Fuente: www.ree.es

La perspectiva para los próximos años, según el último borrador del Plan de Acción Nacional en Energías Renovables 2011-2020 (PANER) con fecha 6 de mayo de 2011, es de crecimiento sostenido en tecnologías renovables (exceptuando la hidráulica convencional). En el caso de las plantas termosolares se establece un objetivo de 4.800 MW de potencia instalada en el año 2020. Con lo que se espera que en un futuro la contribución de este tipo de tecnología colabore con un mayor porcentaje a la cobertura de la demanda en España, favoreciendo con su aportación positiva a la reducción del déficit energético.

4.3.3. Integración en el mercado eléctrico de las plantas termosolares

Como ya se ha comentado con anterioridad, el sistema eléctrico peninsular español se ha dotado de un mercado de energía eléctrica donde los diferentes agentes productores, consumidores directos a mercado y comercializadores van a efectuar sus ofertas de compra/venta.

El mercado eléctrico español se integra desde Julio de 2006, junto con el portugués, en el Mercado Ibérico de Electricidad, MIBEL. Los operadores que intervienen en MIBEL son:

- Operadores del Mercado: OMIE, Operador del mercado Ibérico, polo español y OMIP, operador del mercado Ibérico polo portugués.





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- Operadores del sistema: REE, TSO del área española y REN, TSO del área portuguesa.

En cuanto al mercado de producción de energía eléctrica podemos decir que se estructura en:

- *Mercados a plazo*: gestionado por OMIP, en el se gestionan los contratos de futuros.
- *Mercado diario*: gestionado por OMIE. Todos los días se celebra una sesión de mercado diario para las 24 horas del día siguiente, dando lugar a un precio y a un volumen de energía para cada periodo horario, mediante el cruce de ofertas de venta (ordenadas de manera creciente) y las de compra (ordenadas de manera decreciente). La casación dará lugar a un único precio en el caso de que exista suficiente capacidad en la interconexión España-Portugal, en caso contrario se separan los sistemas y se obtienen precios diferentes para la zona española y portuguesa.
- *Mercado intradiario*: se compone de seis sesiones de horizontes diferentes, posteriores al mercado diario, en los que los sujetos del mercado pueden realizar ofertas de compra y venta para ajustar sus programas.
- *Resolución de restricciones por garantía de suministro*: gestionado por REE, se lleva a cabo para el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctona.
- *Resolución de restricciones técnicas del sistema*: identificadas por REE en el sistema eléctrico en el programa diario base de funcionamiento y en los programas resultantes de las diferentes sesiones de los mercados intradiarios.
- *Servicios complementarios*: incluye los servicios de regulación secundaria, terciaria y control de tensión, también son gestionados por REE.
- *Gestión de desvíos*: servicios de carácter potestativo gestionado por REE y retribuido por mecanismos de mercado, para resolver desvíos entre generación y consumo.
- *Mercados no organizados*: son los contratos bilaterales, los sujetos de mercado podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física.



En cuanto a la venta de la producción de la energía eléctrica generada por las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica, los titulares de dichas instalaciones al ser uno de los subgrupos del régimen especial y de acuerdo con el artículo 24.1 del RD 661/2007, deberán elegir una de las siguientes opciones:

- a. Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, expresada en c€/kWh.
- b. Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en c€/kWh.

Además de la participación en el mercado organizado o mediante contratación bilateral, las instalaciones, que así se habiliten tras la realización de las pruebas pertinentes, podrán participar para la resolución de restricciones técnicas del sistema y en los servicios de ajuste potestativos del sistema.

Adicionalmente, hay que considerar el artículo 3 del RD 1614/2010, por lo que se establece que las instalaciones solares termoeléctricas deberán vender su energía neta de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1 del RD 661/2007 durante el periodo de los doce meses siguientes a la fecha de acta de puesta en servicio definitiva.

4.4. Comportamiento de la generación solar termoeléctrica

4.4.1. Comportamiento de la generación solar termoeléctrica comparado con la demanda en España

Ya se ha analizado en apartados anteriores como es el comportamiento de las distintas tecnologías comparado con el comportamiento de la demanda española. En resumen se puede decir que es evidente que no todos los grupos de generación contribuyen de igual manera a lograr este objetivo, sino que la flexibilidad de cada instalación para hacer frente a variaciones de producción viene determinada por su tecnología. En el caso de la tecnología termosolar



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

al depender del recurso solar presenta una adaptación a los requerimientos de demanda especialmente adecuado en las puntas de demanda de verano.

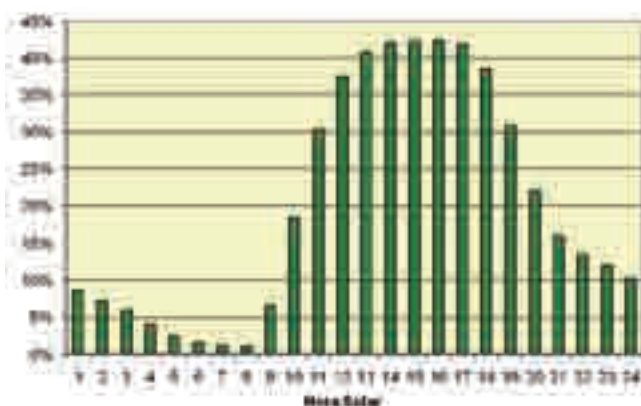
Si se hace un análisis de la producción de las plantas termosolares que estaban en servicio durante el pasado año 2010 se evidencia que la máxima energía se genera en las horas centrales del día coincidiendo con los momentos de mayor recurso solar.



Gráfica 10. Producción en el año 2010 según la hora.
Fuente: www.ree.es

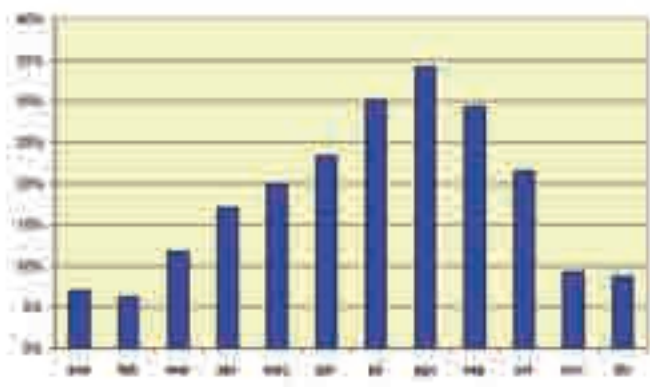
Además de lo comentado se observa que en horas nocturnas en las que no se dispone de recurso solar ciertas instalaciones termosolares han sido capaces de producir energía. Esto es debido a que algunas centrales solares termoelectricas disponen de capacidad de almacenamiento, esto es, el calor generado en el campo solar se almacena en una mezcla de sales que se acumulan en tanques de almacenamiento de manera que la planta puede producir energía sin recurso solar empleando el calor almacenado en las sales.

Si ahora se representa el factor de utilización horario, esto es los valores de producción en relación a la potencia instalada total para cada una de las 24 horas del día, se observa que en las horas centrales del día se alcanza un valor máximo del 42.5%. Aunque el valor medio del factor de utilización de un 20% pone de manifiesto los bajos factores de producción que en general presentan las tecnologías de generación renovable en comparación con las tecnologías convencionales.



Gráfica 11. Factor de utilización horario en el año 2010.
Fuente: www.ree.es

Por otro lado si se hace un análisis mensual para el mismo periodo anual, se puede observar que son los meses de verano, aquellos con mayor recurso solar, los que presentan una mayor producción.



Gráfica 12. Factor de utilización por mes en el año 2010.
Fuente: www.ree.es

4.4.2. Diferencias de comportamiento entre plantas con o sin almacenamiento.

Algunas centrales solares termoeléctricas, como se ha comentado, disponen de capacidad de almacenamiento y todas tienen la posibilidad de usar un combustible suplementario para el mantenimiento



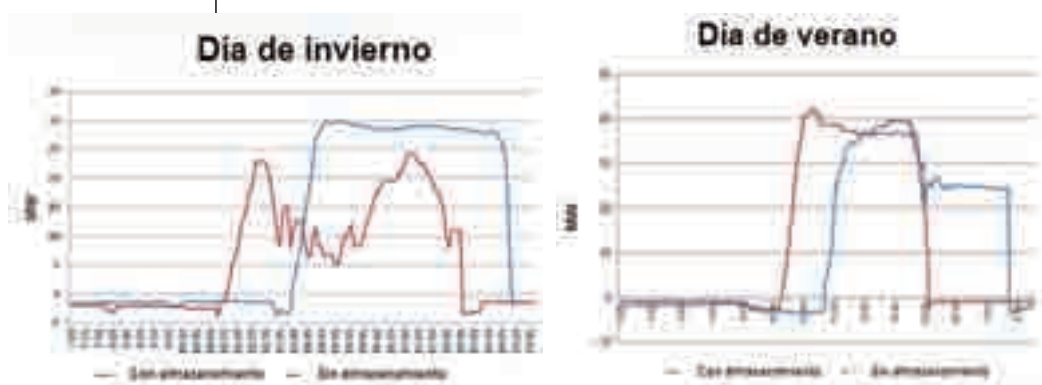


Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

de la temperatura del fluido transmisor de calor que puede producirse por la falta de irradiación solar con la consiguiente variación en la entrega prevista de energía, con la condición de que la generación eléctrica a partir de dicho combustible sea inferior, en computo anual, al 12% de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción de tarifa y al 15% si la vende al mercado, tal y como establece el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

La operación de las centrales termosolares es diferente si tienen almacenamiento o no. En el caso de las centrales sin almacenamiento, la producción de la central depende casi exclusivamente del recurso instantáneo solar, aunque tienen la posibilidad de usar un combustible suplementario.

Las implicaciones que tiene esta característica de la capacidad de almacenamiento se observa en las gráficas que se muestran a continuación.



Gráfica 13. Comparación del perfil de producción de una central termosolar con almacenamiento y otra sin almacenamiento en un día de invierno y otro de verano.

Fuente: www.ree.es

Por un lado, si se observan los perfiles de producción de las dos plantas termosolares representadas en las gráficas anteriores, una sin almacenamiento (en rojo) y otra con almacenamiento (en azul) se evidencia sus diferencias en cuanto a la variabilidad. Comparando ambas gráficas se observa que en el caso de un día de invierno la variabilidad de una planta sin almacenamiento es más acusada que en verano, época con un recurso solar más estable.



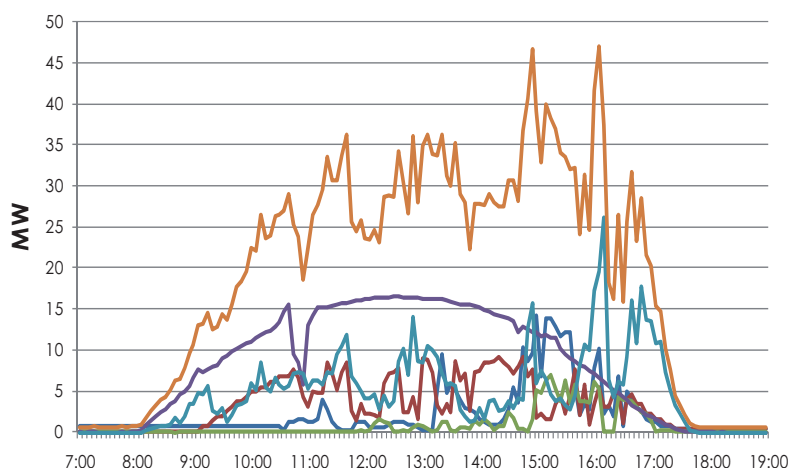
Por otro lado, en el caso de las plantas con almacenamiento como pueden prolongar la producción más allá de la hora de puesta del sol pueden adaptar su producción a los requerimientos del sistema y ser por tanto gestionables. Lo habitual es que la capacidad de almacenamiento sea de 7,5 horas pero a día de hoy existen plantas con una capacidad de almacenamiento de 15 horas. De esta forma, tal y como se observaba en las gráficas anteriores pueden retrasar las horas en las que produce acercándose así su perfil de producción al de la curva de la demanda, sobre todo en verano.

Finalmente, añadir que las plantas con almacenamiento tienen la posibilidad de ajustar su producción al nivel de precios del mercado. Aumentando su producción en aquellos momentos de precios más elevados, que en general coinciden con los momentos de mayor demanda, y disminuyéndola cuando los precios son más bajos coincidiendo normalmente con momentos de demanda baja en los que no es tan favorable para el sistema que las centrales produzcan energía. Esta forma de operar sería beneficiosa para el sistema, pues produce en aquellos momentos en los que la contribución de la central sería más necesaria. Lamentablemente para la operación del sistema la señal de precio actual no parece que sea lo suficientemente importante para conseguir este efecto.

4.4.3. Diferencias de comportamiento con las plantas fotovoltaicas

Una de las características de las plantas termosolares es en que su funcionamiento se asemeja a una central convencional. Son máquinas síncronas y por tanto no están basadas en electrónica de potencia como ocurre con las plantas fotovoltaicas o los parques eólicos. Esto les confiere una mayor estabilidad y un mejor comportamiento ante perturbaciones.

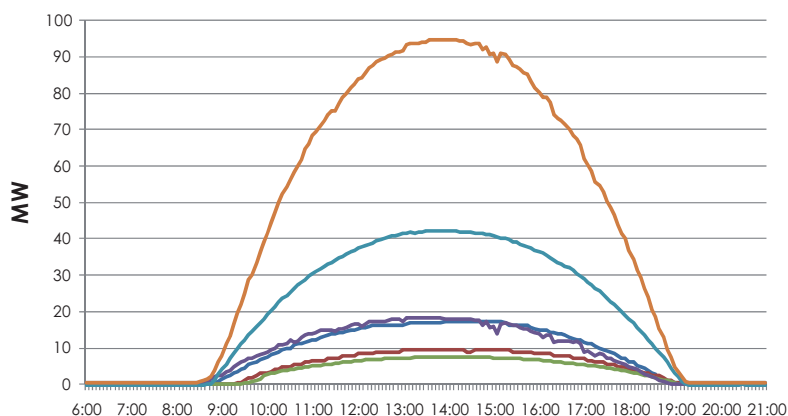
La ubicación y el tamaño de la planta, además de la estacionalidad, condicionan el grado de variabilidad que tendrá su producción. Este hecho es más acusado en el caso de las plantas fotovoltaicas y se puede observar de forma gráfica a continuación, donde se representan plantas de diferentes tamaños y ubicadas en zonas geográficamente dispersas para un día de invierno.



Gráfica 14. Perfil de producción de diferentes plantas fotovoltaicas en un día de invierno.
Fuente: www.ree.es

Se observa por un lado que la variabilidad de las plantas fotovoltaicas, frente a las termosolares es mucho mayor. Por otro lado, en el caso de plantas de menor tamaño y por tanto con menor producción presentan una mayor variabilidad frente a las plantas grandes. Además en el caso de la curva morada, ubicada geográficamente en una zona distinta, la variabilidad es mucho menor que en los otros casos mostrados.

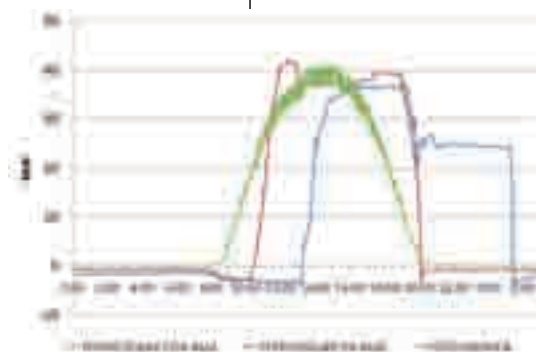
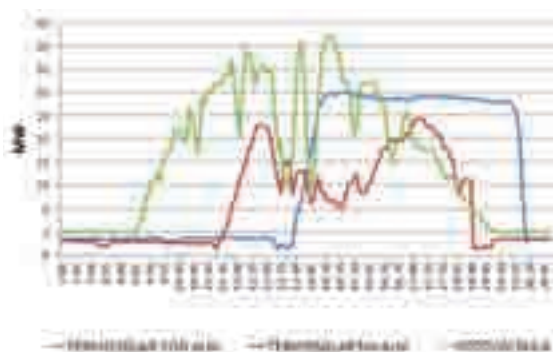
Si se compara la grafica anterior con la que aparece a continuación, en la que se representa la producción de esas mismas plantas pero en un día de verano se observa que la variabilidad disminuye al ser más estable el recurso solar y que el perfil de producción se asemeja a la curva de demanda, a diferencia del caso anterior del día de invierno.



Gráfica 15. Perfil de producción de diferentes plantas fotovoltaicas en un día de verano. Fuente: www.ree.es



Si ahora se analizan estos comportamientos comparando las dos tecnologías solares existentes, la solar fotovoltaica y la termosolar, tanto con almacenamiento como sin él se desprende que si bien la fotovoltaica es la tecnología apropiada para el aprovechamiento distribuido de la energía solar, la ventaja que presenta la tecnología de centrales termosolares radica en la producción centralizada de energía y en una menor variabilidad.



Gráfica 16. Comparación de los perfiles de producción de una planta termosolar con almacenamiento, otra sin almacenamiento y otra fotovoltaica en un día de invierno y otro de verano. Fuente: www.ree.es

En resumen, se observa que la variabilidad de las plantas fotovoltaicas es más acusada sobre todo en aquellos días en los que el recurso solar es más inestable, caso de los días de invierno. Por otro lado las plantas termosolares presentan una mayor capacidad de adaptar sus perfiles de producción a curva de la carga de la demanda. A demás de esto, se observa que las rampas de aumento de la producción en el caso de las fotovoltaicas son más suaves que en las termosolares, esto



supone para las plantas termosolares una capacidad de aumentar la producción en un menor tiempo.

4.5. Gestionabilidad y participación en los servicios de ajuste del sistema

A lo largo de todo el capítulo se han expuesto los retos a los que se debe enfrentar Red Eléctrica, como Operador del Sistema al tratar de maximizar la integración de energía de origen renovable en el sistema eléctrico y se ha puesto de manifiesto que el objetivo que se ha marcado España no será posible si no se logra que los generadores que utilizan energía renovable tengan un comportamiento lo más próximo posible al que tienen los generadores gestionables.

Puede decirse, por tanto que la generación gestionable es la que debe contrarrestar la variabilidad conjunta de las energías renovables no gestionables y de la demanda modificando su producción para adaptarla a las necesidades del sistema y mantener en todo momento el equilibrio entre la generación y el consumo.

4.5.1. Definición de gestionabilidad y normativa

La definición de generación gestionable ya se introdujo de forma simplificada en el apartado 1.3 «La demanda y el equilibrio de demanda-generación». Vamos ahora a introducir la definición tal y como aparece en la legislación vigente para así comprender las implicaciones que tienen las características que presenta este tipo de generación y qué tipo de generación de régimen especial puede habilitarse como gestionable aunque por definición inicialmente no lo sea.

Según lo dispuesto en el anexo XI del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial, se define como generación no gestionable *aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.*



En principio, y tal como se establece en el mencionado real decreto, se consideran como no gestionables los generadores de régimen especial con tecnología eólica, solar (térmica y fotovoltaica), geotérmica, de las olas y mareas, de las rocas calientes y secas, oceanotérmica, de las corrientes marinas así como los generadores hidráulicos fluyentes con potencia instalada inferior a 50 MW; salvo valoración específica de gestionable de una planta generadora a realizar por el Operador del Sistema, con la consecuente aplicación de los requisitos o condicionantes asociados a dicha condición.

La adquisición de la condición de gestionabilidad:

- Tiene implicaciones a efectos del análisis de viabilidad de acceso, ya que no se incorporan las limitaciones en su capacidad instalada asociadas a las plantas no gestionables.
- Es condición indispensable para la participación de las instalaciones de régimen especial en los servicios de ajuste del sistema.

Es por ello que todas aquellas instalaciones de régimen especial que por alguno de estos dos motivos quieran acreditar su carácter gestionable y certificar el cumplimiento de los requisitos o condicionantes asociados a dicha condición deberán solicitar al operador del sistema la realización de una prueba según un protocolo de pruebas de gestionabilidad.

A fecha de 1 noviembre de 2011 han superado las pruebas de gestionabilidad 18 instalaciones: cinco hidráulicas, tres cogeneraciones, dos de tratamiento de residuos y ocho termosolares. En total 561 MW de generación de régimen especial han obtenido la condición de gestionables, lo cual supone tan sólo un pequeño porcentaje de la potencia instalada de régimen especial, aproximadamente un 1,6%.

Tal y como se muestra en el párrafo anterior, el número de instalaciones de régimen especial gestionables es escaso con lo que, en general la generación de régimen especial no atiende a las necesidades del sistema salvo en caso excepcionales. Sin embargo, para lograr una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico es necesario que el sistema disponga de plantas gestionables disponibles con la suficiente flexibilidad y que existan las señales económicas adecuadas para que sea atractivo para los propietarios de las plantas adaptar su producción a dichas necesidades.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Las plantas de régimen especial que venden su energía mediante una tarifa regulada constante por cada MWh producido no tienen ningún incentivo económico para modificar su producción para producir más energía en las horas con mayores requerimientos de energía. En el caso de las plantas que venden su energía directamente al Mercado de Producción, el efecto de las primas, bien por compensar la variabilidad del precio de mercado o bien por tener una cuantía de un orden de magnitud superior a este, hace que la variabilidad de los precios de mercado tampoco sean un factor relevante para maximizar la generación en horas de mayor demanda y consecuentemente mayor precio de mercado. Por tanto, las diferencias de precios entre las horas con mayores demandas y las horas con menores demandas no son lo suficientemente significativas como para que las plantas de régimen especial gestionable modifiquen su producción para adaptarse a los mayores precios al tener presumiblemente dichas modificaciones costes superiores a las ganancias obtenidas. Es por ello que en el caso de la tecnología termosolar, el peso de su retribución dependiente de los precios de mercado es muy pequeño comparado con su retribución total y como consecuencia no adapta su producción a las horas de mayor demanda del sistema.

4.5.2. Pruebas de gestionabilidad

Como se ha comentado aquellas instalaciones que por alguno de los dos motivos expuestos en el apartado anterior quieran acreditar su carácter gestionable y certificar el cumplimiento de los requisitos o condicionantes asociados a dicha condición deberán solicitar al operador del sistema la realización de una prueba según un protocolo de pruebas de gestionabilidad.

La duración de dicha prueba será de 10 días y diariamente, a través del Centro de Control al que esté adscrita la instalación, se deberán enviar al CECRE tanto previsiones de producción para el día siguiente, como dos actualizaciones de la anterior previsión con un horizonte medio de previsión de 6 horas (desde la hora H+3 hasta H+9), separadas un mínimo de 6 horas.

Dentro del periodo de 10 días el operador del sistema a través del CECRE emitirá:

1. Una instrucción que supondrá una reducción del 50% del valor de potencia media previsto para esa hora, con el límite del mínimo

técnico declarado. La consigna se deberá cumplir en no más de 15 minutos y se mantendrá durante cuatro horas.

2. Una instrucción de incremento de potencia de al menos el 60% de la energía reducida con la orden reducción de forma adicional al programa que tenía inicialmente previsto.

Se considerarán superadas las pruebas de gestionabilidad si:

- a. Durante los 10 días se alcanza el nivel de fiabilidad definido en mencionado protocolo de pruebas de gestionabilidad. Esta fiabilidad se determinará contrastando las previsiones enviadas por el centro de control de la instalación durante los 10 días con las entregas reales de energía, en términos de energía horaria utilizando para ello las medidas de contadores de energía horaria liquidable.
- b. La instalación cumple con las instrucciones de reducción y aumento de su producción recibidas.
- c. La calidad de las telemidas recibidas en tiempo real es adecuada.

Este tipo de pruebas es aplicable a todas las instalaciones salvo las instalaciones solares termoelectricas que no dispongan de almacenamiento pero que sí dispongan de apoyo de gas. Este tipo de instalaciones termosolares pueden compensar la variación en la entrega prevista de energía que podría producirse por la falta de irradiación solar mediante equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor, siempre y cuando la generación eléctrica a partir de dicho combustible sea inferior, en computo anual, al 12% de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción de tarifa y al 15% si la vende al mercado, tal y como establece el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Atendiendo a esta característica aquellas plantas solares termoelectricas que respondan a esta descripción se les aplicarán las siguientes pruebas específicas para verificar la controlabilidad de la producción de la planta:

1. En cualquier momento de los 10 días de comprobación del nivel de fiabilidad del programa, el CECRE sin previo aviso emitirá de forma telefónica una instrucción de aumento de potencia a un valor de consigna determinado. La instrucción supondrá un aumento de un 30% como máximo sobre la potencia prevista en el programa enviado sin exceder la potencia neta nominal de la instalación.
2. La consigna se deberá hacer efectiva en menos de una hora y se mantendrá a partir de entonces durante cuatro horas.





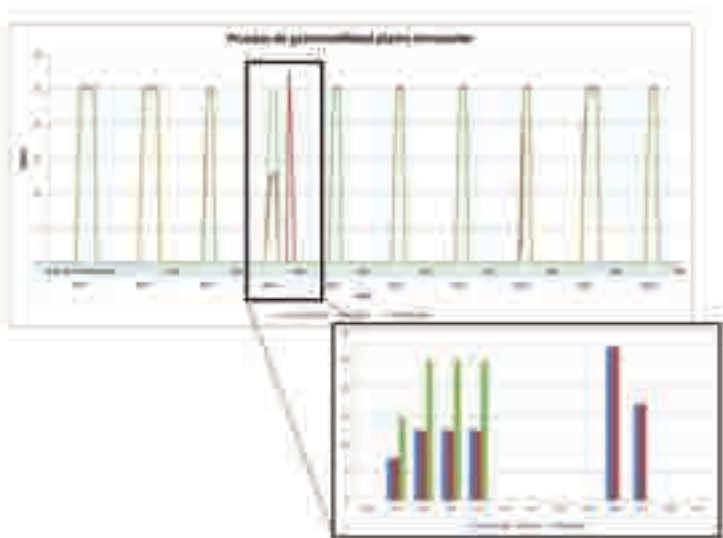
Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

3. Esta prueba se repetirá nuevamente en una de las horas en las cuales la planta se encuentre parada según su programa. El CE-CRE emitirá una instrucción de aumento al 30% de la potencia neta nominal de la instalación que deberá cumplirse en menos de una hora. El aumento del 30% sobre el programa deberá mantenerse al menos durante las 4 horas siguientes.

En este caso se considerarán superadas las pruebas de gestionabilidad si:

- a. Durante los 10 días se alcanza la fiabilidad del programa requerida.
- b. En ambas modificaciones de la consigna de producción, la planta genera en las cuatro horas siguientes una potencia igual o mayor a estas consignas.
- c. La calidad de las telemedidas de entregas de energía recibidas en tiempo real es adecuada, es decir, la energía horaria telemedida difiere en menos de un 10% de la energía real entregada, la energía real producida se considera que es aquella registrada en SIMEL, durante los 10 días de duración de las pruebas.

De forma práctica, se muestran a continuación los resultados de las pruebas de gestionabilidad llevadas a cabo con una planta termosolar con almacenamiento.



Gráfica 17. Representación de las pruebas de gestionabilidad de una planta termosolar con almacenamiento. Fuente: www.ree.es



Puede apreciarse en la gráfica la producción de la planta termosolar durante los diez días de duración de las pruebas para la habilitación de la gestionabilidad. En verde se representa la previsión de producción horaria que va a tener la planta que ha enviado el día anterior el Centro de Control al que esté adscrita la instalación, en azul se representa la telemida de la producción que ha sido registrada a través de las medidas que llegan al CECRE a través del enlace con los centros de control y en rojo se representa la medida «Simel» o medida de contador de energía horaria liquidable, es decir, la energía medida que se emplea para validar la previsión. Como se puede observar durante el cuarto día se emitieron las órdenes de reducción y de incremento de la producción que como vemos ampliadas en la gráfica cumplió adecuadamente, por un lado redujo su producción un 50% sobre el programa previsto y por otro lado aumentó su producción en al menos el 60% de la energía reducida debido a la orden de disminución de producción.

Siguiendo este procedimiento a fecha de 1 noviembre de 2011 han superado las pruebas de gestionabilidad ocho termosolares, esto es un total de 359 MW acreditados como gestionables, que constituyen un 64% de la potencia total gestionable habilitada por el Operador del sistema.

4.5.3. Participación futura en los servicios de ajuste

Los servicios de ajuste gestionados por el Operador del Sistema tienen por finalidad adaptar los programas de producción resultantes de la contratación de energía para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica.

De la definición de generación gestionable que aparece en la normativa vigente y que se ha introducido con anterioridad se desprende que instalaciones de régimen ordinario se consideran gestionables. Como se ha comentado cada tecnología tiene un grado de flexibilidad diferente y unos costes diferentes para lograr dicha flexibilidad. Las principales tecnologías que actualmente modifican su generación para adaptarla a las necesidades del sistema son la generación hidráulica, tanto convencional como de bombeo, y la generación de ciclo combinado de gas natural. Estas tecnologías utilizan los mercados de servicios de ajuste del sistema para comprar



o vender su producción o su reserva y adaptarla a las necesidades del sistema.

En términos económicos, el conjunto de servicios de ajuste del sistema tiene una incidencia reducida sobre el coste del suministro eléctrico pero sin embargo, como ya se ha comentado, son vitales para garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico.

Este hecho hace que desde el punto de vista del Operador del Sistema sea necesario que aquellas plantas de régimen especial que puedan prestar estos servicios lo hagan, siendo necesario que para la prestación de los servicios de ajuste del sistema de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo se superen unas pruebas de participación en cada servicio de ajuste.

En el caso concreto de las unidades físicas de régimen especial, en aplicación de lo establecido en el RD 661/2007, se deberán cumplir una serie de condiciones para poder participar en dichos servicios de ajuste. Entre estas condiciones se encuentran la necesidad de acreditar la condición de gestionabilidad de la planta de acuerdo a las pruebas expuestas en el punto anterior y que la unidad de programación en la que la instalación habilitada se integre aporte una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

Por el momento sólo cuatro instalaciones de régimen especial, han solicitado y superado las pruebas para participar en los servicios de ajuste y ninguna de ellas es una planta termosolar.

4.6. Conclusiones

El avance hacia un modelo medioambientalmente más sostenible y menos dependiente de combustibles fósiles importados de otros países ha llevado a que en España se hayan alcanzado niveles de penetración de energías renovables muy elevados y se prevé que continúen aumentando en los próximos años.

La introducción de generación intermitente hasta los niveles planificados supone nuevos retos en la operación del sistema eléctrico. Este tipo de generación presenta unas características que suponen un comportamiento diferente al de la generación convencional como son su forma de contribuir a la cobertura de la demanda, la variabilidad, la in-

certidumbre, la dispersión que presentan, su menor colaboración en el control de tensión que en el caso de las centrales de régimen ordinario y su comportamiento ante perturbaciones. Estas características hacen necesario, por un lado, el aumento de las exigencias tecnológicas a este tipo de generación y el desarrollo de herramientas óptimas de predicción que permitan operar el sistema eléctrico bajo los criterios de seguridad establecidos, y por otro lado, la necesidad de un *mix* de generación compuesto por generadores más flexibles.

En este sentido, las plantas solares termoeléctricas pueden cumplir con los requisitos mencionados y aportar al sistema los beneficios de la generación gestionable. Para ello, previamente, deberán verificar el cumplimiento de los requisitos asociados a la condición de generadores gestionables a través de la realización de una prueba según un protocolo de pruebas de gestionabilidad elaborado por el Operador del Sistema.

Con el objetivo de integrar en el sistema eléctrico la máxima producción de energía de origen renovable posible manteniendo los niveles de calidad y seguridad de suministro, a mediados de 2006, Red Eléctrica de España puso en marcha el Centro de Control de Régimen Especial (CECRE).

Todas estas medidas, junto con un aumento de la capacidad de interconexión con Francia, el refuerzo de la red de transporte, el aumento de la capacidad de bombeo, etc. permitirán alcanzar los objetivos establecidos en el 20/20/20 de manera segura y transparente para los consumidores finales de electricidad.



5

GEMASOLAR: GENERACIÓN 24 HORAS AL DÍA MEDIANTE TORRE CENTRAL Y ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

D. Santiago ARIAS

*Director Técnico de Operación
y Mantenimiento de Torresol Energy*

www.sener.es

www.torresolenergy.com



5.1. Introducción

La empresa Torresol Energy, promotora y operadora de plantas de energía solar por concentración, ha construido en la localidad sevillana de Fuentes de Andalucía la planta Gemasolar, la primera del mundo en aplicar, a escala comercial, una novedosa tecnología.

Se trata de la primera planta comercial de energía solar por concentración con tecnología de receptor central de torre y sistema de almacenamiento en sales fundidas, con una eficiencia significativamente superior a la de otras plantas solares termoeléctricas actualmente en operación comercial. Entre sus numerosas innovaciones destacan el receptor de sales fundidas, el mecanismo de apunte de heliostatos o el sistema de control, además del sistema de almacenamiento, que le permite continuar produciendo electricidad durante 15 horas sin sol, esto es, por la noche o con tiempo nublado. Gracias a esta capacidad de almacenamiento, una fuente limpia como la energía solar se puede convertir en gestionable, al ser capaz de suministrar a la red en función de la demanda y con independencia de las condiciones climatológicas.

Gemasolar ha abierto así el camino hacia una nueva tecnología de producción de energía termosolar que puede representar la mejor alternativa de todas las posibles en este sector por ser la de mayor potencial de desarrollo tecnológico, así como la de mayor potencial de reducción de costes de generación. De este modo, Gemasolar será considerada como un modelo tecnológico sobre el que desarrollar con éxito las plantas futuras.



Foto 1. Vista aérea de Gemasolar.

Esta planta supone, por tanto, un punto de partida dentro de la estrategia de reducción de costes en el sector de la energía solar térmica, para convertir esta energía limpia en una firme alternativa a las energías fósiles. Gemasolar, una planta de 19.9 MW de potencia, es capaz de suministrar 110 GWh al año, energía limpia y segura capaz de abastecer a 27.500 hogares. Además, es capaz de reducir en más de 30.000 toneladas al año las emisiones de CO_2 , pues evita la necesidad de quemar 89.000 toneladas de lignito al año o de importar 28.600 toneladas de petróleo al año, (206.000 barriles) por lo que reduce el déficit de la balanza de pagos en 23 millones de dólares con los precios de crudo de hoy.

5.2. Gemasolar: de la idea a la puesta en marcha de la planta

2.1. Origen

Gemasolar es un proyecto que comenzó la empresa Sener en 2006, cuando diseñó e instaló una unidad experimental en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Se abordó en primer lugar el desarrollo y diseño del receptor de sales fundidas como aspecto clave de la tecnología. Un prototipo de receptor, construido para probar el sistema, fue ensayado ese mismo año en la PSA, pero fueron también necesarias

otras innovaciones para el desarrollo del proyecto, tales como el heliostato de 120 m² de superficie, el mecanismo de apunte del heliostato en dos ejes o el sistema de almacenamiento, manejo y bombeo a elevada temperatura de sales fundidas. Durante 2006 y 2007, se dio por validada la tecnología y el receptor de sales fundidas fue patentado.

La construcción de la planta se inició en noviembre de 2008, planta promovida por Torresol Energy, y la puesta en marcha y «commissioning» comenzó en noviembre de 2010. En abril de 2011 la planta quedó completada para emprender su operación comercial.



Foto 2. Mecanismo de apunte de alta precisión de SENER instalado en la planta CESA I de la PSA.

5.2.2. Funcionamiento del sistema

La energía solar por concentración emplea la radiación solar directa: concentra los rayos del sol mediante espejos en un punto por el que circula un fluido, sales fundidas, cuyo calor sirve a su vez para generar vapor de agua que mueve una turbina. En las plantas de torre central, los heliostatos (espejos planos) reflejan la radiación solar en un receptor situado en lo alto de una torre por el que circulan las sales.



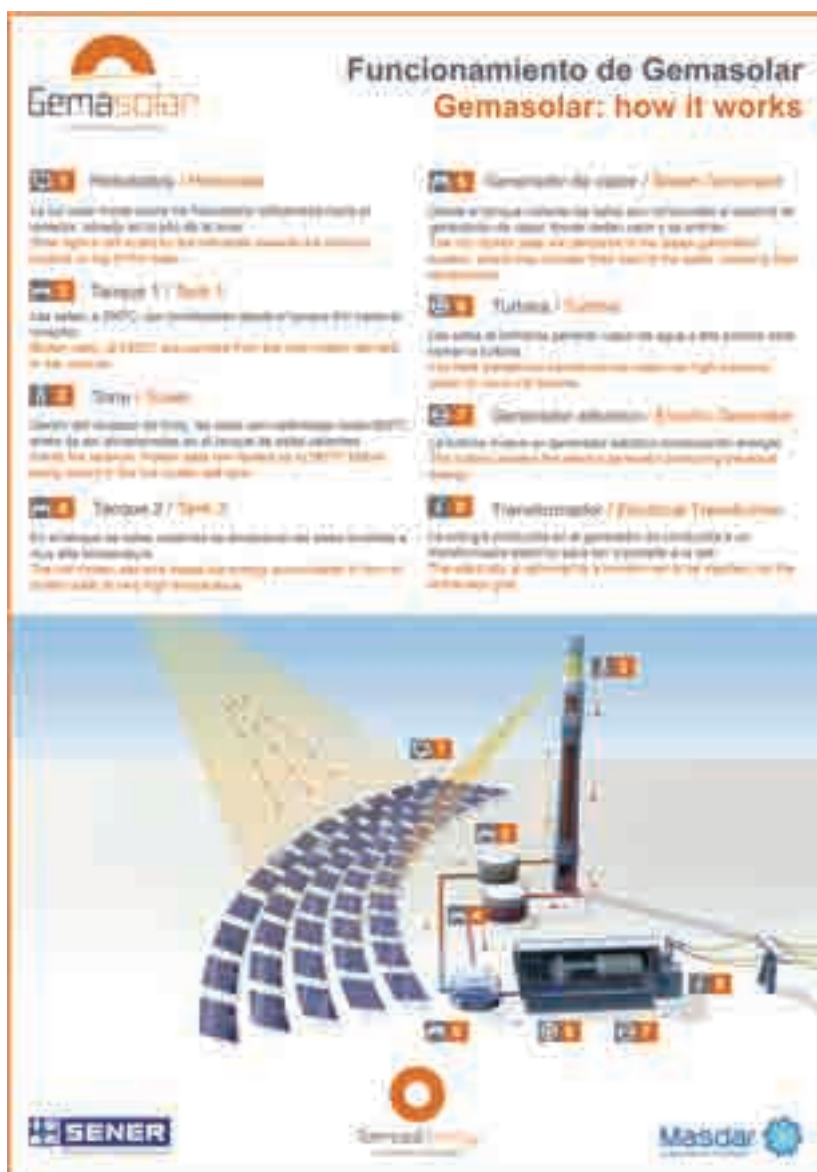


Figura 1. Esquema de funcionamiento de la planta Gemasolar.

El sistema de sales fundidas, además de generar vapor, sirve también para almacenar el excedente de calor en tanques de sales de nitrato fundidas. En la torre, las sales se emplean directamente como fluido de absorción calórica: circulan desde el tanque frío, mediante bombeo, hasta el receptor en lo alto de la torre, donde se calientan hasta alcanzar 565°C y bajan así al intercambiador de calor, donde ceden ese calor al agua, generando vapor. En momentos de sobre-energía,



Figura 2. Sistemas de captación y generación en Gemasolar.

Esta tecnología, al contrario de otras energías renovables, permite independizar completamente los procesos de «carga» del sistema de almacenamiento por medio de la utilización del receptor solar del sistema de descarga del almacenamiento para producir energía eléctrica. Podremos utilizar la energía almacenada para producir energía eléctrica a las horas en las que la demanda de electricidad es más alta, con independencia de que a esa hora el sol esté brillando sobre el campo solar o no.

5.2.2.1. Campo solar y receptor central

El campo solar se compone de 2.650 heliostatos cuyo ensamblaje se realizó en apenas 7 meses. Estos heliostatos están distribuidos en anillos concéntricos alrededor de la torre, y el más alejado está situado a una distancia aproximada de 1 km. Cada heliostato consta de una superficie de espejos de 120 m² que es orientada de forma continua a lo largo del día en función de la posición del sol y las condiciones meteorológicas.



cas (viento, nubes, etc.). Esta técnica de concentración solar requiere de un alto grado de precisión de apunte para su correcto funcionamiento, que se consigue mediante el mecanismo de actuación de dos ejes de alta precisión que incorpora cada heliostato. Los mecanismos, patentados por SENER no sólo se caracterizan por su elevada precisión, sino también por su alta capacidad de carga, bajo mantenimiento, fiabilidad y larga vida útil. Dichos mecanismos de actuación de dos ejes, por su número y efecto en el funcionamiento de la planta y por su consecuente impacto en la producción energética, son un componente crítico para este tipo de plantas de receptor central de torre.



Foto 3. Campo de heliostatos en operación.

En Gemasolar se ha diseñado, fabricado y suministrado el mecanismo de actuación de dos ejes de altas prestaciones que incorpora cada uno de estos heliostatos.



Foto 4. Mecanismo de apunte de SENER en su centro de Integración y Ensayos.

La torre de Gemasolar tiene 140 metros de altura y cuenta con un elemento singular: un receptor cilíndrico de alta eficiencia, ubicado en lo alto de la torre.



Foto 5. Vista del receptor central en operación.



5.2.2.2. Los tanques de almacenamiento

Como parte de este sistema existen dos grandes *tanques* de almacenamiento térmico con una capacidad de 800 MWh de energía, fabricados de acero inoxidable con el fin de evitar su corrosión a consecuencia de las altas temperaturas y aislados térmicamente, lo que hace posible el almacenamiento de las sales en periodos de larga duración.

Los dos tanques están asentados sobre una base con arlita, material que resiste altas temperaturas y que minimiza el riesgo de deformación del terreno en el que se sustentan y de los equipos.

En Gemasolar, el almacenamiento térmico se lleva a cabo a través de estos tanques. Cuando la planta calienta más sales fundidas de las necesarias para satisfacer las necesidades inmediatas de la turbina, el exceso de energía se almacena en un tanque altamente aislado. Por la noche o cuando la radiación del sol no está disponible, estas sales aquí almacenadas mantienen la turbina en funcionamiento hasta 15 horas sin luz solar.



¿POR QUÉ ALMACENAR?

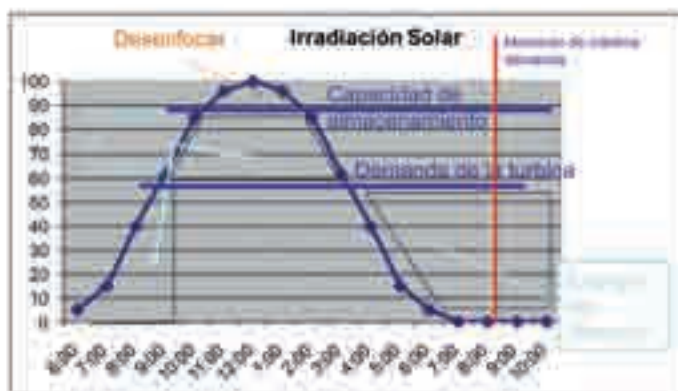


Figura 3. Tabla que muestra la capacidad de operar con almacenamiento.

La Figura 3 muestra la operación de una planta con almacenamiento térmico. Las ventajas podrían clasificarse en ventajas técnicas y ventajas de índole social.

Ventajas técnicas:

En una planta sin almacenamiento, el funcionamiento de la turbina debe ajustarse a las condiciones medioambientales. La turbina de vapor producirá más potencia en los momentos de máxima irradiación y menos en los momentos de menor irradiación. En aquellos momentos en los que la irradiación solar no alcanza el mínimo técnico necesario para operar, simplemente, dejará de funcionar.

Dado que la potencia solar es variable, día a día y a lo largo del año, la turbina deberá dimensionarse para una cierta solución de compromiso. Si se elige para la potencia máxima del campo en los días y horas de máxima irradiación, trabajará fuera del régimen ideal el resto del tiempo. La solución consiste en seleccionar una turbina más pequeña, apropiada para la mayor parte de los momentos de irradiación aceptable. Pero entonces, ¿qué hacer cuando la irradiación supera los valores promedios? La respuesta es simple: desenfocar el campo solar para perder el exceso de energía que, de otra forma, sobrecalentaría el sistema.



Las plantas con almacenamiento crean un segundo nivel de funcionamiento del campo solar, mucho más próximo a los valores de irradiación de los días más favorables. La turbina se hace funcionar al régimen óptimo, con independencia del nivel de irradiación del día en cuestión. Todo el excedente de energía del campo solar se envía al almacenamiento térmico para alargar el número de horas de operación de la turbina más allá de la caída del sol.

La planta opera, por lo tanto, en el régimen óptimo de la turbina durante un elevado número de horas al año. Además, el almacenamiento es útil para capturar energía solar, incluso en aquellos momentos en los que la irradiación no es suficiente para justificar el arranque de la turbina. El número de horas de funcionamiento de la planta se incrementa sustancialmente lo que mejora la rentabilidad.

Ventajas sociales:

Pero además, el almacenamiento tiene como objetivo la gestión del suministro de la energía. En España y en general en Europa, se producen dos momentos de máxima demanda de electricidad: uno a media mañana y otro durante las primeras horas de la noche. Es a esas horas en concreto, cuando los europeos acostumbran a iluminar las calles y comercios, y encender los electrodomésticos, mientras los consumidores industriales continúan en operación.

Pero, si no somos capaces de generar a esa hora, la potencia instalada no es útil para satisfacer las necesidades del país. Simplemente, reduciremos el número de horas de funcionamiento de las plantas convencionales.

5.2.2.3. Principales ventajas de Gemasolar

- Capacidad de almacenamiento de alta temperatura:

Gracias al sistema de almacenamiento, la operación de la turbina no se ve afectada inmediatamente por una nube o un fuerte viento repentino. Una nube afectará a la producción unas 6-15 horas después.

La turbina no se detiene cada noche, lo que alarga su vida útil.

La producción eléctrica de la turbina es gestionable. Se puede escoger el momento en que se suministra a la red, bien durante la noche o en los momentos de mayor demanda.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Se maximiza el rendimiento de la planta. En Gemasolar, se espera alcanzar una producción de 6.450 h/año, lo que maximiza los beneficios.

- Bajo riesgo operacional:

No hay sistema móvil de tuberías ni aceite térmico.

Todos los fluidos se concentran en una misma área, lo que reduce las pérdidas térmicas y los costes de mantenimiento.

El mismo fluido se emplea para almacenamiento y como fluido de transferencia térmica, por lo que hay menos intercambio de calor.

- Un ciclo de mayor eficiencia:

Las sales fundidas alcanzan mayor temperatura, lo que maximiza la eficiencia termodinámica.



Figura 4. Simulación por ordenador de la planta Gemasolar.

La planta de Gemasolar cuenta con un sistema de almacenamiento de sales fundidas de 15 horas a plena potencia de la turbina de vapor. Esta gran capacidad de almacenamiento, junto a una dimensión apropiada del campo solar, permite el funcionamiento continuo durante la mayor parte de los días del verano. La Figura 4 muestra, en un solo gráfico de varias escalas, la irradiación solar en rojo, la curva de la energía almacenada en azul, y la potencia neta de electricidad exportada a la red en gris.

Puede comprobarse que, incluso en la que la curva de irradiación solar no es «perfecta», ésta hace crecer el nivel de almacenamiento. Al final de la tarde comienza a descargarse el almacenamiento pero, antes de llegar a cero, la irradiación del día siguiente permite de nuevo «recargar» la energía almacenada, pese a que el funcionamiento de la turbina se ha producido en el punto de máxima demanda durante toda la noche.

5.2.3. Impacto medioambiental y social

La planta de Gemasolar generará anualmente 110 GWh de energía limpia, capaz de suministrar a 27.500 familias españolas, con la consiguiente reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Las sales empleadas para el funcionamiento de la planta son una mezcla de nitrato potásico y de nitrato sódico, una composición muy parecida a un producto tradicionalmente empleado como abono en agricultura: el nitrato de Chile. No es probable que se produzca un derrame de sales, ya que estas están confinadas en tanques y tuberías soldadas; e incluso existe un cubeto de seguridad para cubicarlas en el caso de la rotura de uno de los tanques. Pero incluso en el caso de un accidente de estas características, el impacto medioambiental del vertido sería insignificante para el entorno.

La planta utiliza agua para enfriar el condensado, pero no se abastece de pozos ni de captaciones de agua de río o de abastecimiento público. La zona es muy plana y el suelo tiene una composición arcillosa que evita la permeabilidad. Por el contrario, la lluvia, antes de la construcción de la planta, formaba numerosos charcos que se evaporaban poco a poco durante la primavera.

La planta de Gemasolar recoge cada gota de agua de lluvia caída en la zona, la canaliza y la embalsa para utilizarla como agua de refrigeración por evaporación en una torre, con un método muy similar al empleado por la propia naturaleza. Se puede decir que la planta es neutra en lo relativo al consumo del recurso agua.

Gemasolar generó durante su construcción 1.800 puestos de trabajo. Hay que señalar que la mitad del personal fijo de operación y mante-





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

nimiento de la planta es del mismo pueblo de Fuentes de Andalucía, entrenado específicamente para cumplir las tareas que se les han encomendado.

El 87% de los materiales y servicios empleados en la planta de Gemasolar tiene procedencia local: el componente principal es el hormigón de la torre, mientras que las fundaciones de los 2.650 heliostatos son de acero estructural del mismo tipo del empleado en construcción; además están los materiales de los espejos planos, caminos de zorra, tuberías etc. Se puede afirmar que la mayoría de la inversión sirve para generar empleo y riqueza allí donde este tipo de plantas son construidas.

Adicionalmente, la planta de Gemasolar, produciendo 110 GWh de electricidad generada con recursos solares, es capaz de reducir en más de 30.000 toneladas al año las emisiones de CO₂ ya que evita la necesidad de quemar 89.000 toneladas de lignito al año o de importar 28.600 toneladas anuales de petróleo (206.000 barriles), por lo que reduce el déficit de la balanza de pagos en 23 millones de dólares con los precios de crudo actuales, un ahorro considerable en el largo plazo dado que se prevé que la planta esté operando un mínimo de 20 años.

5.3. Construcción, puesta en marcha y operación comercial

El contrato EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) o «llave en mano» para la construcción y puesta en marcha de Gemasolar fue firmado entre Torresol Energy y SENER a finales de noviembre de 2008. Sin embargo, debido a las malas condiciones climáticas, el acondicionamiento del terreno para poder comenzar con los cimientos de la torre demoró las obras hasta marzo de 2009.

En marzo de 2009 comenzó por tanto la construcción de la torre, en hormigón, empleando una técnica conocida como encofrado deslizante. Durante la etapa de construcción de la torre las normas de seguridad limitaron la realización de otras actividades de construcción en el área de la isla de potencia.



Foto 6. Construcción de los cimientos de la torre, en abril de 2009.



Fotos 7 y 8. Construcción de la torre empleando la técnica de encofrado deslizante. Hay dos días de trabajo entre la imagen de la izquierda y la derecha.

Las principales actividades de la construcción del campo solar han sido:

- Cimientos de los heliostatos y ejecución de las torres de alta tensión
- Instalación de los soportes metálicos de los heliostatos
- Fabricación de las facetas
- Fabricación y ensamblaje del mecanismo de apunte de los heliostatos
- Línea de montaje de heliostatos en la planta
- Alzado de los heliostatos
- Ejecución de las instalaciones eléctricas y sistemas de control





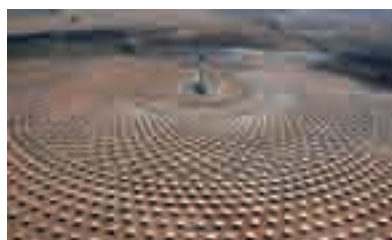
Foto 9. Ejecución de las torres de alta tensión.



Foto 10. Pilares metálicos de los heliostatos izados en marzo de 2010.



Foto 11. Montaje de heliostatos en el campo solar.



Fotos 12 y 13. Construcción del campo solar de Gemasolar en marzo y septiembre de 2010 respectivamente.

En la construcción del sistema de sales fundidas, cabe mencionar la construcción de los tanques de sales frías y sales calientes, la fabricación de las bombas de sales fundidas, las pruebas de las bombas antes de su instalación en la planta y la instalación del traceado eléctrico en las tuberías.

Otros elementos relevantes durante la fase de construcción fueron los siguientes:

- El sistema de vapor, el grupo de turbina/generador y el transformador principal
- La fabricación de los paneles del receptor y su izado en la parte superior de la torre
- El horno de sales fundidas
- El montaje de las tuberías y los sistemas eléctricos y de control



Foto 14. Vista aérea de la planta Gemasolar en diciembre de 2010.

Las actividades de puesta en marcha se iniciaron en noviembre de 2010 con la calibración de heliostatos: las sales se fundieron en una instalación temporal y se almacenaron en el tanque de frío.

La independencia de los dos sistemas (que se muestra en la Figura 2) ha facilitado enormemente la puesta en marcha de la planta: las actividades de puesta en marcha del sistema de generación pudieron llevarse a cabo independientemente de las condiciones climáticas, mientras que las actividades de puesta en marcha del campo solar, del receptor y del sistema de almacenamiento se vieron afectadas en gran medida por la mala meteorología durante los meses de abril y mayo de 2011.

Los hitos de la puesta en marcha y operación comercial son:

- A finales de abril de 2011, la planta se conectó a la red.
- A principios de mayo 2011, comenzó a suministrar electricidad.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- En junio de 2011, se llevó a cabo la prueba de aceptación provisional del sistema de vapor y los sistema de almacenamiento.
- A finales de junio, Gemasolar fue la primera planta solar del mundo en alcanzar las 24 horas de producción de energía eléctrica ininterrumpida.
- En julio de 2011, se llevó a cabo la prueba de rendimiento de toda la instalación, con excelentes resultados que superaron las predicciones teóricas.

5.4. I+D en Gemasolar

La mayoría de las plantas termoelectricas en desarrollo carecen de almacenamiento de energía, por lo que sólo pueden funcionar en horas de insolación. Es por ello que Torresol Energy decidió, a través del proyecto Gemasolar, disponer por primera vez de un novedoso sistema de almacenamiento de calor en sales fundidas a alta temperatura, que permite extender el periodo de funcionamiento normal de estas plantas. El calor recogido por las sales sirve, por un lado, para la generación del vapor con el que se moverá la turbina para producir la energía eléctrica. Al mismo tiempo, el excedente de calor acumulado durante las horas de insolación se conserva en el tanque de sales calientes. Esto posibilita seguir produciendo electricidad aún cuando no hay radiación solar. Gracias a este sistema, la autonomía de Gemasolar es de unas 15 horas, durante las cuales la planta sigue produciendo energía en ausencia de irradiación.

Pero la innovación y los desarrollos de esta planta no se quedan ahí. Gemasolar cuenta con las siguientes innovaciones y desarrollos tecnológicos:

- Campo solar compuesto por 2.650 heliostatos de gran superficie (120 m² cada heliostato) y sistemas de seguimiento solar en dos ejes, que son mecanismos de actuación de gran precisión. Los heliostatos también presentan mecanismos ópticos de gran precisión.
- Sistema de control complejo que controla diversos subsistemas en la planta: sistema turbogenerador, campo de heliostatos, almacenamiento térmico y generador de vapor.
- Campo solar que forma 360° alrededor de la torre central. Esto significa que hay heliostatos en la parte sur del campo que mejoran el perfil del flujo sobre el receptor.

- Receptor diseñado para absorber a un flujo promedio y pico de energía solar que es un 20% mayor que el flujo promedio y pico existente en otros proyectos similares.
- Potencia térmica del receptor que supera en tres veces la de otros proyectos solares similares.
- Operación de la planta garantizada por 25 años.
- Sistema de bombeo capaz de elevar 140 metros sales a una temperatura de 290°C.
- 15 horas de sistema de almacenamiento térmico, lo que permite la gestionabilidad de la energía después de la puesta de sol o incluso 24 horas al día.



5.4.1. Tecnología de SENER en Gemasolar

5.4.1.1. Receptor central de sales fundidas

El receptor de Gemasolar es capaz de absorber el 95% de la radiación del espectro solar y transmitir esta energía al compuesto de sales fundidas que circula por su interior. Por tanto, el receptor central de sales fundidas es el componente más importante y tecnológicamente más avanzado de la planta. Representa el elemento clave y corazón de la planta, pues es el encargado de recibir toda la energía solar concentrada desde el campo solar de heliostatos y trasladarla al ciclo termoeléctrico mediante el calentamiento por encima de los 550 °C de las sales fundidas que circulan por su interior.

Este receptor central de sales de Gemasolar, único en el mundo en cuanto a tamaño y especificación, es capaz de operar diariamente a flujos de energía incidente concentrada sin precedentes de más de 1.000 soles, para maximizar su rendimiento térmico, pero sin detrimento de su durabilidad, especificada en 25 años.

Para su concepción y diseño, SENER ha utilizado sus conocimientos y experiencia en componentes calientes de motor de avión adquiridos en su participación en el Eurofighter, y que llevó a SENER en 1984 a promover la fundación de ITP, única industria española de motores aeronáuticos y turbinas de gas y donde SENER es actualmente accionista mayoritario. El receptor cuenta con estándares, materiales y procesos de la industria aeronáutica y ha sido fabricado, bajo la dirección de SENER por ITP.



5.4.1.2. Software SENSOL

Además de todas las innovaciones anteriores, fruto de la actividad de SENER en I+D, surge un software denominado SENSOL, desarrollado para el análisis técnico-económico y la optimización de proyectos en el área solar. Es una herramienta de gran utilidad ya que proporciona el diseño óptimo en cada caso, desde el punto de vista de la rentabilidad del proyecto. SENSOL es un programa muy innovador que sitúa a SENER en la mejor posición tecnológica para llevar a cabo estudios de viabilidad y optimización de plantas solares.

Este software puede ser aplicado a centrales solares térmicas (plantas de heliostatos y de colectores cilindro-parabólicos) y fotovoltaicas. En el caso de las centrales térmicas permite la hibridación con gas natural, de acuerdo a la legislación vigente (RD 436/2004). La capacidad diferenciadora radica en la detallada modelización óptica del campo colector de la central y en la parametrización de los costes del proyecto. De esta manera, para cada componente de la central se tiene en cuenta no sólo su rendimiento sino también su coste, y, lo que es más importante, cómo varía éste con las prestaciones del componente. Esto permite, a través de un proceso iterativo, elegir la configuración óptima del sistema partiendo de un diseño básico. SENSOL también se puede utilizar para analizar el impacto en la rentabilidad de los diferentes cambios de diseño que puedan surgir durante el desarrollo del proyecto. Resulta también particularmente interesante para estudiar los distintos modos de operación de la planta desde la óptica de la rentabilidad.

Las ventajas aportadas por SENSOL en los diversos proyectos en los que SENER lo ha utilizado, como por ejemplo en Andasol 1 y 2, Gemasolar, o para la planta del TITECH (beam-down system) son realmente satisfactorias. En las centrales solares térmicas, aproximadamente el 40 por ciento de la inversión corresponde al campo de espejos que siguen al sol para captar su energía. Decidir, pues, la superficie de espejo necesaria, su configuración y forma de operación no es una cuestión baladí.

De especial importancia es la configuración del campo colector en las plantas de heliostatos. Gracias a la detallada modelización del proceso de reflexión de la energía en el campo, se ha conseguido optimizar la superficie de espejo. Este módulo óptico se aplica también a las plantas de colectores parabólicos y a las plantas

fotovoltaicas. SENSOL dispone también de un módulo de visualización en 2D y 3D, que permite optimizar la distribución de los colectores en el campo, maximizando así el rendimiento de la planta. Este módulo también se utiliza para analizar la distribución de flujo sobre la superficie del receptor central en el caso de las plantas de heliostatos, aspecto muy importante en el diseño de este tipo de sistemas.

Por otra parte, la energía proveniente del campo colector y contenida en el fluido de trabajo puede ser destinada en centrales térmicas directamente a la turbina para la producción de energía eléctrica, o a los tanques de almacenamiento para usarla durante las horas de no insolación. SENSOL puede determinar la configuración óptima de ambos componentes teniendo en cuenta el resto de parámetros de la planta.

Además, el programa admite la introducción de bases de datos meteorológicas para el cálculo de la producción eléctrica anual de la central. SENSOL dispone también de un módulo de generación de bases de datos de insolación sintéticas para analizar de forma rápida y sencilla el comportamiento de la central frente a variaciones anuales de la radiación recibida por la planta.

Una vez calculada la producción eléctrica de la planta, se procede a realizar el desglose económico del proyecto, teniendo en cuenta los ingresos por venta de electricidad, la inversión necesaria y los costes de operación y mantenimiento de la planta. A través de un proceso iterativo, el programa permite analizar eficazmente las diferentes alternativas de diseño y elegir la configuración óptima del sistema.

5.4.1.3. El heliostato y su mecanismo de apunte de dos ejes

SENER ha sido responsable del diseño de los heliostatos, de 120 m² de superficie, incluidos los seguidores solares de dos ejes con los que cuenta Gemasolar. Estos ejes son sistemas que constan de componentes estructurales, mecánicos, electrónicos y de control, que permiten un apunte preciso de la superficie reflectora o del módulo fotovoltaico según la variación de la posición del sol, lo que optimiza la producción de energía eléctrica de las plantas.





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

El seguidor solar de SENER es un producto necesario para las plantas de receptor central de torre, disco Stirling y las fotovoltaicas de alta concentración, ya que estas tecnologías requieren un apuntamiento preciso con mínimos márgenes de error bajo unas estrictas condiciones de funcionamiento, mediante las que se asegura la producción energética y, por tanto, la rentabilidad de la instalación.

Con respecto a las aplicaciones en energía termoelectrica de concentración, los heliostatos que reflejan la radiación solar hacia el receptor central de torre utilizan este sistema de seguimiento de alta precisión para orientar la superficie de espejos según la estrategia de control, la posición del sol y la distancia a la torre. Asimismo, los discos Stirling que concentran la radiación solar en un punto focal necesitan realizar un apuntamiento constante.

Por su parte, los módulos fotovoltaicos de alta concentración reducen la cantidad de material semiconductor que se emplea en estos módulos con respecto a los paneles planos de silicio, lo que permite usar material más eficiente. Sin embargo, esta tecnología requiere de un sistema de seguimiento solar de muy alta precisión y prestaciones para realizar la conversión fotoeléctrica.

El seguidor solar de SENER se caracteriza por su gran capacidad de superficie, de 85 m² para fotovoltaica de concentración y 120 m² para termoelectrica de concentración, y una excelente precisión de apunte de 0,1° incluso bajo fuertes cargas de viento.

El mecanismo de apunte del seguidor es un producto propio, diseñado, patentado y fabricado por SENER, que presenta un diseño compacto: aloja en una carcasa sellada todo el conjunto actuador de acimut y elevación, lo que hace de él un producto de alta fiabilidad y rigidez, excelentes prestaciones y bajo mantenimiento, y asegura un funcionamiento preciso y fiable del seguidor solar. La producción propia garantiza que cada unidad es sometida a tests bajo exhaustivos controles de calidad y cargas, lo que asegura las características funcionales de cada elemento. Asimismo, los mecanismos de apuntamiento fueron probados mediante test de vida acelerada para asegurar un correcto funcionamiento a lo largo de los 25 años de vida útil de la planta. De esta forma, SENER refuerza su apuesta por la energía solar, extendiendo su actividad a la producción en serie de sistemas de alta excelencia tecnológica dentro de este campo.



5.4.1.4. Sistema de almacenamiento en sales fundidas

Como ya hemos explicado con anterioridad, mediante el sistema de almacenamiento, las plantas de generación eléctrica termosolar pueden seguir produciendo electricidad en ausencia de insulación, una diferencia fundamental con respecto a las plantas que no cuentan con este sistema, por lo que el bloque de potencia opera en condiciones más estables y constantes. Además, el sistema de almacenamiento logra aumentar el factor anual de capacidad (las horas efectivas en las que la planta puede producir electricidad) y seleccionar los momentos más adecuados para volcar la energía a la red, en función de la demanda.

SENER ha sido una empresa pionera en la aplicación del sistema de almacenamiento térmico con sales fundidas en plantas comerciales, muchas de ellas en operación comercial. Andasol 1, proyecto en el que se llevó a cabo el desarrollo de la ingeniería, además de participar en su construcción y puesta en marcha, fue la primera planta en incorporarlo en su diseño.

En todos los proyectos desarrollados por SENER hasta la fecha en plantas de energía solar por concentración con sistema de almacenamiento, la empresa ha instalado un sistema bi-tanque para contener las sales fundidas, que son el medio utilizado para almacenar la energía térmica. Uno de los tanques se utiliza para almacenar las sales en estado «frío» (a una temperatura de 290 °C) y otro para almacenar las sales en estado «caliente» (a unos 390 °C), de manera que sólo la mitad de la capacidad de los tanques se está utilizando en cada instante: cuando no hay energía almacenada, el tanque «frío» está lleno y el tanque «caliente» está vacío; y cuando la energía almacenada es la máxima, el tanque «frío» está vacío y el tanque «caliente» está lleno.

5.4.2. Futuros desarrollos para plantas de torre

5.4.2.1. Planta solar de gran potencia TC GRAN

Dentro de los continuos trabajos de investigación orientados a conseguir la reducción del coste de generación de energía eléctrica termosolar, el equipo de ingenieros del Departamento de Negocio Solar de SENER lleva a cabo el proyecto TC-GRAN. El objetivo es el desarrollo de tecnología para una planta termosolar de torre central con recep-



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

tor de sales de gran potencia, con la que se espera conseguir una reducción significativa del coste de generación eléctrica termosolar actual.

Este proyecto será un paso más para favorecer el despliegue de la tecnología de torre central con receptor de sales fundidas, una tecnología que, según numerosos estudios realizados en el sector de las energías renovables, será más eficiente que la tecnología cilindro parabólica, una vez que haya sido suficientemente desarrollada e implantada.

En el marco del presente proyecto se van a desarrollar tecnologías pioneras de soporte al diseño, construcción y operación de centrales con fundamento en tecnología de torre central con receptor de sales fundidas. Estos desarrollos tecnológicos, aunque liderados por SENER, cuentan con la participación de otras empresas especializadas en distintos componentes, equipos o sistemas, como BATZ, Sociedad Cooperativa, HERLOGAS, S.A., Industria de Tuberías Aeronáuticas, S.A., Microelectrónica MASER, S.L., MTS Valves and Technology, S.L., y también Torresol Energy.

TC-GRAN se enmarca dentro de los proyectos ETORGAI 2010 del Gobierno Vasco. SENER prevé finalizar el proyecto a finales de 2012.

La consecución de los objetivos técnicos del proyecto TC-GRAN requiere de profundos procesos de indagación, estudio, diseño y desarrollo de nuevas posibilidades dentro de cada una de las áreas que conforman la planta y su funcionamiento, a todos los niveles y en su conjunto en general:

- Receptor de sales fundidas con mayor potencia que la del receptor actual.
- Campo solar, con avances relativos al desarrollo de un nuevo heliostato y también para todos los aspectos necesarios para la alimentación, las comunicaciones y el sistema de control asociados.
- Sistema de sales fundidas, que ha de contemplar dos parámetros básicos diferentes del que existe en la actualidad: un mayor caudal y una mayor presión.
- Simulación avanzada de la planta: para maximizar las prestaciones de la planta es necesario disponer de una herramienta avanzada de simulación que permita definir modos de operación más

ajustados al límite de las prestaciones de los componentes y prever las necesidades de diseño para su implementación, así como para optimizar los modos de operación para el máximo aprovechamiento del sistema.



5.4.2.3. Sistema de limpieza de heliostatos HECTOR

Las plantas de receptor central de torre constan de un gran número de heliostatos cuya superficie reflectante, compuesta por espejos, concentra los rayos solares en el receptor, ubicado en lo alto de una torre. Mantener la reflectividad máxima de los espejos es de gran importancia para optimizar el aprovechamiento de la energía solar.

Uno de los factores que mayor impacto negativo tiene en la reflectividad es la suciedad de los espejos. Limpiarlos es, por tanto, una labor de mantenimiento básica en los campos solares, con una incidencia directa sobre la producción eléctrica de la planta.

Los procesos de limpieza de plantas solares se están empezando a definir ahora, que es cuando las plantas están entrando en operación y, por tanto, necesitan incorporar sistemas de limpieza. Cada planta tiene necesidades distintas ya que su grado de suciedad, que impone las pautas de limpieza, depende de numerosos factores como es su localización, perfil de la geografía, flora local, etc. La empresa Torresol Operación y Mantenimiento está especializada en la explotación de plantas termosolares y tiene como objetivo no sólo contar con la tecnología termosolar de referencia, sino también con el conocimiento y las técnicas específicas que permiten operar y mantener las plantas CSP de una forma óptima y eficiente. Es por ello que se busca el desarrollo de soluciones innovadoras que optimicen las operaciones de limpieza, una de las labores fundamentales del mantenimiento de la planta con una incidencia directa en la producción.

SENER ha patentado, diseñado y desarrollado HECTOR (acrónimo de *HEliostat Cleaning Team Oriented Robot*), un innovador sistema de limpieza para heliostatos. Este sistema consiste en una flota de robots, en la que cada uno de los robots es capaz de limpiar de forma totalmente autónoma un heliostato completo. El operario realiza labores de distribución, soporte y mantenimiento de la flota de robots. Este concepto permite realizar una limpieza simultánea de los heliostatos mediante robots que trabajan en paralelo asistidos por



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

un único operario, lo que optimiza el proceso y minimiza los costes de operación.

Gracias a su novedoso diseño, HECTOR consigue un excelente grado de limpieza con un mínimo consumo de agua, como han validado las pruebas realizadas en la planta Gemasolar.

Características de HECTOR

Se trata de un robot que consta principalmente de un innovador sistema de limpieza, un sistema de tracción, un depósito de agua, batería de alimentación, sensores y un software de guiado, navegación y control que le permite recorrer de forma autónoma, sin necesidad de intervención humana y sin cables que lo alimenten desde el exterior, toda la superficie del heliostato, realizando la labor de limpieza con gran calidad al desplazarse sobre la misma y sin dañar la superficie espejada, con un consumo de agua mínimo. Está diseñado para poder limpiar de noche, sin afectar a la captación y al a producción de energía diurna, aprovechando la posición horizontal nocturna de los heliostatos por lo que la producción de la planta no se ve afectada. De este modo, no requiere maniobras de posicionamiento especiales.

Funcionamiento del sistema

El sistema consiste en un vehículo que alberga una flota de robots. El vehículo es manipulado por un operario encargado de distribuir los robots sobre los heliostatos y recogerlos posteriormente para ubicarlos sobre un nuevo heliostato, así como de su reabastecimiento de agua. De esta forma, se consigue una alta capacidad de limpieza, ya que el operario realiza tareas de soporte encaminadas a la distribución eficiente de los robots en los heliostatos y su recarga, siendo los robots los que realizan la labor de limpieza de un gran número de heliostatos en paralelo. De este modo, el número de heliostatos que limpia el sistema es superior al que podría abarcar el mismo operario con un sistema de limpieza convencional, basado en un vehículo de gran tonelaje con útil de limpieza, que sólo permite la limpieza consecutiva de los heliostatos, uno a uno.

Cada robot recorre de forma autónoma la superficie completa del heliostato. Este estrecho contacto con la superficie permite conseguir

un grado de limpieza máximo y homogéneo de toda el área sin dañar los espejos y sin apenas consumo de agua.

El robot funciona con baterías con autonomía suficiente para limpiar varios heliostatos. Cada uno tiene integrada su propia batería que se puede cambiar con facilidad y se carga al finalizar la jornada de limpieza de igual manera que lo hace la batería de un móvil.

Ventajas del sistema HECTOR frente a los actuales

La principal innovación tecnológica se centra en que su proceso de limpieza es autónomo y distribuido. Este concepto es altamente innovador en el campo de la limpieza CSP ya que los sistemas convencionales consisten habitualmente en soluciones concentradas basadas en vehículos de gran tonelaje operados.

Las principales ventajas frente a otras soluciones convencionales son:

- Alta calidad de limpieza, que consigue y mantiene muy altos niveles de reflectividad gracias a su cepillado constante y uniforme, lo que repercute directamente en la producción de la planta.
- Mínimo consumo de agua, menos del 5% del consumo de otros sistemas, lo que representa un factor clave debido a la localización de las plantas CSP en emplazamientos con escasez de agua.
- Evita daños en los espejos, gracias a la independencia en la limpieza de las capacidades humanas.
- El operario realiza tareas de distribución y reabastecimiento, lo que permite que un mismo operario supervise la limpieza de varios heliostatos.
- Sistema fácilmente escalable y robusto ante fallo simple.
- En operación nocturna no necesita de posicionamiento específico de los heliostatos, evitando daños en los mismos y ahorrando energía.





Foto 15. Robot del sistema HECTOR en operación en pruebas en la planta Gemasolar.

5.5. Contribución social de Gemasolar

5.5.1. Premios y reconocimientos

Gemasolar ha despertado un gran interés por parte de autoridades políticas nacionales y del extranjero: representantes de los gobiernos de la UE, EE UU, Australia y la Liga Árabe han querido visitar sus instalaciones durante las fases de construcción o informarse de su desarrollo. Igualmente, ha sido reconocida por diversos premios nacionales e internacionales en 2011, la planta Gemasolar recibió el premio CSP Today USA en la categoría de «Innovación solar térmica» y Torresol Energy obtuvo otros dos premios de CSP Today por este proyecto, en su edición europea: «Mejor tecnología comercializada en 2011» y «Desarrollo de proyecto más eficaz en 2011». Por su parte, SENER se alzó con los premios CSP Today en las categorías «Mejor firma de ingeniería 2011» —este galardón le fue concedido tanto en la edición americana como en la europea— y «Mejor solución para aumentar la capacidad de gestión o “despachabilidad”», en referencia al sistema de almacenamiento en sales fundidas que permite generar electricidad en ausencia de insolación. Del mismo modo, SENER ha recibido el premio final en los prestigiosos premios European Business Awards 2011, en la categoría de Innovación, gracias a Gemasolar.

Por último, Gemasolar ha sido finalista, en la categoría de Producción, en los Premios Europeos de Energía Sostenible 2011, que recompensa

aquellos proyectos que implican la generación de energía renovable o la producción eficiente de energía. Además, su actividad en el municipio de Fuentes de Andalucía ha contribuido a que este consistorio reciba el Reconocimiento Tecnologías Limpias en la XVII edición de los premios Ones Mediterrània que concede cada año la fundación Mediterrània-CIE.



5.5.2. Las relaciones con la comunidad local

Desde los inicios de este proyecto, Torresol Energy ha mantenido una estrecha colaboración con el Ayuntamiento de Fuentes de Andalucía, así como con los agentes sociales de la comunidad local, que se ha materializado en iniciativas para fomentar la cultura de las energías renovables en el municipio, a través de eventos, ponencias, concursos escolares, visitas guiadas a la planta... Además, este proyecto de energía renovable ha creado cerca de 1.800 empleos directos durante su construcción y cuenta con 50 puestos de trabajo cualificados para su operación y mantenimiento, incluyendo a las subcontratas de seguridad, limpieza, etc. Más de la mitad de esos puestos de trabajo se han cubierto con habitantes del municipio sevillano, que han vivido intensamente todo el proceso de construcción de Gemasolar.

Fiel a su compromiso fundacional de proteger el medioambiente para las generaciones futuras, Torresol Energy ha querido ser, a través de Gemasolar, un agente activo en el desarrollo sostenible de Fuentes de Andalucía. Esta misma filosofía se puede aplicar en todos sus proyectos, tanto en las plantas Valle 1 y Valle 2, cuya construcción avanza en San José del Valle, en Cádiz, como en los proyectos de futuro de la compañía.



Foto 16. Vista aérea de las plantas Valle 1 y Valle 2 de Torresol Energy.

5.6. Inauguración de Gemasolar

El 4 de octubre de 2011, Su Majestad el Rey de España, Don Juan Carlos I y Su Alteza Real el Jeque Mohamed bin Zayed Al Nahyan, Príncipe Heredero de Abu Dabi inauguraron oficialmente la nueva planta de energía solar Gemasolar en la localidad de Fuentes de Andalucía, España.

A este acto también asistieron Su Alteza Real Sheikh Hazza bin Zayed Al Nahyan, consejero de Seguridad Nacional y subdirector del Comité Ejecutivo de Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos, y Su Alteza Real Sheikh Abdullah bin Zayed Al Nahyan, ministro de Asuntos Exteriores de Emiratos Árabes Unidos. Por parte española acudieron, entre otros, la Ministra de Asuntos Exteriores y Cooperación, Trinidad Jiménez, el ministro español de Industria, Turismo y Comercio, Miguel Sebastián, al igual que el presidente del Gobierno de la Comunidad Autónoma de Andalucía, José Antonio Griñán.

Durante la inauguración, el presidente de Torresol Energy, Enrique Sendagorta, el presidente de SENER Jorge Sendagorta y el CEO de Masdar, Dr Sultan Ahmed Al Jaber, subrayaron en sus discursos la importancia de este proyecto: las instalaciones de Gemasolar representan un hito importante en la industria solar mundial y un nuevo campo de cooperación entre España y Emiratos Árabes Unidos.

Gemasolar es una revolución en el sector de la energía solar por concentración y se espera que su operación comercial lidere el camino para otras plantas de torre central, con tecnología de receptor de sales fundidas, un sistema eficaz que mejora la gestión de la energía eléctrica proveniente de recursos renovables.



Foto 17. Fotografía con las principales autoridades presentes en la inauguración, entre los que están, de izquierda a derecha: el ministro de Industria Miguel Sebastián, el presidente de la Junta de Andalucía José Antonio Griñán, el consejero de Seguridad Nacional de EAU Sheikh Hazza bin Zayed Al Nahyan, el presidente de SENER Jorge Sendagorta, el Príncipe Heredero de Abu Dabi, Jeque Mohamed bin Zayed Al Nahyan, el Rey Juan Carlos I, el presidente de Torresol Energy Enrique Sendagorta, el CEO de Masdar Dr Sultan Ahmed Al Jaber, el ministro de Asuntos Exteriores de EAU Sheikh Abdullah bin Zayed Al Nahyan y la ministra de Asuntos Exteriores Trinidad Jiménez.

5.7. Bibliografía y referencias

- PACHECO, J. E., *et al* (2000). «Summary of the Solar Two test and evaluation program».
- HUGH, E. R.; GREGORY, J. K. (2001). «An Evaluation of Molten-Salt Power Towers Including Results of Solar Two Project». *Sandia National Laboratories*. SAND2001-3674.
- PITZ-PAAL R. (2005). «European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping».
- ORTEGA, I.; BURGALETA, J. I.; TÉLLEZ, F. (2006). «Central Receiver System (CRS) Solar Power Plant using Molten Salt as Heat Transfer Fluid». Solar



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

PACES: 13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, Sevilla, June 2006.

- RELLOSO, S.; DOMINGO, M. (2006). «Solar Projects Analysis Using SENSOL». SolarPACES: 13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, Sevilla, June 2006.
- VÁZQUEZ, J.; RELLOSO, S. (2006). «SENER heliostat design and testing». SolarPACES: 13th International Symposium Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, Sevilla, June 2006.
- LATA, J. M.; RODRÍGUEZ, M.; ÁLVAREZ DE LARA, M. (2006). «High flux central receivers of molten salts for the new generation of commercial stand-alone solar power plants». SolarPACES: 13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, Sevilla, June 2006.
- RELLOSO, S.; OLABARRI, B. (2008). «SENSOL as a Key Tool for Solar Commercial Projects». SolarPACES: Congress 2008, March.
- RELLOSO, S.; GUTIERREZ, Y. (2008). «Real application of Molten Salt Thermal Storage to obtain high capacity factors in Parabolic Trough Plants». SolarPACES: Congress 2008, March.
- OLASO, J.; ORTEGA, J. I. (2008). «Solar Power Dispatchability through Thermal Storage – SOLAR TRES». SolarPACES: Congress 2008, March.
- BURGALETA, J. I.; ARIAS, S.; SALBIDEGOITIA, I. (2009). «Operative Advantages of a Central Tower Solar Plant with Thermal Storage System». SolarPACES Congress 2009, September.
- BURGALETA, J. I.; ARIAS, S.; RAMIREZ, D. (2011). «Gemastar, the first tower thermosolar commercial plant with molten salt storage». SolarPACES Congress 2011. September.

6

ANDASOL I Y II: INTRODUCCIÓN DEL CONCEPTO DE GESTIONABILIDAD

ACS - Cobra Energía
www.cobraenergia.es



6.1. Introducción

Hasta la fecha se han desarrollado cuatro tipos diferentes de tecnologías termosolares. Cada una de ellas se encuentra en distintas fases de desarrollo e implantación: canales parabólicos, receptor central, fresnel y Stirling. A lo largo de este capítulo se analizará el primer proyecto termosolar gestionable con tecnología de canales parabólicos, Andasol-1.

Desde 1985 a 1990, se construyeron nueve plantas comerciales con colectores cilindro parabólicos en California con capacidades que van de 30 a 80 MW, con una potencia instalada total de 354 MW. Gracias a la continuada mejora en Operación y Mantenimiento y a la fiabilidad de la planta, los campos solares operan con casi el 99% de disponibilidad anual, y la eficiencia de la conversión solar a eléctrica alcanza un 20% en un día de verano. Como resultado, estas plantas termosolares están a la vanguardia mundial de la producción comercial de energía eléctrica solar. Estos impresionantes records de rendimiento de las plantas SEGS de California son una base firme para garantizar a los inversores de proyectos tipo Andasol-1 el mismo éxito tecnológico y financiero.

En España, se ha comprobado ésta seguridad técnica de los colectores en la Plataforma Solar de Almería (PSA) durante los últimos 20 años, obteniendo el mismo nivel de seguridad. Hoy en día, España es líder mundial en tecnología termosolar con unos 1.000 MW en operación, más de 1.200 MW en construcción y casi 500 MW en fase de promoción (preasignadas).

Andasol-1, puesta en operación comercial a principios de 2009, buscaba el objetivo de transferir a España y a la región mediterránea



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

la experiencia y el éxito comercial de los proyectos termosolares de California. Además durante su desarrollo se asumió el reto de integrar un Sistema de Almacenamiento Térmico nunca antes construido que ha resultado ser todo un éxito.

Es la primera planta termosolar gestionable a nivel mundial. Se llama gestionabilidad a la capacidad de la instalación de almacenar el calor transferido por el sol durante el día, para ser utilizado en su ausencia y continuar con la generación eléctrica limpia, permitiendo así la producción eléctrica solar sin interrupción durante 24 horas, atendiendo a la demanda eléctrica en cada momento y asegurando siempre la capacidad de potencia a generar. Esta innovadora característica ha supuesto un gran avance en el sector de las renovables pues por primera vez en la historia se puede gestionar la energía limpia aportando una gran estabilidad a la red eléctrica.



Foto1. Intercambiadores en la planta Andasol I.

6.2. PRINCIPIO BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO

El principio fundamental del proyecto es el de convertir la energía primaria solar en energía eléctrica mediante un **Campo Solar** de colectores cilindro parabólicos, un **Sistema de Almacenamiento** de energía térmica de 6 horas de capacidad más el 25% de seguridad a base de sales fundidas y un **Ciclo de Vapor** de 49,9 megavatios de capacidad nominal.

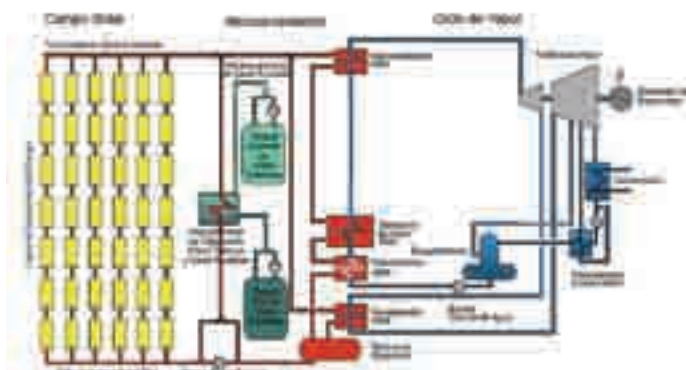


Figura 1. Esquema principal simplificado de funcionamiento de Andasol-I.

El proyecto Andasol-1 utiliza colectores cilindro parabólicos denominados «SKALET 150» cuyo primer prototipo, denominado *EuroTrough* ha sido desarrollado en la Plataforma Solar de Almería junto con el CIEMAT y la Agencia Alemana del Espacio (DLR), con el fin de transferir la tecnología cilindro parabólica a Europa y ponerse en la vanguardia tecnológica con el diseño europeo de un colector avanzado. En los últimos años han sido desarrollados nuevos diseños que han conseguido optimizar la estructura, «SENERTROUGH». Modelos utilizados centrales como Extresol y Manchosal.



Foto 2. Planta Extresol en operación durante la noche.

El campo solar del proyecto Andasol-1 comprende 624 unidades de colector del tipo SKALET 150 con una superficie total de 510.120 m², formando 156 lazos paralelos de cuatro colectores SKALET 150 conectados en serie.





Los colectores cilindro parabólicos consisten en un sistema de concentración de geometría cilindro parabólica, con un tubo situado en el punto focal, dotado de un sensor óptico de alta precisión para seguir al sol de este a oeste, y que en todo momento la radiación solar directa incida sobre los reflectores.

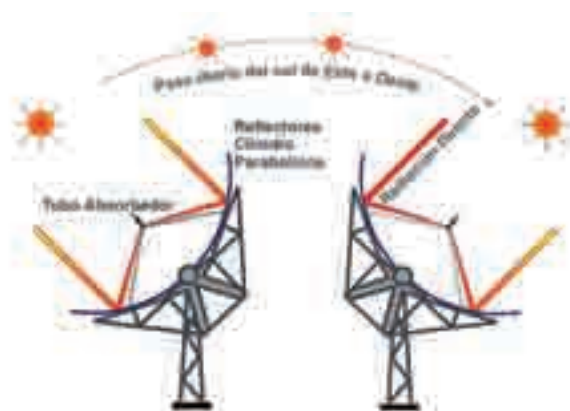


Figura 2. Esquema de seguimiento de los colectores SKALET: Siguiendo el sol de este a oeste, los colectores reflejan y concentran la radiación solar directa unas ochenta veces sobre los tubos absorbentes situados en la línea focal de la superficie reflectante.

Un tubo absorbente se compone de un tubo de acero inoxidable cubierto de una capa selectiva y de un tubo de cuarzo exterior para reducir las pérdidas térmicas. Por estos tubos absorbentes circula un fluido de transferencia de calor (HTF), un aceite sintético, que se calienta por la radiación solar concentrada hasta una temperatura de 400 °C.



Foto 3. Colector cilindro parabólico en funcionamiento.

En este tipo de plantas con almacenamiento, el campo solar está sobredimensionado respecto a una planta sin almacenamiento para «cargar» el Sistema de Almacenamiento.

6.2.1. Descripción técnica

Durante las horas de sol, los colectores del campo solar concentran la radiación sobre los tubos absorbentes y calientan así el fluido térmico hasta una temperatura exacta de 393 °C. La energía contenida en este fluido térmico puede ser bombeada directamente al generador de vapor o puede ser bombeada a un Sistema de Almacenamiento Térmico donde se guarda para su uso posterior.



Foto 4. Foto aérea del campo solar planta Andasol.

En el modo de **operación directa**, el fluido térmico pasa desde el campo solar al sistema de generación de vapor solar donde se produce vapor a una temperatura de 377 °C y una presión de 98 bares, haciendo pasar el fluido térmico por tres intercambiadores de calor conectados en serie (precalentador, evaporador y sobrecalentador). El fluido HTF (Heat Transfer Fluid) sale enfriado del precalentador y es enviado al campo solar para ser calentado de nuevo. De este modo, el fluido térmico actúa como el medio de transferencia de calor entre el campo solar y la central de generación del ciclo de vapor, calentándose en los colectores solares y enfriándose al producir el vapor que demanda el turbogenerador. El vapor así producido se envía al tren de generación, donde se expande en una turbina de vapor que acciona el correspondiente





generador de electricidad. A la salida de la turbina, se le extrae el calor residual al vapor expandido por medio de torres de refrigeración por evaporación de tiro forzado. Mediante este proceso, la radiación solar es recogida y concentrada por el campo solar, y convertida en electricidad que posteriormente se entrega a la red eléctrica general.

Durante las horas de alta insolación del medio día se puede generar electricidad y **cargar el sistema de almacenamiento** a la vez. Para este fin se traspasa el calor del fluido proveniente del campo solar al sistema de almacenamiento térmico a base de sales fundidas, que recoge el calor mientras la sal pasa del depósito frío al depósito caliente, donde se acumula este calor hasta llenarlo completamente. El fluido térmico cede su energía calorífica a las sales, que entran en el intercambiador de calor con una temperatura de 292°C provenientes de los tanques fríos de almacenamiento y salen con una temperatura de 386°C para ser almacenados con esta temperatura en los tanques calientes de almacenamiento.

Al avanzar el día y bajar la intensidad de la radiación solar por la tarde, se deja de desviar calor al sistema de almacenamiento para aplicarlo todo a producir electricidad. Después de la puesta de sol, la operación del campo solar se detiene y empieza la **descarga del sistema de almacenamiento**, para ello se recupera el calor del depósito de sal caliente por medio del aceite térmico para mantener la producción de electricidad durante la noche.

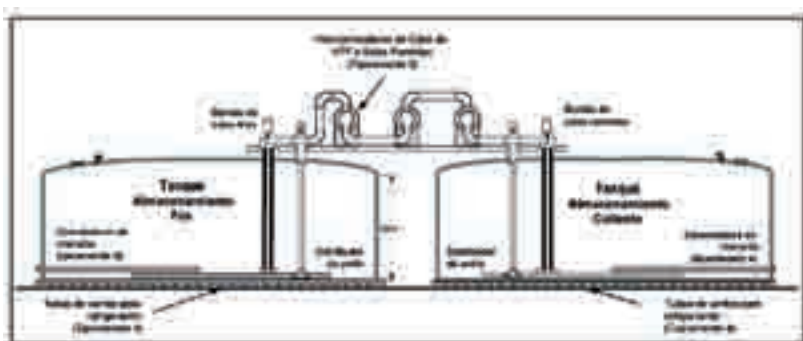


Figura 3. El esquema del sistema de almacenamiento.

Para evitar la solidificación del fluido térmico y de las sales de almacenamiento durante los períodos de interrupción de la generación eléctrica, la planta Andasol-1 dispondrá de equipos auxiliares que consuman gas natural o propano.

Con este almacenamiento, una planta tipo Andasol-I puede producir electricidad solar sin interrupción durante el día y noche, atender la demanda eléctrica de cada momento y asegurar siempre la capacidad de potencia.

6.2.2. Proceso de generación

En condiciones de diseño, los 510.120 m^2 de colectores del campo solar, reciben una irradiación normal directa de 800 W/m^2 . Los colectores concentran esta radiación total incidente de 408.096 kW sobre los tubos absorbedores, que lo convierten en energía calorífica y la transfieren al fluido térmico.

La tubería del colector central caliente recibe el fluido térmico así calentado y lo conduce a los intercambiadores de calor del sistema de almacenamiento y/o del sistema de generación de vapor. El flujo se controla mediante una bomba para mantener las temperaturas en condiciones de diseño.

En el **sistema de generación de vapor**, el flujo de fluido térmico cede su energía calorífica en los distintos intercambiadores de calor entre fluido térmico por un lado, y agua/vapor por otro lado. Tras esta cesión de calor el fluido vuelve por la tubería de colector fría al campo solar.

Cuando la radiación solar incidente excede 400 W/m^2 , se conduce este exceso de energía calorífica al sistema de almacenamiento para cargarlo. Cuando la radiación solar incidente cae debajo de estos 400 W/m^2 , se extrae energía calorífica desde los tanques de almacenamiento calientes por el proceso inverso; las sales fundidas son bombeadas desde los tanques calientes por el intercambiador de calor hacia los tanques fríos para ceder su energía calorífica al fluido térmico, que para este fin circula por el intercambiador en dirección inversa. Entra por el lado frío para recibir la energía calorífica de las sales fundidas y luego reunirse con el flujo caliente proveniente del campo solar y proceder al sistema de generación de vapor.

El vapor producido se conduce hasta la etapa de alta presión de la turbina de vapor, donde se expande con objeto de mover la turbina. Desde la salida de la etapa de alta presión de la turbina el vapor es reconducido al recalentador antes de entrar en las etapas de media y





baja presión de la turbina, donde se expande con objeto de mover la turbina para producir **49,9 MW** netos de electricidad en el generador acoplado.

El vapor expandido sale de la turbina y es conducido a un condensador refrigerado por agua de torre para volver al conjunto de precalentadores y cerrar el circuito. De esta manera, el sistema de almacenamiento entra a apoyar, cuando la salida del campo solar cae por debajo de los requisitos nominales del generador de vapor.

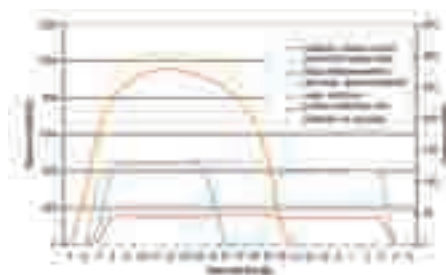


Figura 4. Ciclo diario de producción solar, carga y descarga del sistema de almacenamiento y producción eléctrica.

La producción eléctrica de la planta Andasol-1 varía durante el día y las diferentes épocas del año según la radiación disponible. La siguiente figura demuestra los diferentes perfiles diarios de capacidad disponible en varias épocas del año.

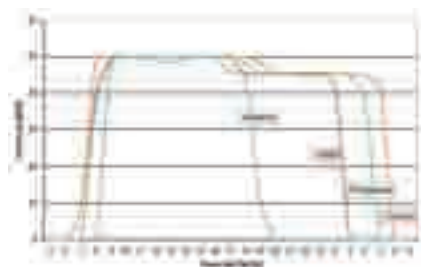


Figura 5. Esquema de producción eléctrica en las diferentes épocas del año.

La producción eléctrica suministrada mensualmente a la red pública por la planta, se ha calculado en función de la base de datos de radiación medidos en el emplazamiento exacto de la instalación, Marquesado de Zenete, a lo largo de 5 años.

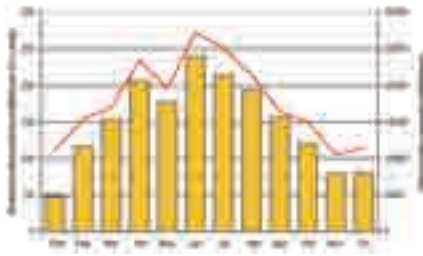


Figura 6. Esquema de producción eléctrica por meses del año.

En la gráfica se puede observar la estacionalidad en verano y la variación de producción en las diferentes épocas del año.

Por lo tanto, con una radiación directa de 2.136 kWh/m^2 al año, los 510.120 m^2 de colectores cilindro parabólicos de Andasol-1, reciben anualmente una radiación directa de $1.089.616 \text{ MWh/a}$. De esta radiación solar el campo solar del proyecto genera anualmente 464.703 MWh/a de energía térmica en forma de vapor para mover el turbogenerador, correspondiendo a una eficiencia térmica anual de los colectores SKALET de 43%. El turbogenerador del proyecto genera de esta energía térmica unas 181.831 MWh/a de energía eléctrica al año. Restándole las pérdidas de transmisión del 1,5%, quedan unos 179.103 MWh/a de energía eléctrica para entregarla a la red, correspondiendo a una eficiencia media anual del 16% de conversión de radiación solar a energía eléctrica. Este uso de la radiación concentrada como energía primaria, evitará la emisión de unos 150 millones de kilos de dióxido de carbono al año, en el sur de España, de lo contrario emitidos de centrales térmicas convencionales de carbón o fuel.

6.3. Sistemas

6.3.1. Sistema de aceite térmico (HTF)

El Sistema de Aceite Térmico (AT) es el encargado de captar la energía en el Campo Solar (CS) y transportarla a la Generación de Vapor y/o Almacenamiento Térmico, o de transferirla desde el Almacenamiento Térmico hasta la Generación de Vapor. Comprende los sistemas de Campo Solar, Bombas principales, Expansión, Caldeo y Condensación y Purificación.

El Campo Solar está compuesto de 156 lazos encargados de recoger el calor aportado por el sol. Los colectores calientan el aceite térmico





Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica

desde 296 °C hasta 393 °C para dirigirlo a los Trenes de Generación de Vapor (TGV) o al Almacenamiento Térmico (ATS).

El Sistema de Bombas Principales impulsa el fluido de trabajo a través del Campo Solar hasta los Trenes de Generación de Vapor y/o el Intercambiador Aceite/Sales, donde el Aceite cede su energía para dirigirse al Sistema de Expansión.

El Sistema de Expansión es el encargado de absorber los incrementos de volumen del Aceite Térmico debido a los cambios de temperatura que sufre en los diferentes modos de operación y es el punto de llenado del circuito en la puesta en marcha de la instalación. Comprende dos Tanques de Rebose y dos Bombas de Rebose para el retorno a un Depósito de Expansión.

El Sistema de Caldeo está compuesto fundamentalmente por tres Calderas que garantizan la protección del fluido de trabajo contra las bajas temperaturas durante largas paradas de la Planta y a la vez son la fuente de energía para el almacenamiento en sales y la generación de vapor, cuando el Campo Solar no recibe irradiación alguna, aportando hasta 45 MW térmicos al fluido.

El Sistema de Condensación es el encargado de separar el nitrógeno, de recuperar y devolver al Sistema el aceite vaporizado que contenga el venteo del depósito de expansión durante los arranques. Dicho venteo se introduce en dos Depósitos de Condensación consecutivos, donde se recuperará el Aceite Térmico bajando su temperatura mediante aerorefrigeradores. Asimismo este sistema será utilizado para separar del aceite compuestos volátiles degradados que aparezcan con el tiempo. Una segunda parte de este sistema, denominada «Subsistema de Purificación», está destinada a eliminar mediante un Tanque Flash los compuestos de alto punto de ebullición que produce la degradación.

6.3.2. Sistema de generación de vapor y bloque de potencia

6.3.2.1. Sistema Generación de Vapor

En este Sistema, compuesto por dos Trenes de Generación de Vapor del 50% de capacidad, se produce el vapor que se enviará a la Turbina de Vapor para generar electricidad. Cada tren está compuesto por cuatro intercambiadores de calor de carcasa, tubo donde el aceite térmico cede su calor al agua/vapor.



El agua de alimentación enviada a ambos Trenes de Generación de Vapor es calentada en el Economizador (paso 1), convertida en vapor en el Evaporador (paso 2) y sobrecalentada en el Sobrecalentador (paso 3), obteniendo vapor sobrecalentado (vapor principal) a 380 °C que se envía al cuerpo de alta presión de la Turbina de Vapor. El aceite térmico proviene, bien del Campo Solar a 393 °C ó de la descarga de Sales a 387 °C, saliendo a 293°C después del intercambio térmico.

Asimismo, se envía vapor recalentado frío al Recalentador (paso 4) de ambos Trenes de Generación de Vapor para obtener vapor recalentado caliente y enviarlo al cuerpo de baja presión de la Turbina de Vapor.

6.3.2.2. Turbina de Vapor

La turbina de vapor de condensación está constituida por dos cuerpos a dos niveles de presión con recalentamiento intermedio.

A carga nominal, de 49.9 MW, las características del vapor a la admisión de la turbina son las siguientes:

- Admisión Cuerpo de Baja Presión (BP): aprox. 16.5 bar a, 380 °C
- Admisión Cuerpo de Alta Presión (AP): aprox. 100 bar a, 378 °C.

Las líneas de vapor provenientes de los dos trenes de generación de vapor alimentan los dos cuerpos de la turbina Baja Presión y Alta Presión.

A la salida del cuerpo de Alta Presión se realiza un recalentamiento del vapor para conducirlo al cuerpo de Baja Presión de la turbina. La salida de vapor del cuerpo de Baja Presión se conduce al condensador.

6.3.2.3. Sistema de Vapor y Bypass

Este sistema es el encargado de conducir el Vapor entre los trenes de generación de Vapor y los cuerpos de la Turbina de Vapor. Comprende a su vez los sistemas de Vapor Principal o de Alta Presión, Vapor Recalentado Frío, Vapor Recalentado Caliente y Bypass de Turbina.

El sistema de vapor principal suministra vapor a la turbina de alta presión (VAP) desde la salida de los sobrecalentadores de alta presión de los generadores de vapor hasta la entrada a la turbina de alta presión.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

El sistema de vapor recalentado frío (VRF) conduce el vapor de escape de la turbina de alta presión hasta la entrada de los recalentadores del sistema de generación de vapor.

El sistema de vapor recalentado caliente (VRC) suministra vapor desde la salida de los recalentadores del sistema de generación de vapor hasta la turbina de baja presión.

El sistema de bypass permite, al independizar los generadores de vapor de la turbina, obtener las condiciones de presión y temperatura del vapor principal y del vapor recalentado caliente requeridas por la turbina durante la fase de arranque, eliminando transitorios térmicos. Asimismo, en el proceso de rechazo de carga o disparo, donde se produce un exceso de vapor que incrementa la presión en el sistema de generación de vapor y en las líneas de vapor, las válvulas de bypass realizan el control de la presión del vapor principal o recalentado caliente, eliminando el exceso de vapor al condensador hasta que la turbina y el sistema de generación de vapor se acoplen a la nueva situación de carga.

6.3.2.4. Sistema de Vapor Auxiliar

Es el encargado de suministrar vapor al Sistema de Sellado de la Turbina de Vapor, para evitar las fugas de vapor en la turbina de alta y la admisión de incondensables en la turbina de baja. El vapor procede bien del colector de VAP o de la Caldera Auxiliar de este sistema.

6.3.2.5. Sistema de Condensado

Se encarga de extraer el vapor procedente de la Turbina de Baja Presión y condensarlo en el Condensador, y de conducir el condensado mediante las Bombas de Condensado hasta el Desgasificador, calentándolo previamente en los Precalentadores de Agua de Baja Presión.

6.3.2.6. Sistema de Agua de Alimentación

Este circuito toma el agua del tanque de almacenamiento del Desgasificador (previa eliminación de gases del agua de condensado), y la conduce mediante las Bombas de Alimentación hasta los Trenes de Generación de Vapor pasando por los Precalentadores de Agua de Alta Presión.



6.3.2.7. Sistema de Agua de Circulación

Este circuito suministra el agua fría necesaria para evacuar el calor procedente de la condensación de vapor del ciclo, así como refrigerar los diversos equipos de la central. Capta el agua fría de la Torre de Refrigeración, la conduce mediante las Bombas de Circulación a través de los tubos del Condensador donde intercambia calor con el vapor y la devuelve a la Torre de Refrigeración donde se enfría.

6.3.2.8. Sistemas Auxiliares

Existen una serie de sistemas auxiliares que complementan el funcionamiento de la planta, que se listan a continuación:

- Sistema Refrigeración Componentes
- Sistema Drenajes Trenes Generación de Vapor
- Sistema de Drenajes de TV y BOP
- Planta de Tratamiento de Agua
- Sistema Agua Servicios y Agua Potable
- Sistema Agua Desmineralizada
- Sistema de Drenajes de Planta
- Sistema Aire Comprimido
- Sistema de Muestreo
- Sistema de Dosificación Química

6.3.3. Almacenamiento térmico

Las funciones principales del Sistema de Sales son el almacenamiento de energía térmica para extender la operación de la planta durante las noches y el aporte de energía térmica cuando no se dispone de radiación solar suficiente. Entre sus elementos principales se encuentran los Tanques de Almacenamiento, los Intercambiadores Aceite/Sales y los Sistemas Auxiliares.

El Sistema consta de dos Tanques de Almacenamiento, uno de sales fundidas frías y otro de sales fundidas calientes con sus respectivas bombas.



El intercambio de calor entre el Aceite y las Sales se realiza a través de seis intercambiadores tubo carcasa.

Dentro de los Sistemas Auxiliares se incluyen el Sistema de Drenaje, el Sistema de detección de fugas de aceite térmico y el Sistema de Inertización de nitrógeno.

6.4. Modos de operación

6.4.1. Circulación de HTF en caso de parada

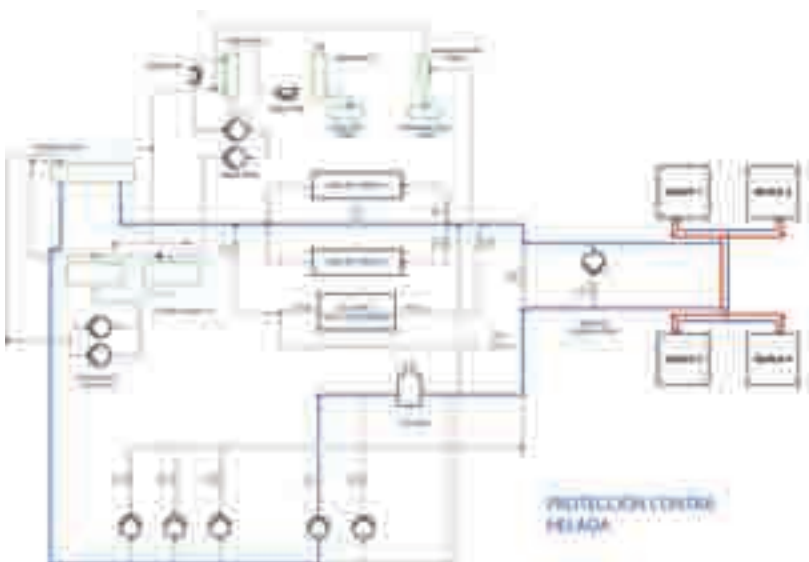


Figura 7. Esquema de funcionamiento en protección contra parada.

Se estima trabajar en este modo durante **1.738 horas al año**. Se trabaja en este modo cuando ocurre una caída de planta, especialmente durante la noche, por ejemplo, cuando no hay ni radiación ni almacenamiento de energía en el tanque caliente.

El camino del HTF será el siguiente: una de las bombas del sistema anti heladas bombea desde el tanque de expansión a través de la caldera de HTF (sin aporte de gas natural) al campo solar sin pasar por el tren de generación de vapor ni por los intercambiadores de HTF/Sales.

Para prevenir un enfriamiento excesivo del aceite térmico en algún punto del campo solar (cuando la temperatura del HTF está por de-



bajo de 80 °C y debería darse antes en los tubos absorbedores, que no están aislados), una de las bombas del sistema anti heladas hará circular durante un intervalo de 2-3 minutos el HTF por el campo solar para reemplazar el HTF alojado en los colectores.

La turbina de vapor se parará y mantendrá sellada con vapor y en modo virador para que sea posible arrancarla en el menor espacio de tiempo.

Las calderas de HTF y el almacenamiento térmico no trabajan en este modo.

6.4.2. Parada de planta por mantenimiento

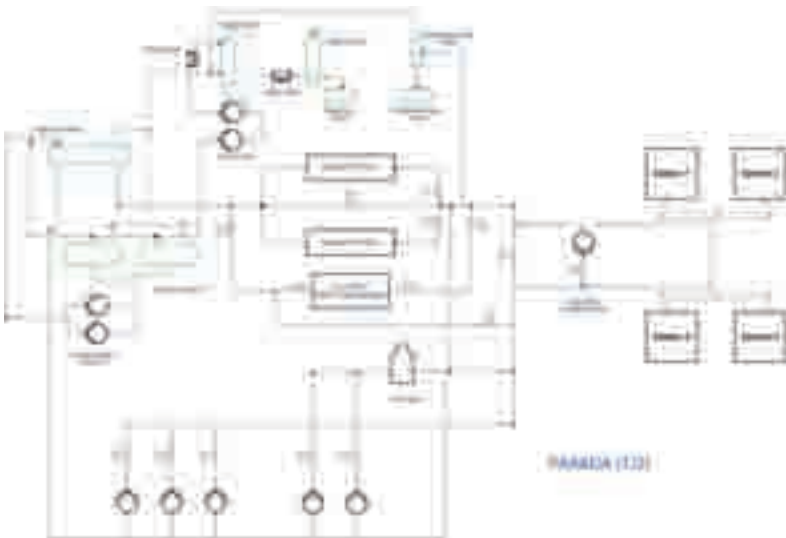


Figura 8. Esquema de funcionamiento en parada por mantenimiento.

Este modo de operación está estimado que ocurre durante 12-15 días al año para mantenimientos periódicos de la planta, entre **288 y 360 horas al año**.

El camino del HTF será el siguiente: una de las bombas del sistema anti heladas bombea desde el tanque de expansión a través de las calderas de HTF para ser calentado (con aporte de gas natural) hacia el campo solar y sin pasar por los trenes de generación de vapor. Este calor además será transferido al sistema de almacenamiento a través de los intercambiadores de HTF/sales. Una de las



bombas del tanque de sales frío estará en operación para recibir este aporte de calor y recircular las sales al tanque frío sin pasar por el caliente.

Para prevenir el congelamiento de las sales se vigilará que la temperatura en los intercambiadores de HTF/sales no baje de 260 °C.

La turbina de vapor se halla parada y sin actividad alguna. El sistema de generación de vapor se aislará del sistema de HTF.

6.4.3. Arranque de turbina

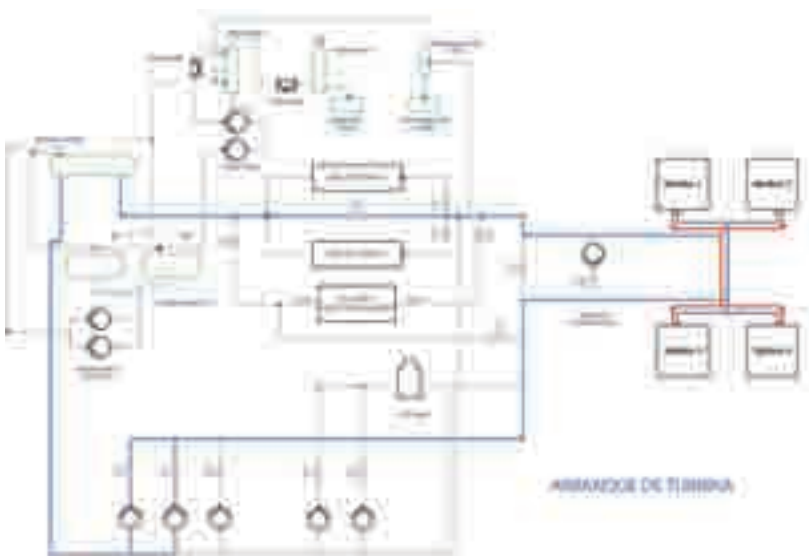


Figura 9. Esquema de funcionamiento durante arranque de turbina.

Se estima trabajar en este modo de operación durante **115 h/año**. Se da durante los arranques de la turbina de vapor. Existen muchas maneras de arrancar la turbina y es necesario averiguar la óptima en cada caso.

Se estima que el camino más común será que el HTF absorba la radiación solar y no pase por el generador de vapor hasta alcanzar cierta temperatura.

Si la radiación solar aporta más energía de la necesaria para cumplir con la rampa de calentamiento parte de la energía se destinará al almacenamiento térmico.



6.4.4. Generación eléctrica a partir del campo solar

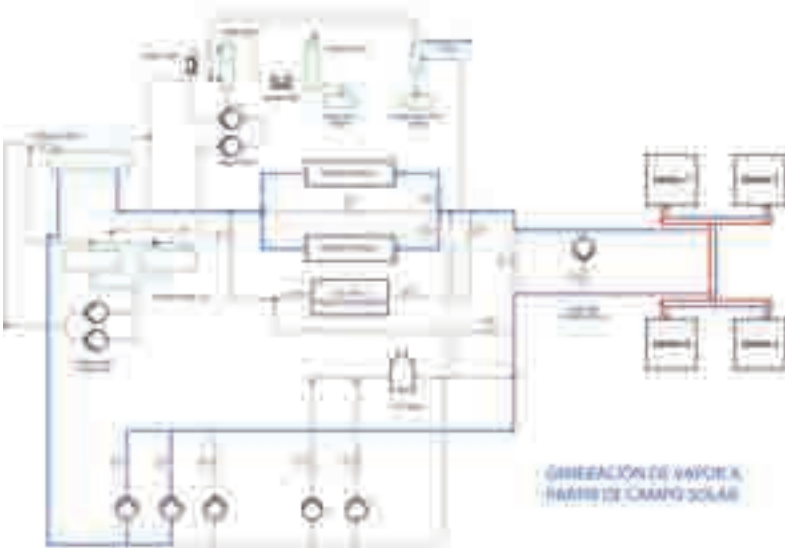


Figura 10. Esquema de funcionamiento en generación de vapor a partir del campo solar.

Se estima trabajar en este modo durante **258 h/año**. Se da este modo cuando la radiación solar está por debajo del 50% de la capacidad de diseño del campo solar, fundamentalmente por las mañanas, justo después del arranque de la turbina, cuando el tanque caliente de sales no está lleno, o en algún transitorio de nubosidad ocasional.

El camino del HTF será el siguiente: el HTF será impulsado por una bomba principal a través del campo solar y del sistema de generación de vapor para volver al tanque de expansión.

Cuando la radiación solar del campo esté al 50% la turbina de vapor estará funcionando a plena carga nominal (50 MWe).

Una de las bombas principales de HTF regulará el caudal entre el mínimo técnico y el nominal de tal manera que cuando el flujo mínimo alcance la temperatura de 393 °C se irá aumentando el caudal, siempre procurando que la temperatura de salida del campo solar sea de 393 °C hasta alcanzar el flujo nominal.

Ni el sistema de caldeo de HTF ni el de almacenamiento térmico funcionan en este modo.



6.4.5. Generación eléctrica y almacenamiento térmico a partir del campo solar

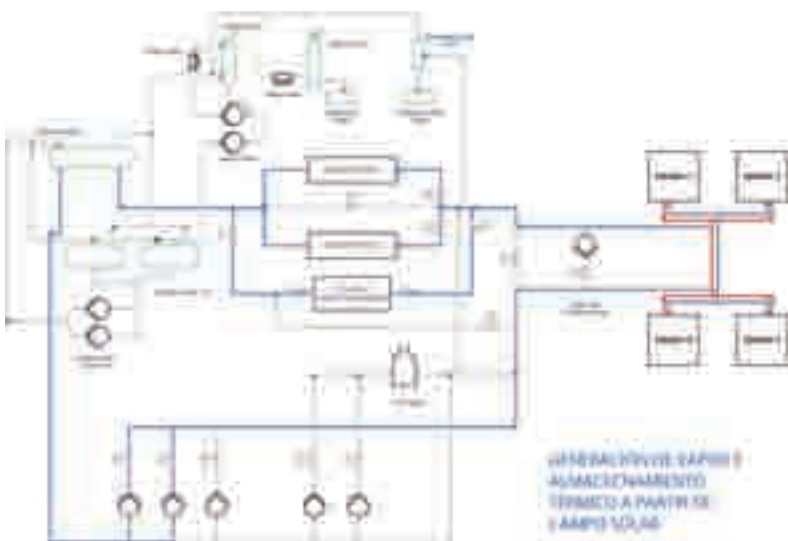


Figura 11. Esquema de funcionamiento en generación de vapor y almacenamiento térmico a partir del campo solar.

Se estima trabajar en este modo durante **1.710 h/año**. Se da este modo cuando la radiación solar está entre el 51% y el 100% de la capacidad de diseño del campo solar. Cuando la radiación está al 100% la mitad del caudal se envía al sistema de generación de vapor y la otra mitad al sistema de almacenamiento. Este modo requiere que el tanque de sales calientes no esté lleno.

El camino del HTF será el siguiente: Dos bombas de HTF envían el HTF desde el tanque de expansión al campo solar pasando por el tren de generación de vapor y los intercambiadores de HTF/Sales en paralelo para retornar al tanque de expansión.

El camino de las sales será del tanque frío al tanque caliente a través de los intercambiadores de HTF/Sales.

Cuando la radiación solar supera el 50% la segunda bomba comienza a trabajar dividiendo el caudal entre ambas y se abren las válvulas de entrada a los intercambiadores de HTF/Sales.

Al mismo tiempo una de las bombas del tanque frío comienza a trabajar, controlando que la sal alcance la temperatura de 386 °C. El



caudal de HTF aumentará con la radiación, manteniendo la temperatura de salida de campo solar en $393\text{ }^{\circ}\text{C}$ y el caudal de sales aumentará (hasta tres bombas trabajando en simultáneo) controlando que la temperatura de entrada al tanque caliente llegue a $386\text{ }^{\circ}\text{C}$. Sin con las dos bombas de HTF al 100% la temperatura de HTF supera los $393\text{ }^{\circ}\text{C}$ hay que desenfocar algunos espejos. Cuando se vacíe el tanque frío la última bomba en operación parará y las válvulas de los intercambiadores se cerrarán. En este modo no opera el sistema de caldeo de HTF.

6.4.6. Generación combinada de campo solar y sistema de almacenamiento

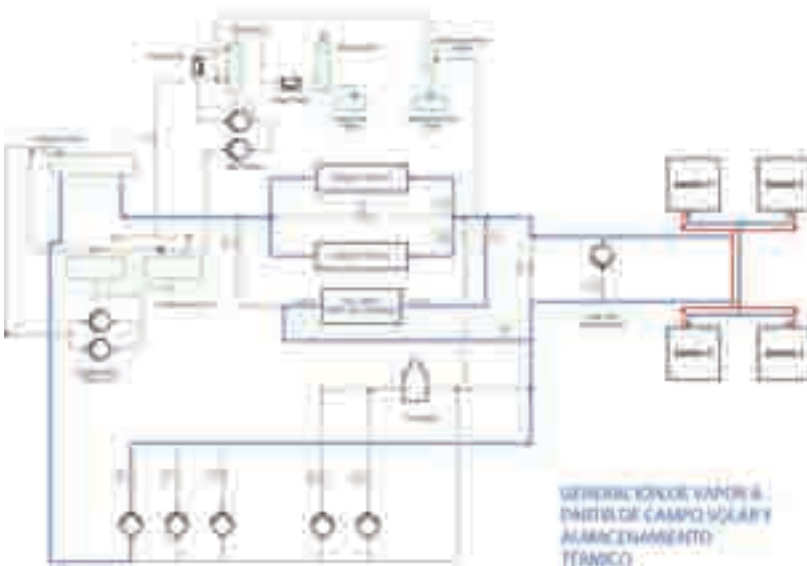


Figura 12. Esquema de funcionamiento en generación de vapor a partir del campo solar y almacenamiento térmico.

Se prevé trabajar en este modo durante **269 h/año**. Se da este modo cuando la radiación solar no es capaz de aportar la energía necesaria para generar 50 MWe en la turbina de vapor y hay suficiente almacenamiento térmico en el tanque caliente.

El camino del HTF será el siguiente: se bombea el HTF desde el tanque de expansión en paralelo al campo solar y a los intercambiadores de HTF/Sales, hacia el sistema de generación de vapor y de vuelta al tanque de expansión.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

El camino de las sales será del tanque caliente al frío a través de los intercambiadores de HTF/Sales.

Cuando el campo solar no es capaz de aportar los 130 MWt necesarios para producir los 50 MWe de la turbina a plena carga la diferencia se toma del sistema de almacenamiento, cuyo mínimo técnico es de 20 MWt. Por lo tanto este sistema no se aplica si el campo solar aporta más de 110 MWt.

La pérdida de condiciones de vapor al generar desde el sistema de sales se compensará con un aumento del caudal para mantener la turbina en su máximo nominal.

Hay una bomba de HTF en operación y una, dos o tres del tanque de sales calientes dependiendo de la radiación solar. En este modo no opera el sistema de caldeo de HTF.

6.4.7. Generación eléctrica a partir del almacenamiento térmico

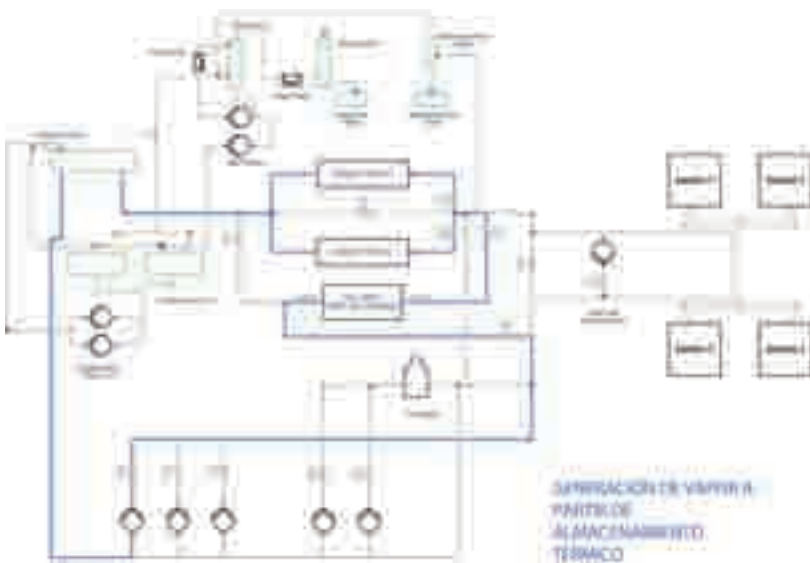


Figura 13. Esquema de funcionamiento en generación de vapor a partir del almacenamiento térmico.

Se estima trabajar en este modo durante **551 h/año**. Se trabaja en este modo principalmente después de la puesta de sol o en transitorios nublados durante el día, también cuando el tanque de sales calientes está lleno. En cualquiera de los casos tiene que haber suficiente energía en el tanque caliente.



El camino del HTF será el siguiente: Se bombea HTF desde el tanque de expansión a los intercambiadores HTF/Sales y de ahí al sistema de generación de vapor para retornar al tanque de expansión. El camino de las sales será del tanque caliente al tanque frío pasando por los intercambiadores de HTF/Sales.

En este modo la producción eléctrica estimada por la turbina de vapor es menos de 45 MWe. La temperatura del HTF del tanque de expansión no debe ser menor de 260 °C para evitar que congelen las sales. Al comienzo de la operación una de las bombas de recirculará HTF frío a los intercambiadores de HTF/Sales sin pasar por el tren de generación de vapor. Se comienza a bombear sales del tanque caliente al frío. Hasta que el HTF no alcanza los 379 °C no se envía al tren de generación de vapor. En este modo no opera el sistema de caldeo de HTF.

6.4.8. Almacenamiento de energía sin generación

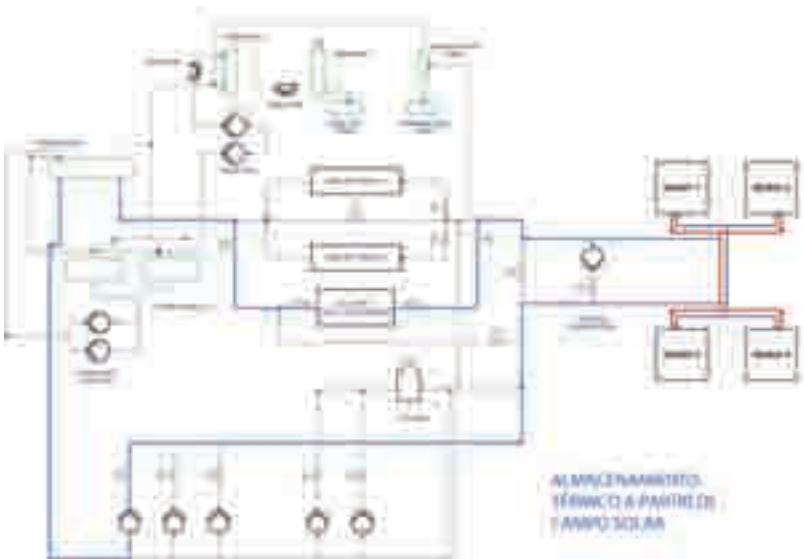


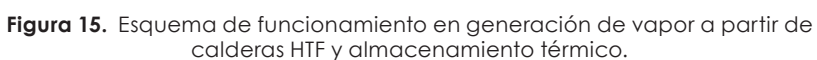
Figura 14. Esquema de funcionamiento en almacenamiento térmico a partir del campo solar.

Se estima trabajar en este modo durante **184 h/año**. Se considera este modo porque se puede dar la situación de que almacenar energía, en bajas cantidades, puede ser más rentable que producirla a baja carga (desde campo solar) y baja eficiencia, hasta completar el almacenamiento y producirla a plena carga y eficiencia desde almacenamiento.



El camino del HTF será el siguiente: Se bombea HTF desde el tanque de expansión a través del campo solar a los intercambiadores HTF/Sales y de ahí al tanque de expansión, sin pasar por el tren de generación de vapor. El camino de las sales será del tanque frío al tanque caliente pasando por los intercambiadores de HTF/Sales.

6.4.9. Generación eléctrica a partir del sistema de almacenamiento y con apoyo de gas para calentar el HTF





Se estima trabajar en este modo durante **1.090 h/año**. Se contempla este modo para optimizar el uso de la caldera de gas natural (regulado por la ley) para tener la turbina en funcionamiento durante periodos de tiempo más largos y producir más energía. También se puede usar para prevenir paradas de turbina por transitorios nubosos.

Aproximadamente el 75% del caudal de HTF se recibe del sistema de almacenamiento y el 25% restante de las calderas de HTF, de esta manera se puede prolongar la producción de vapor desde almacenamiento (<45 MW) durante 10 h en vez de 7,5 h.

6.4.10. Almacenar energía sólo con el HTF calentado por el gas

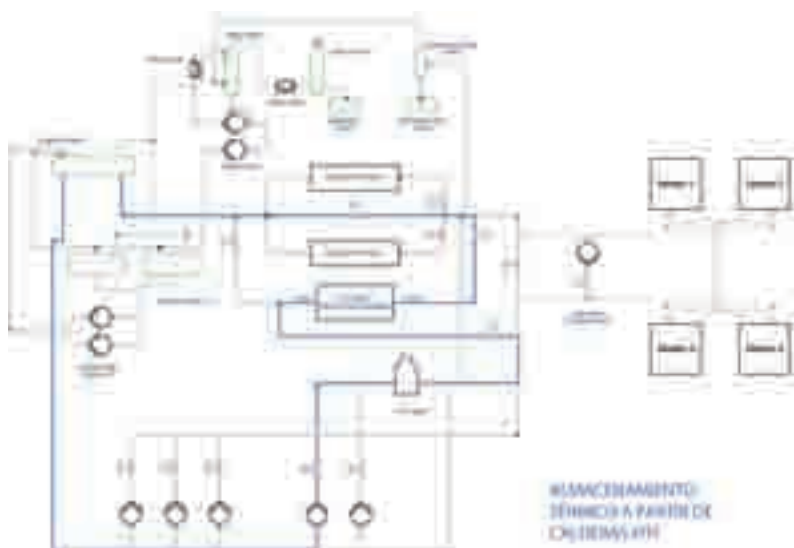


Figura 16. Esquema de funcionamiento en almacenamiento térmico a partir de calderas HTF.

Se estima trabajar en este modo durante **2.557 h/año**. La intención de este modo es optimizar el consumo de gas natural (regulado por la ley), especialmente durante las noches.

El camino del HTF será el siguiente: Una bomba del sistema antiheladas bombea el HTF desde el tanque de expansión al a través de las calderas de gas natural (quemando gas) a los intercambiadores de HTF/Sales sin pasar por el campo solar ni los generadores de vapor, retornando al tanque de expansión.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Con las calderas funcionando al máximo se pueden transferir 30 MWt a más del mínimo técnico del sistema de almacenamiento (20 MWt).

Para este modo la situación óptima sería mantener la turbina sellada y en virador, pero podría no darse.

6.4.11. Generación eléctrica a partir del HTF calentado por el gas

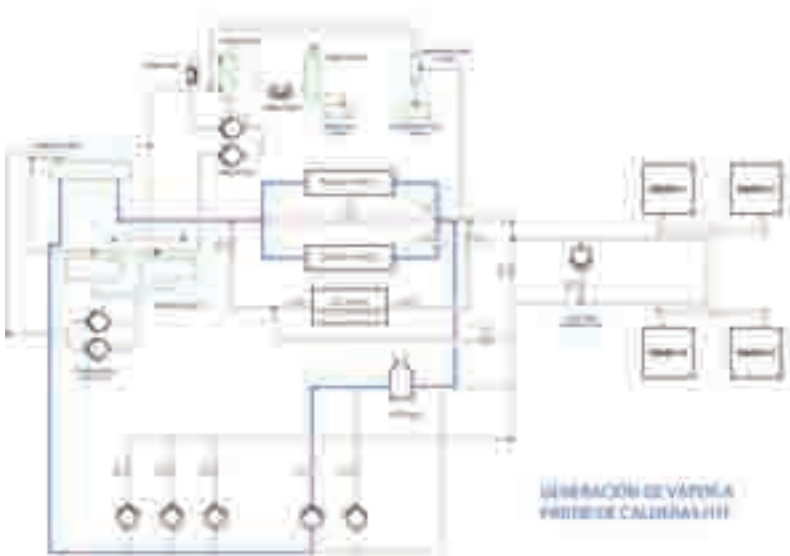


Figura 17. Esquema de funcionamiento en generación de vapor a partir de calderas HTF.

Este modo de operación se considera para ser usado en el futuro. Las calderas de HTF pueden llegar a producir el mínimo técnico de la turbina, evitando las paradas de la turbina durante transitorios nubosos o noches cortas.

El camino del HTF sería el siguiente: una bomba del sistema antiheladas bombea el HTF a través de las calderas de gas natural (aportando gas) a los generadores de vapor sin pasar por el campo solar y retornando al tanque de expansión.

7 PALMA DEL RÍO I Y II: 100 MW DE POTENCIA CON TECNOLOGÍA DE CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICOS

D. Roberto SÁNCHEZ MARTÍN
Desarrollo de Negocio Termoeléctrico
Acciona Energía
www.accionaenergia.es



7.1. Tecnología de colectores cilindro parabólicos

Una planta termosolar es una instalación que aprovecha el calor de los rayos solares para producir electricidad de forma limpia y sostenible. Utiliza para ello un recurso inagotable y existente en amplias regiones del planeta, como es el sol, contribuyendo a la seguridad energética al aprovechar recursos autóctonos y sin emitir gases de efecto invernadero.

Las plantas solares termoeléctricas tienen la ventaja de que su producción máxima se registra en las horas centrales del día durante los meses más calurosos del año cuando la demanda suele ser mayor, entre otras causas porque la demanda de aire acondicionado sube, por lo que suponen una garantía de potencia para el sistema eléctrico.

Hasta la fecha se han desarrollado cuatro tipos diferentes de tecnologías para plantas termosolares, cada una de ellas se encuentra en distintas fases de desarrollo y madurez, que son las siguientes:

- Sistema de Colectores Cilindro Parabólicos (es actualmente la tecnología más consolidada en el mercado)
- Sistema de Torre Central de Concentración
- Sistema de Discos Stirling
- Sistema Lineal Fresnel

En Acciona Energía se ha apostado fuertemente por la tecnología basada en los colectores cilindro parabólicos obteniendo unos resultados más que satisfactorios, como puede confirmarse con la implan-



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

tación de 5 plantas hasta la fecha de hoy —más una en proceso de construcción— con una potencia total de 314 MW y todas ellas con unos resultados de producción por encima de lo previsto por los estudios técnicos previos.

El proceso productivo, representado en la Figura 1, se sintetiza en los siguientes pasos:

1. Captación de la energía solar:

Los captadores solares, alineados en hileras de espejos cilindro-parabólicos, giran sobre su eje para seguir la trayectoria del sol y optimizar la captación de energía.

2. Concentración de la luz solar:

La forma de los espejos está diseñada para concentrar la irradiación solar sobre su línea focal, donde se sitúa un tubo captador (HCE) de acero inoxidable. Los tubos captadores están contruidos con un revestimiento especial, diseñado para maximizar la captación de calor del sol y minimizar las pérdidas de calor, que dispone una atmósfera de vacío gracias a un tubo de vidrio extraclaro que lo protege exteriormente.

3. Transferencia de la energía a un fluido térmico:

Por efecto de la radiación solar concentrada, el fluido (aceite sintético) que circula por los tubos se calienta a temperaturas próximas a 400 °C en los tubos captadores y se bombea hasta el bloque de potencia.

4. Producción de vapor:

Al ser bombeado, el fluido térmico llega al intercambiador de calor convencional (HTF/agua) donde cede su energía calorífica al agua que circula por el interior del intercambiador y la transforma en vapor de agua a 90 bares y 370 °C. A continuación, el fluido regresa a los colectores para calentarse de nuevo y reiniciar el proceso. El vapor es generado y sobrecalentado en 2 trenes paralelos consistentes, cada uno de ellos, en un precalentador de agua de alimentación, un generador de vapor y un sobrecalentador.

5. Generación de electricidad:

El vapor a presión se expandiona en una turbina de vapor convencional de doble cuerpo con recalentamiento intermedio desde 90

bares hasta la presión de vacío del condensador. El vapor tras expandirse en el cuerpo de alta presión de la turbina se conduce a un recalentador donde, tras recuperar energía térmica se dirige al cuerpo de baja presión de la turbina. La turbina está conectada a un generador que produce la electricidad que es conducida a una subestación donde se eleva el voltaje para su incorporación a la red eléctrica.



6. Refrigeración:

Tras ceder su energía a la turbina, el agua en forma de vapor se enfría en un condensador refrigerado por medio del sistema de agua de circulación en circuito cerrado con agua procedente de las torres de refrigeración de tiro forzado y retorna a estado líquido. El agua resultante será de nuevo utilizada para producir vapor.

7. Control del campo solar:

El sistema de control del campo solar está basado en un sistema informático de diseño propio de gran precisión

8. Sistema de Apoyo

El gas natural, dentro de las limitaciones del RD 667/2007 puede utilizarse como combustible de apoyo durante periodos de baja irradiación.

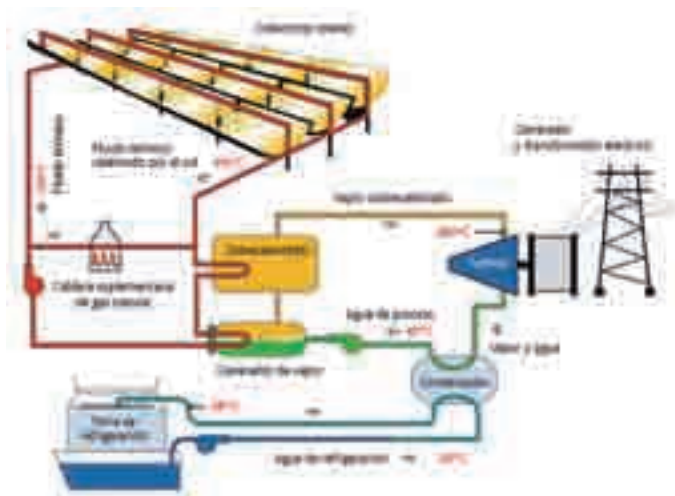


Figura 1. Proceso Productivo de una Planta Termosolar de Acciona Energía.
Fuente: Acciona Energía.



7.2. Características propias en el campo termosolar

7.2.1. Fiabilidad demostrada y tecnología propia

En Acciona se cuenta con demostradas capacidades en el campo de la energía termosolar que sitúan a la compañía en una posición de ventaja competitiva; se ha ido evolucionando en el desarrollo de plantas cilindro-parabólicas y creciendo con la experiencia desde el desarrollo inicial de este tipo de instalaciones a través de la implantación de las SEGS en California a finales de los 80 y comienzos de los 90. Los resultados corroboran una acreditada experiencia en este campo en el que actualmente se ha construido plantas de colectores cilindro parabólicos hasta sumar 314 MW, y en todas ellas se ha obtenido un funcionamiento y unos resultados de producción satisfactorios.

Se cuenta asimismo con tecnología propia en diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de colectores cilindro parabólicos, lo que supone una ventaja competitiva en el sector, que se sustenta por la constante apuesta por la innovación tecnológica:

- Nuevos lazos para el HTF y estructuras de soporte de colectores y componentes que optimizan la eficiencia y reducen el capex necesario y los costes de operación y mantenimiento.
- Proyectos de I+D orientados a mejorar la eficiencia y minorar los costes, tanto en el corto como en el medio y largo plazo, tales como:
 - Sistemas de almacenamiento térmico
 - Estandarización e hibridación del bloque de potencia
 - Mejora de los ratios de concentración solar
 - Mejora de procesos para reducir costes de capital y de operación
 - Almacenamiento térmico de bajo coste para horas punta
 - Optimización de la potencia nominal por efecto escala
 - Ciclos de mayor temperatura
 - Simplificación de la tecnología en diseño y construcción
 - Sistema de Refrigeración «Dry Cooling» para largos períodos de sequía



7.2.2. Ingeniería y construcción

La experiencia de los equipos de ingeniería y construcción y el know-how resultan imprescindibles de cara a convertir proyectos en realidades técnica y comercialmente viables. Algunos de los principales activos para afrontar con éxito este tipo de proyectos son:

- Disponer de tecnología propia (en el caso de Acciona, colectores cilindros parabólicos, la más madura y con vida útil demostrada por encima de 35 años).
- Disponer de herramientas propias de simulación, tanto para la caracterización de la planta y modelización de distintas estrategias de operación (SimulCET), como para el diseño y modelización de campos solares (DinaCET).
- Diseño propio de estructuras que puedan construirse localmente por suministradores cualificados, reduciendo los costes de instalación.
- Garantía de ejecución de los proyectos conforme a los requerimientos del project finance, frente a las instituciones financieras.

7.2.3. Operación y mantenimiento

El conocimiento real y directo los diferentes aspectos que conlleva la operación y mantenimiento de una planta termosolar permite desarrollar tecnologías y procedimientos exclusivos, que aprovechan al máximo la capacidad de producción de las instalaciones y minimizan los costes, mejorando la eficiencia de las plantas.

Para ello conviene:

- Disponer de experiencia en operación y mantenimiento.
- Disponer de un conocimiento real de la gestión de O&M en plantas operativas.
- Establecer un adecuado diseño del campo solar lo que supone una reducción en mantenimiento correctivo con una sustancial reducción de costes.
- Disponer de centros propios de formación en O&M.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- Desarrollar experiencia en control de campo y sistemas de supervisión, y software de desarrollo propio.
- Disponer de personal con elevada capacitación en otros campos, como tecnología de turbina, funciones auxiliares —mantenimiento de espejos, prevención de incendios— y relaciones con proveedores, entre otros.

7.3. Plantas termosolares

Acciona Energía apostó por la energía solar termoelectrica cuando esta tecnología se encontraba en un periodo de inactividad, y conectó a la red Nevada Solar One (NSO), una planta termosolar con colectores cilindro parabólicos con una Potencia Nominal de 64 MW, situada en Boulder City, Nevada (EEUU).

NSO fue la primera gran planta CSP que se instalaba en el mundo después de las nueve plantas construidas entre 1985 y 1991 en el desierto de Mojave, California, conocidas como las SEGS (Solar Electric Generating Station), que en conjunto forman la mayor instalación solar del planeta con una capacidad total de 354 MW.

Posteriormente ha llevado a cabo en España la construcción de las plantas termosolares de Alvarado I, Majadas, Palma del Río I y II y actualmente se encuentra desarrollando la construcción la de planta de Orellana. Las seis plantas que actualmente Acciona dispone en propiedad en operación o en construcción hasta la fecha, representan:

- Una potencia conjunta de 314 MW
- Una inversión total aproximada de 1.400 millones de euros
- Más de un millón de espejos receptores instalados
- Alineaciones de colectores cilindro-parabólicos a lo largo de 447 kilómetros
- Más de 4.600 colectores cilindro parabólicos con 100.000 tubos receptores
- Una superficie total de casi 800 hectáreas en campos solares
- Más de 650 GWh de producción limpia cada año
- Una generación eléctrica que equivale al consumo de 170.000 hogares

- Más de 660.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera evitadas
- Un total de 2.160 empleos directos en construcción y 180 en operación

7.3.1. El comienzo: *Nevada Solar One*

Nevada Solar One (NSO) ha sido la primera planta termosolar con tecnología de colectores cilindro parabólicos puesta en marcha por una compañía española. Esta planta situada en el desierto de Nevada (EEUU), fue conectada a la red en Junio de 2007.

En Abril de 2006 se había evaluado, obteniendo resultados satisfactorios, el potencial de generación termosolar en el suroeste de Estados Unidos mediante la construcción del proyecto llave en mano para la compañía eléctrica APS de la planta de Saguaro de 1MW de Potencia.



Figura 2. Presencia de Acciona termosolar en EE.UU.

Fuente: Acciona Energía.

Por lo que se construyó *Nevada Solar One* para demostrar que esta tecnología podía ser utilizada a escala comercial. La satisfactoria experiencia adquirida con NSO representó una garantía de cara a los nuevos proyectos desarrollados posteriormente y un aval ante los mercados de capitales.

NSO representa el resurgimiento de una tecnología llamada a jugar un importante papel en el sistema energético estadounidense y en





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

amplias zonas del mundo con un gran potencial y recurso solar suficiente. Asimismo está superando las expectativas de producción en un 9% las previsiones técnicas iniciales, ya desde su primer año completo de funcionamiento. La energía generada en esta planta es adquirida por las compañías eléctricas Nevada Power Company y Serra Pacific, con las que se ha firmado un contrato de compra PPA (Power Purchase Agreement) de 20 años de duración.

Estos años de funcionamiento de *Nevada Solar One* han servido para acreditar la fiabilidad de la tecnología propia con niveles de producción superiores a lo previsto, y han supuesto un claro aval ante los mercados financieros, clientes, proveedores y colaboradores, a la hora de abordar futuros proyectos.

En la Tabla 1, se exponen los datos más representativos de la planta NSO.

Tabla 1. Datos de NSO.

Planta	Nevada Solar One (NSO)
Localización	Bouder City, Nevada (EE.UU.)
Inicio de las obras	01/02/2006
Puesta en marcha	01/06/2007
Inversión aproximada	250 millones de dólares
Producción media anual	134 GWh
Producción equivalente en hogares	15.000 hogares
Emisiones de CO ₂ evitadas (En centrales térmicas de carbón)	129.000 toneladas / año
Empleos directos	400 de media en construcción 30 en operación
Campo Solar	
Superficie campo solar	130 hectáreas
Tecnología	Coletores Cilindro parabólicos
Número de Coletores	760 colectores
Longitud lineal de colectores	76 kilómetros
Número Total de Espejos	192.000 espejos
Bloque de Potencia	
Potencia de la planta	64 MW
Sistema de Refrigeración	Wet Cooling

Fuente: Acciona Energía.



7.3.2. Plantas termosolares en España

Una vez comprobados los resultados más que satisfactorios de NSO, un aspecto que ha sido determinante, unido a las enormes expectativas creadas en el Sector Termoeléctrico, Acciona Energía decidió implantar cinco nuevas plantas termosolares en España (como desarrollador, propietario, constructor y operador), con una potencia de 50 MW y con tecnología de colectores cilindro parabólicos.



Figura 3. Presencia de Acciona Termosolar en España.
Fuente: Acciona Energía.

7.3.3. Instalaciones de Palma del Río I y II

7.3.3.1. Marco político y socioeconómico

En el momento de implantación de estas plantas el Marco se basaba en:

- Según los Objetivos Generales del Plan de Energías Renovables 2005-2010, en 2010, las EE.RR. debían representar:
 - 12.1% del consumo total de energía
 - 30.3% del total de generación eléctrica
 - Importe total de la inversión del Plan: 23.598,64 millones de €.
- El Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013 estableció que:
 - 18% de la energía primaria consumida sea de origen renovable.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- El 27 de Marzo de 2007, el Parlamento de Andalucía aprobaba la Ley 2/2007 de Fomento de Energías Renovables.

Actualmente se ha aprobado un nuevo Plan de Energías Renovables para 2011-2020 que pretende que en 2020:

- Según los Objetivos Generales del Plan de Energías Renovables 2011-2020, en 2020, las EE.RR. deberán representar:
 - 20% del consumo total de energía
 - Que la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea como mínimo equivalente al 10% de su consumo final de energía en el transporte.

7.3.3.2. Localización

Finca «La Saetilla» ubicada en Palma del Río, Córdoba, (Figura 4) con una superficie disponible de la parcela: 550 Hectáreas.

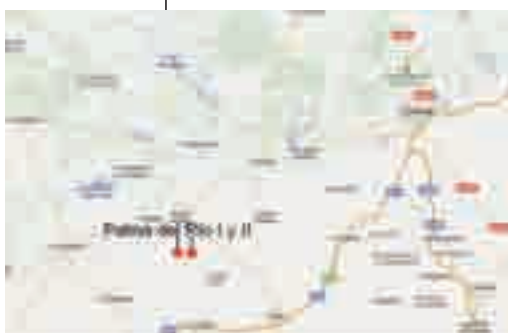


Figura 4. Localización de las Plantas de Palma del Río I y Palma del Río II.
Fuente: Acciona Energía.

7.3.3.3. Infraestructuras

Evacuación Eléctrica:

Subestación de Villanueva del Rey (220 kV)
Distancia: 17 km

Suministro de Agua:

Río Genil
Distancia: 5 km



Suministro de Gas Natural:

Gasoducto: Instalación temporal GNL hasta construcción gasoducto

Distancia: 6-7 km

Accesos por Carretera:

Carretera SE-8103

7.3.3.4. Descripción general de la planta

Las Plantas de Palma del Río I y Palma del Río II poseen una potencia cada una de 50 MW, totalizando entre ambas 100 MW de potencia. Ambas plantas tienen la capacidad de operar de manera independiente pero se apoyan mutuamente en algunos aspectos funcionales como es el sistema de control distribuido (DCS) que gestiona los cambios de carga optimizando el rendimiento térmico y proporcionando una operación fiable. En la Tabla 2 se muestran algunos de los aspectos principales de ambas plantas.

Tabla 2. Aspectos Generales de Palma del Río I y Palma del Río II.

Planta	Palma del Río II	Palma del Río I
Localización	Palma del Río (Córdoba)	Palma del Río (Córdoba)
Superficie Total de la parcela	550 Hectáreas	550 Hectáreas
Superficie Total de la planta	162 Hectáreas	162 Hectáreas
Inicio de las obras	01/10/2008	01/06/2009
Puesta en marcha	01/10/2010	01/07/2011
Inversión aproximada	251 M€	247 M€
Producción media anual aproximada	114 GWh	114 GWh
Producción equivalente en hogares	35.000 Hogares	35.000 Hogares
Emisiones de CO₂ evitadas (En centrales térmicas de carbón)	110.000 Toneladas / año	110.000 Toneladas / año
Empleos directos	350 de media en construcción 31 en operación	350 de media en construcción 31 en operación

Fuente: Acciona Energía.



La planta se compone de 4 unidades principales de operación:

1. Campo Solar de Colectores Cilindro Parabólicos

El campo solar de las plantas de Palma del Río I y Palma del Río II está dividido en 4 sectores de diferente tamaño como se observa en la Foto 1.



Foto 1. Vista general de las plantas de Palma del Río I y Palma del Río II.
Fuente: Acciona Energía.

Cada sector comprende aproximadamente 25 lazos según se observa en la Figura 5.

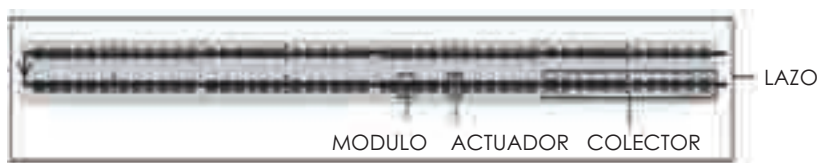


Figura 5. Disposición de un lazo en la planta de Palma del Río.
Fuente: Acciona Energía.

Cada lazo está compuesto a su vez de 8 colectores solares, 4 dispuestos longitudinalmente en el trayecto de ida y 4 dispuestos paralelamente en el trayecto de vuelta.

Para la planta de Palma del Río II se han montado colectores ASP2 que poseen una estructura de aluminio en celosía, mientras que para Palma del Río I se ha montado la mitad del campo solar con estos co-

lectores y la otra mitad con los nuevos colectores propios que poseen una estructura de aluminio en torque box. Ambos colectores cilindro parabólicos se componen de 12 módulos y de 1 actuador que permite su accionamiento.



2. Equipos y Tuberías del Sistema Térmico de transferencia de calor (HTF)

La energía de la radiación solar se acumula en el fluido térmico, que aumenta su temperatura hasta un máximo de 390°C. Los colectores de fluido térmico lo conducen a un tanque buffer que hace de acumulador de calor absorbiendo la reducción de radiación solar o la falta de ésta durante cortos períodos de tiempo y homogeneiza la temperatura del fluido térmico que proviene de cada uno de los sectores.

Posteriormente este fluido se usa para precalentar agua y generar, sobrecalentar y recalentar vapor en 2 trenes de generación de vapor (intercambiadores de calor) en paralelo.

Aguas abajo de estos 2 intercambiadores se encuentran:

- 3 tanques de expansión absorben las variaciones de volumen del fluido térmico debidas a los cambios de temperatura.
- 5 bombas de fluido térmico provistas de variadores de frecuencia hacen circular continuamente el fluido por todo el sistema.
- 3 Calderas de 15 MW que proporcionan:
 - Protección frente al congelamiento del Fluido Térmico durante períodos de tiempo que carecen de energía solar suficiente.
 - Apoyo a la producción de energía eléctrica junto con la energía obtenida de la radiación solar, limitándose el uso de Gas Natural al 15% de la producción anual total de electricidad de energía.

3. Bloque de Potencia (BP)

El BP convierte la energía acumulada, en el vapor sobrecalentado y recalentado, en electricidad a través de la Turbina – Generador eléctrico.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

La condensación del vapor de escape de la turbina se realiza en un condensador de superficie y mediante una Torre de Refrigeración húmeda.

4. Balance de Planta (BoP)

Los equipos y sistemas del BoP incluyen:

- Almacenamiento de agua
- Sistemas de pretratamiento y tratamiento del agua bruta para agua de servicios, agua de aporte a torres, agua desmineralizada para caldera y agua potable
- Sistemas de tratamiento de agua residual incluyendo neutralización y separación de residuos orgánicos
- Sistema de aire comprimido
- Control de los sistemas de suministro de energía incluyendo la medición de la energía eléctrica aparente suministrada y la energía eléctrica activa
- Distribución eléctrica auxiliar a equipos y sistemas instalados; refrigeración de equipos o componentes dondequiera que sea apropiado a través de un circuito de refrigeración cerrado
- Control de planta y medida, evaluación y almacenamiento de datos
- Sistema de protección contra incendios
- Sistema de nitrógeno y Sistema de GNL

7.3.4. Planos generales de la planta

7.3.4.1 Campo solar

Puede observarse la disposición en planta del Campo Solar y como queda integrado el Bloque de Potencia en las plantas de Palma del Río I y Palma del Río II en la Figura 6.

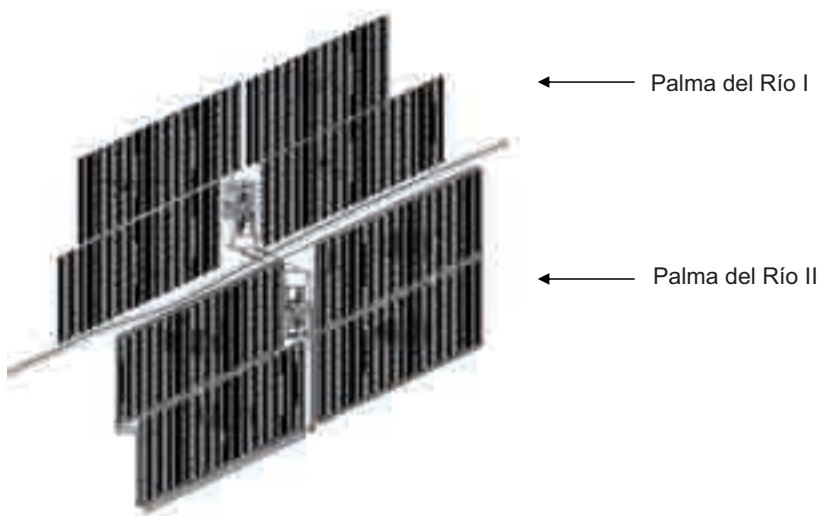


Figura 6. Vista en planta de las plantas de Palma del Río I y Palma del Río II.
Fuente: Acciona Energía.

7.3.4.2. Bloque de potencia

En la Figura 7 puede observarse la disposición en planta del Bloque de Potencia de la planta de Palma del Río I.

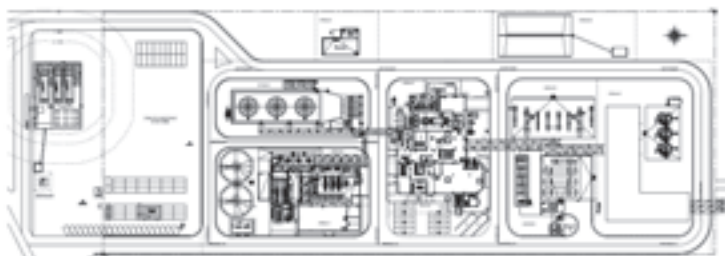


Figura 7. Vista en planta del Bloque de Potencia de Palma del Río I.
Fuente: Acciona Energía.

En la Figura 8 se puede observar un plano en tres dimensiones del Bloque de Potencia de la planta de Palma del Río I.

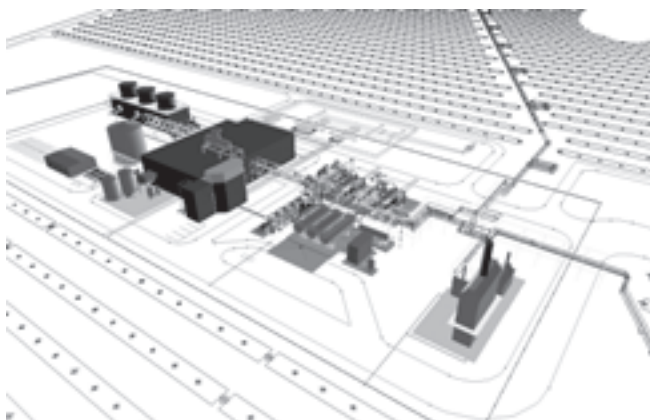


Figura 8. Vista en tres dimensiones del Bloque de Potencia de Palma del Río I. Fuente: Acciona Energía.

7.3.5. Operación de la planta

El diseño de la planta permite su operación de forma continua, aunque los sistemas principales para la generación de potencia únicamente operan durante el día, es decir de forma discontinua.

La potencia generada depende de la energía térmica disponible a partir de la radiación solar, la cual varía en función de la meteorología y la época del año. Se pueden efectuar varias paradas y arranques de la Planta durante el día.

La Planta estará diseñada para arranques, reencendidos y paros diarios (tipificados según los siguientes escenarios):

- Arranque en Frío:
Sin presión de generador de vapor ni temperatura de agua de alimentación. Normalmente más de 72 horas parada.
- Arranque en Templado:
Continuando un paro de 10 – 72 horas donde las temperaturas del metal de la turbina están entre el 40 – 80% de la temperatura a plena carga.
- Arranque en Caliente:
Continuando un paro inferior a 15 horas donde la temperatura del metal de la turbina está aproximadamente a un 80% de la temperatura de plena carga.



- Reencendido en Caliente:

La planta ha sido desactivada y la temperatura del metal de la turbina es la misma que la temperatura a plena carga.

- Apagado Controlado:

La planta está apagada de una forma controlada con el propósito de una actividad de parada controlada.

- Apagado de Emergencia:

La planta ha sido de forma inesperada desactivada desde un dispositivo de bloqueo (interlock).

La planta tiene 2 modos de operación:

1. Modo Solar:

El 100% de la generación eléctrica se produce a partir de la energía captada de la radiación solar disponible.

2. Modo Híbrido (Solar + Gas Natural):

La generación eléctrica se consigue a partir de la combinación de la energía solar captada más la energía producida en las calderas de Gas Natural.

El modo de operación normal durante el día será el modo solar. Las calderas de Gas Natural se utilizarán para los arranques en frío, la protección contra la congelación del fluido térmico y para apoyar a la producción eléctrica (modo híbrido).

En caso de que la planta sea requerida en «los servicios de ajuste del sistema» por parte de Red Eléctrica Española (REE), también podrá funcionar en modo híbrido para producir la electricidad requerida por el sistema eléctrico, con un mínimo de potencia disponible de 10 MW.

Ocasionalmente, la Planta podrá utilizar las 3 calderas de Gas Natural de 15 MW como sistemas de energía auxiliar para controlar la temperatura del fluido transmisor de calor (HTF) con 2 objetivos:

- Mantener siempre la temperatura del fluido térmico por encima de su punto de congelación (65 °C).



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- Compensar la falta de radiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de electricidad, limitándose el uso de Gas Natural al 15% de la producción anual total de electricidad en términos de energía.

7.3.6. Características técnicas

7.3.6.1. Campo solar

En la Tabla 3 figuran algunas de las características principales del campo solar de las plantas de Palma del Río I y Palma del Río II.

Tabla 3. Características principales del campo solar de Palma del Río I y Palma del Río II.

Planta	Palma del Río II	Palma del Río I
Campo Solar		
Superficie campo solar	135 Hectáreas	135 Hectáreas
Tecnología	Coletores Cilindro parabólicos	Coletores Cilindro parabólicos
Número de Lazos	99	99
Número de Colectores (8 por Lazo)	792 Colectores	792 Colectores
Área de Apertura del colector	5 m x 100 m	5 m x 100 m
Área de captación por colector	470 m ²	470 m ²
Área de Captación del Campo Solar	35,72 Hectáreas	35,72 Hectáreas
Nº de Módulos (12 por Colector)	9.504	9.504
Nº de Actuadores (1 por colector)	792 Actuadores	792 Actuadores
Nº de Tubos Receptores	19.080	19.080
Longitud Total de tubo receptor	76 Km	76 Km
Número Total de Espejos	190.080 Espejos	190.080 Espejos
Temperatura de Entrada al Campo Solar	350 °C	350 °C
Temperatura de Salida del Campo Solar	395 °C	395 °C

Fuente: Acciona Energía.

A partir de aquí se pasa a analizar algunos de los elementos más importantes del campo solar de forma individual.



a) Colectores

Para la planta de Palma del Río II se montaron los colectores ASP2 que poseen una estructura de aluminio en celosía. Para Palma del Río I, la mitad del campo solar se montó con esos mismos colectores ASP2 y la otra mitad con nuevos colectores propios que poseen una estructura de aluminio en torque box (ver Tabla 4).

Tabla 4. Características principales de los colectores montados por Acciona en Palma del Río I y Palma del Río II.

Colector	ASP2	ACCIONA
Estructura	Celosía	Torque Box
Material	Aluminio Reciclado	Aluminio Reciclado
Apertura	5 m	5 m
Longitud	100 m	100 m
Superficie de Apertura	5 m x 100 m	5 m x 100 m
Superficie de captación	470 m ²	470 m ²
Peso	22 Kg/m ²	22 Kg/m ²
N.º de Colectores por Lazo	8	8
N.º de Módulos por Colector	12	12
Superficie de Apertura del Módulo	5 m x 8 m	5 m x 8 m
N.º de Espejos por módulo	20	20
Sistema de Accionamiento	Hidráulico	Hidráulico
Interconexión	Ball Joints	Ball Joints

Fuente: Acciona Energía.

En la Foto 2 puede observarse las dimensiones de uno de estos módulos y como va integrado el tubo receptor en los mismos.

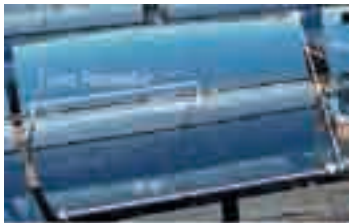


Foto 2. Módulo montado por Acciona en Palma del Río I.
Fuente: Acciona Energía.

En la Foto 3 pueden verse los colectores ASP2 montados en la planta de Palma del Río II.



Foto 3. Módulos ASP2 montados por Acciona en Palma del Río II.
Fuente: Acciona Energía.

En la Foto 4 pueden verse los colectores propios montados por Acciona en la planta de Palma del Río I.



Foto 4. Módulos de diseño propio montados por Acciona en Palma del Río I.
Fuente: Acciona Energía.

b) Tubos PTR 70

Los tubos que se han montado en estas plantas son de la marca Schott, concretamente el modelo PTR 70. Los tubos receptores sellados al vacío con una envolvente de vidrio convierten la radiación solar en calor. El tubo envolvente está hecho de un robusto vidrio de borosilicato de gran transparencia, que recibe un recubrimiento antirreflectante, que es resistente de forma duradera a la abrasión. La unión vidrio-metal y el fuelle para la compensación de las distintas dilataciones lineales del vidrio y el metal no están dispuestos uno a continuación del otro, como era habitual hasta ahora, sino superpuestos.

Tabla 5. Características de los tubos PTR 70.

Tubo PTR 70 de SCHOTT	
Dimensiones	
Longitud a 20 °C	4060 mm
Longitud de apertura	> 96,7%
Tubo Absorbedor	
Material	Acero DIN 1.4541 o similar
Diámetro exterior del absorbedor	70 mm
Captación de la radiación solar	> 96%
Emisión de la radiación térmica	< 10%
Tubo envolvente de vidrio	
Material	Vidrio Borosilicato
Diámetro exterior del vidrio	125 mm
Transmisión de la radiación solar	> 96%
Perdidas Térmicas	< 250 - 125 W/m
Presión de vacío	< 10 -3 mbares
Presión máxima de operación	< 40 bares

Fuente: SCHOTT.

En la Foto 5 puede observarse el Tubo PTR 70.



Foto 5. Detalle de Tubo PTR 70. Fuente: SCHOTT.

c) Accionamiento para los colectores

En las plantas de Palma del Río I y Palma del Río II se han montado los actuadores desarrollados conjuntamente por Acciona con Fluitechnik, concretamente se trata del modelo Drive Pylon. Estos actuadores se caracterizan por:

- Robustez





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- Fiabilidad
- Larga vida útil
- Mantenimiento reducido
- Protección anticorrosiva de todos sus componentes asegurando el cumplimiento de las más estrictas especificaciones técnicas
- Verificación del diseño mediante test y ensayos de vida y fatiga de los diferentes componentes utilizados
- Optimización del diseño facilitando tanto las operaciones de montaje en planta como los posteriores trabajos de operación y mantenimiento
- Reducción de costes de montaje en planta. El Drive Pylon se envía completamente montado y probado a las instalaciones, lo que supone importantes ahorros en la instalación de campo

Puede observarse como quedan integrados los actuadores DrivePylon de la marca Fluítecnik en la Planta del Palma del Río I en la Foto 6



Foto 6. Detalle de DrivePylon montado por Acciona en Palma del Río I.
Fuente: Acciona Energía.

d) *Ball Joints*

Para poder concentrar sobre el tubo receptor la radiación solar, los colectores deben estar enfocados hacia el Sol durante el día, para lo

cual necesitan de un mecanismo de seguimiento solar que cambie la posición de estos con el movimiento aparente del Sol en el cielo.

El sistema de seguimiento más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje, por lo que la unión entre las tuberías fijas y los tubos receptores es un aspecto importante en este tipo de centrales, ya que han de permitir el desplazamiento y la rotación en las tres direcciones, y controlar la dilatación térmica. El dispositivo empleado para tal fin son las *Ball joints* de *Advanced Thermal Systems, Inc.*, (ver Figura 9).



Figura 9. Detalle de *Ball Joint*. Fuente: *Advanced Thermal Systems, Inc.*

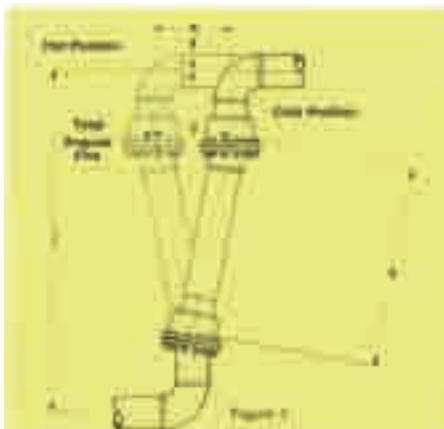


Figura 10. Movilidad de Ball Joints. Fuente: Advanced Thermal Systems, Inc.

7.3.6.2. Bloque de potencia

En la Tabla 6 figuran algunas de las características principales del Bloque de Potencia de las plantas de Palma del Río I y Palma del Río II.





Tabla 6. Características principales del Bloque de Potencia de Palma del Río I y Palma del Río II.

Planta	Palma del Río II	Palma del Río I
Bloque de Potencia		
Potencia de la Planta	50 MW	50 MW
Sistema de Refrigeración	Wet Cooling	Wet Cooling
Presión de Vapor de Entrada	90 Bares	90 Bares
Presión de Vapor en Reheater	17,5 Bares	17,5 Bares
Temperatura de Vapor de Entrada	371°C	371°C
Fluido Térmico (HTF)	Therminol VP-1 / Dowtherm A	Therminol VP-1 / Dowtherm A
Volumen HTF	1.514.000 Litros	1.514.0 Litros

Fuente: Acciona Energía.

7.3.6.3. Turbina

Las turbinas dispuestas en estas plantas son de la marca General Electric y consisten en el siguiente conjunto:

- SNC 1-5 + Engranaje + Generador Eléctrico + SC 2-26.
- SNC 1-5: Cuerpo de Alta Presión de la Turbina (Figura 11).
- SC 2-26: Cuerpo de Baja Presión de la Turbina (Figura 12).

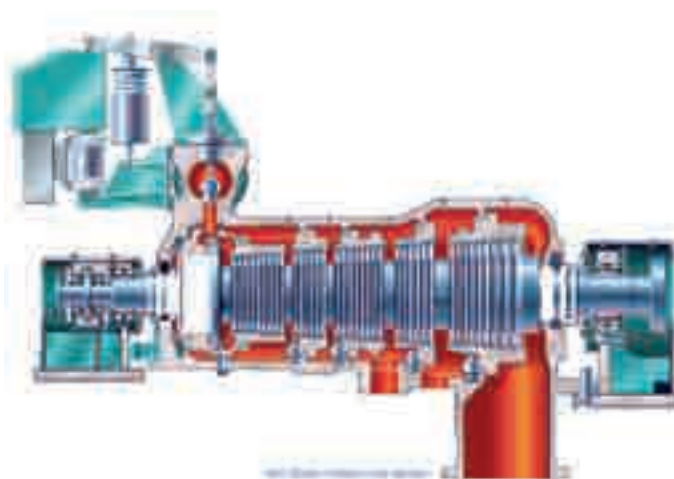


Figura 11. Cuerpo de Alta Presión de la Turbina. Fuente: General Electric.

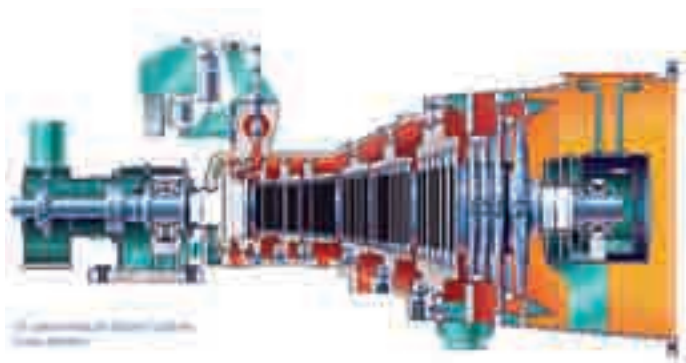


Figura 12. Cuerpo de Baja Presión de la Turbina. Fuente: General Electric.

Tabla 7. Características principales de los cuerpos de alta y baja presión de la turbina.

Turbina	SNC 1-5	SC 2-26
Flujo	Único	Único
Funcionamiento de las palas	Acción / Reacción	Acción / Reacción
Posibilidad de distintas extracciones	Sí	Sí
Construcción	Caja Única	Caja Única
Escape	Axial / Radial	Axial / Radial
Intervalo de Velocidades	3.000 - 15.000 rpm	3.000 - 15.000 rpm
Volumen HTF	1.514.000 Litros	1.514.0 Litros

Fuente: General Electric.

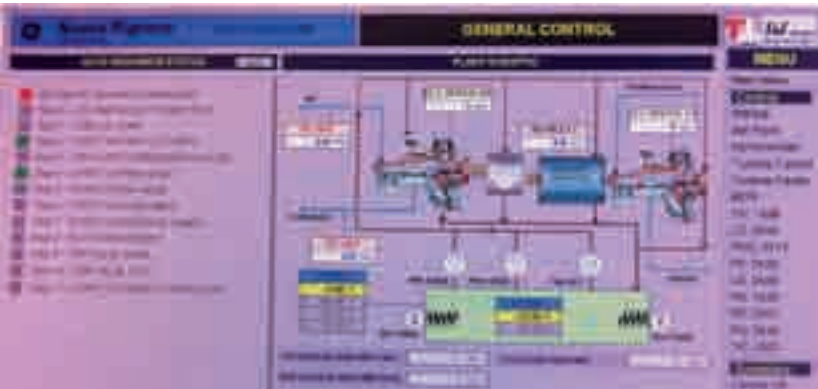


Figura 13. Software de control de la turbina (Fuente: General Electric).





7.3.7. Producción y consumo

En la Tabla 8 se exponen los datos correspondientes a la producción y los consumos de estas plantas, pero son orientativos ya que son provenientes de los estudios previos.

Tabla 8. Datos orientativos de producción y consumo anuales de Palma del Río I.

Producción Eléctrica Anual	
Opción Consumo de Gas ≤12%	
Producción anual (solo solar)	115.232 MWh
Producción anual con Gas	15.713 MWh
Producción Bruta Total anual	130.945 MWh
Autoconsumo (10% Producción total)	13.094 MWh
Producción Neta Total anual	117.851 MWh
Opción consumo gas ≤15%	
Producción anual (solo solar)	115.232 MWh
Producción anual con Gas	20.335 MWh
Producción Bruta Total anual	135.567 MWh
Autoconsumo (10% Producción total)	13.557 MWh
Producción Neta Total anual	122.010 MWh

Fuente: Acciona Energía.

7.3.8. Detalles de la evolución de la construcción de las plantas

Las Fotos de la 7. a) a la 7. d) corresponden a la construcción de la planta de Palma del Río II cuyo Inicio de las Obras fue el 1 de octubre de 2008 y la puesta en marcha fue el 1 de octubre de 2010.



Foto 7. a). Evolución de la construcción de las plantas.
Fuente: Acciona Energía.



Foto 7. c). Evolución de la construcción de las plantas.
Fuente: Acciona Energía.



Foto 7. d). Evolución de la construcción de las plantas.
Fuente: Acciona Energía.



8

CENTRALES TERMOSOLARES CON TECNOLOGÍA DE CAPTADORES CILINDRO PARABÓLICOS: ASTEXOL 2, ASTE 1A, ASTE 1B

D. Juan R. FERNÁNDEZ GARCÍA-REVILLO
Desarrollo de Negocios Área Termosolar
ELECNOR
www.elecnor.es

8.1. Introducción

Elecnor es una de las principales empresas españolas en ingeniería, desarrollo y construcción de proyectos de infraestructuras, energías renovables y nuevas tecnologías. En lo referente a energía solar termoeléctrica, 2010 fue el año en que Elecnor inició la construcción llave en mano de los tres proyectos para los que había obtenido la inscripción en el Registro de Preasignación de Instalaciones en régimen especial en diciembre de 2009:

- **Proyecto Astexol 2**, planta de 50 MW basada en captadores cilindro-parabólicos, situada en el término municipal de Badajoz
- **Proyecto Aste 1A**, planta de 50 MW basada en captadores cilindro-parabólicos, situada en el término municipal de Alcázar de San Juan (Ciudad Real)
- **Proyecto Aste 1B**, planta de 50 MW basada en captadores cilindro-parabólicos, situada en el término municipal de Alcázar de San Juan (Ciudad Real).

En los tres proyectos los trabajos progresan conforme al plan de ejecución previsto. El mayor grado de avance se registra en el proyecto Astexol 2, en el que, al cierre del ejercicio 2010, el desarrollo en la construcción de los captadores parabólicos del campo solar era de aproximadamente el 50%, y se encontraban igualmente muy avanzadas todas las obras civiles de la isla de potencia en espera de la recepción e inicio del montaje de los equipos principales.

Los proyectos Aste 1A y Aste 1B se están construyendo con un decalaje de 4 meses respecto a Astexol 2. A cierre del ejercicio 2010, el grado



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

de avance en obra se circunscribía a los trabajos civiles del campo solar (movimiento de tierras y definición de plataformas, e inicio del pilotaje de captadores parabólicos), a la construcción de la nave de preensamblaje de dichos captadores y a las compras de equipos principales.

Se prevé que las obras tengan una duración de dos años. Astexol 2 comenzará a verter energía a la red en el segundo trimestre de 2012, mientras que Aste 1A y Aste 1B lo harán en el tercero.

8.2. Tecnología de generación eléctrica por concentración solar

Como se describe en los capítulos precedentes, las Centrales Solares Termoelectricas (CST) producen electricidad transformando la radiación solar directa concentrada en energía. A diferencia de las células fotovoltaicas o los captadores térmicos solares de placa plana, las CST no pueden utilizar la parte difusa de la radiación solar que es el resultado de la dispersión de la luz directa del sol por las nubes, partículas o moléculas en el aire, debido a que la radiación difusa no se puede concentrar.

El proceso de conversión de energía consta de dos partes:

- La concentración de energía solar y la conversión en energía térmica utilizable.
- La conversión de la energía térmica en electricidad.

Las plantas termoelectricas utilizan distintas configuraciones de espejos que se orientan respecto al Sol y lo concentran en un elemento denominado receptor. Este elemento se diseña para minimizar las pérdidas térmicas y transmitir ese calor a un fluido caloportador (aceite, agua, sales fundidas o un gas) que circula por su interior. Este fluido refrigera el receptor y transporta el calor a un bloque de potencia en el que se utiliza para mover un ciclo térmico convencional (turbina de vapor, de gas o motor Stirling) y producir electricidad.

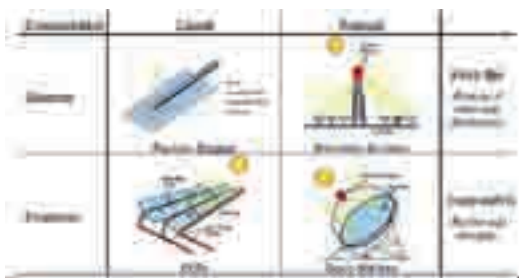
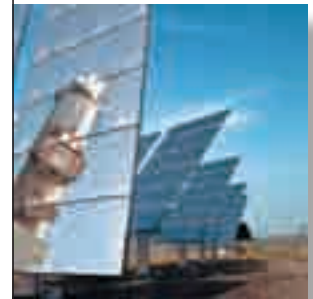


Figura 1. Esquemas de Tecnologías de concentrador de las CST.
Fuente: Solar Paces 2010.



La conversión de calor en electricidad se realiza generalmente por una turbina de vapor convencional (ciclo de Rankine). Los captadores de concentración solar normalmente se dividen en dos tipos en relación con el principio de concentración:

- **Captador de foco lineal**, tal como son el concentrador cilíndrico parabólico y el concentrador lineal Fresnel. Son sistemas de seguimiento de la posición del Sol en una dimensión (seguimiento solar a un eje).
- **Captador de foco puntual**, como los sistemas de torre o receptor central y los discos parabólicos. Son sistemas de seguimiento de la posición del Sol en dos dimensiones (seguimiento solar a dos ejes).

En la Figura 1 se representan de forma esquemática las cuatro tecnologías de concentración termosolares: Fresnel, Receptor Central de Torre, Cilíndrico Parabólicos y de Disco Stirling.

8.3. Tecnología captadores cilíndrico parabólicos

La tecnología de captadores parabólicos es comercialmente la más avanzada de las diversas tecnologías de centrales de generación de energía eléctrica mediante concentración solar. En la década de los 80 y principios de los 90, se pusieron en marcha nueve centrales con tecnología de captadores cilíndricos parabólicos, denominadas centrales de Sistema de Generación Eléctrica Solar (SEGS), con una capacidad total de 354 MWe y ubicadas en el desierto de Mojave, California, EEUU. La CST Astexol 2 (Foto 1) es una de las tres centrales termosolares en construcción por Elecnor en el año 2011. Esta planta con tecnología de captador solares parabólicos está ubicada a 10



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Km al suroeste de la ciudad de Badajoz, Extremadura. Con una capacidad de 50 MWe, está diseñada con la opción de integrar, en una segunda fase, el almacenamiento térmico de 8 horas equivalentes a plena carga. El bloque de potencia y el almacenamiento térmico se diseñan en el centro del campo solar.

En los últimos seis años se han construido varias centrales termoelectricas solares en diferentes regiones del mundo, estando en España el número de centrales más representativo, donde a día de hoy han entrado en operación un total de 952,4 MWe. De estas centrales, 18 tienen 50 MW de potencia con tecnología de captadores cilíndrico parabólicos y otras 25 se encuentran en fase de construcción avanzada.

El captador cilíndrico parabólico (CCP) consta de un receptor, espejos, una estructura metálica de soporte, los pilones y las cimentaciones. Los espejos con curvatura parabólica y compuestos de varias facetas concentran la luz solar en el tubo receptor. La forma parabólica se implementa normalmente por cuatro facetas de espejo, cada una de las cuales está formada por hojas de cristal (4 mm de espesor) que térmicamente son dobladas y recubiertas con una capa reflectante de plata, con capas adicionales de resinas para la protección en la parte trasera de dicha plata.

El tubo absorbedor dentro del receptor está compuesto de un tubo de acero recubierto. El revestimiento es espectralmente selectivo en el sentido de que absorbe bien la irradiación solar (onda corta) y no emite casi ninguna radiación infrarroja (onda larga), reduciendo las pérdidas de calor. El tubo absorbedor está rodeado por un tubo de vidrio que mantiene vacío entre este y el tubo de acero. El tubo de vidrio es altamente transmisor de la luz solar debido a un recubrimiento anti reflejante. El conjunto del tubo de absorción de acero y el tubo de vidrio encamisado se denomina receptor. En los sistemas comerciales el captador completo que incluye el receptor realiza un seguimiento del Sol de acuerdo con su movimiento a lo largo del día.

Hay varias innovaciones en tecnología de CCP en desarrollo o en estado de prototipo. Los objetivos actuales se centran en reducción de costes en el proceso de montaje y producción (por ejemplo, sistemas de producción automatizados), estructuras de captadores más ligeras, nuevos materiales para estructuras del captador y nuevos fluidos de transferencia de calor (por ejemplo, sales fundidas y generación directa de vapor).



Foto 1. CST Astexol2. Septiembre 2011.



8.3.1. Modo de operación en opción sistema almacenamiento térmico

Una de las mayores ventajas de las CST respecto a otras energías renovables como la fotovoltaica y la generación eólica, es la opción del almacenamiento de la energía. Al contrario que el almacenamiento de energía eléctrica, el almacenamiento de energía térmica es técnicamente viable y económicamente factible a día de hoy, incluso en aplicaciones a gran escala.

Las centrales de energía solar termoeléctrica pueden ser equipadas con almacenamiento de energía térmica con una capacidad de almacenamiento a plena carga en el intervalo de varias horas.

Normalmente el almacenamiento se llena durante el día y se vacía nuevamente después del atardecer, por lo que todavía se produce electricidad incluso después de ese momento. Esto permite la operación de la planta en concordancia con los requerimientos de carga de la red ya que en muchos países existe un pico de demanda de electricidad después de la caída del Sol. Durante esos picos de demanda, los precios de la electricidad son generalmente mucho



más altos que los precios de carga base, creando un valor añadido muy importante a las CST que se encuentran en operación utilizando almacenamiento térmico con tecnología CCP. Se trata de centrales que implementan el esquema de operación tipo Andasol 1 que se muestra en la Figura 2. Las tres CST en construcción por Elecnor tienen el mismo diseño definido en el esquema de la Figura 2.

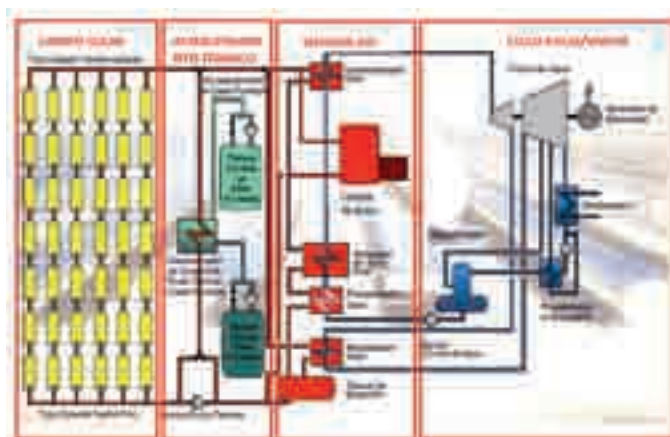


Figura 2. Esquema Termosolar Simplificado.

La planta Andasol 1, en operación en el año 2009, ha sido la primera CST a nivel mundial en demostrar la viabilidad comercial del almacenamiento térmico a gran escala con un sistema térmico de 7,5 horas a plena carga equivalente.

Las centrales con diseño base Andasol, y el diseño de las tres centrales en construcción por Elecnor, utilizan dos tanques para el almacenamiento de sales fundidas (véase el principio de funcionamiento en la Figura 2). Estas centrales almacenan calor por calentamiento de un medio (almacenamiento de calor sensible). Cuando el almacenamiento se encuentra en modo de carga, el fluido de transferencia de calor caliente (HTF aceite) proveniente del campo solar pasa por un intercambiador de calor y calienta las sales fundidas. A su vez, el almacenamiento se descarga transfiriendo el calor de las sales fundidas al fluido de transferencia de calor (HTF aceite).

Muchas estrategias de operación son viables para la operación de la planta y el almacenamiento térmico. La más común es priorizar el suministro térmico a la turbina directamente con el calor del campo solar. Cuando hay exceso de calor solar, se almacena. Otras opciones se encargan



de almacenar la energía solar de las primeras horas de la mañana y, de esta manera, utilizan el sistema de almacenamiento para retrasar las horas de operación de la planta en vez maximizar sus horas de funcionamiento.

8.3.2. Componentes de las centrales de captadores cilíndrico parabólicos

Los componentes principales de las CST cilíndrico parabólicas se indican en la Tabla 1. El análisis de los componentes se basa en la tecnología de vanguardia que consiste en captadores cilíndrico parabólicos con aceite térmico como fluido de transferencia de calor, el sistema de HTF aceite, y el bloque de potencia. Opcionalmente, puede utilizarse un almacenamiento de energía térmica (Figura 2).

Tabla 1. Componentes principales CST.

Planta CST Tecnología Captadores Cilíndrico Parabólicos			
CAMPO SOLAR	SISTEMA HTF	ALMACENAMIENTO TÉRMICO	ISLA DE POTENCIA
Concentrador	HTF Aceite	Sales Fundidas	Turbina Vapor
Espejos	HTF Bombas	Tanque Caliente	Generador
Estructura Captador	HTF aceite / Vapor Intercambiadores	Tanque Frio	Sistemas Auxiliares Turbo Grupo
Sistema Seguimiento (sistema hidráulico y motor eléctrico)	Sistema de Expansión y Rebose	Bombas Sales Fundidas	Pre-Calentadores de Baja y Alta presión
Juntas Rotativas	Sistema de Ullage	Intercambiadores de Sales/Aceite	Bombas, Válvulas, Equipos, Accesorios Ciclo agua/vapor
Tuberías y Accesorios	Sistema de Nitrógeno	Electrónica, Controles, Equipos Eléctricos	Condensador
Electrónica, Controles, Equipos Eléctricos	Calentadores Fósiles de HTF (aceite).	Sistema Traceado Eléctrico	BOP Isla de Potencia
HTF Aceite	BOP sistema HTF	BOP Sistema Almacenamiento Térmico	Sistema conexión a la Red Eléctrica



Foto 2. Tuberías y juntas rotativas, estructura captador, espejos y receptores de las CST. Fuente: Astexol 2, 2011.

Una CST implica muchos componentes y mucha mano de obra que puede generar un alto valor local en la región que se implante. En España, las comunidades con mayor radiación solar son Extremadura, Castilla la Mancha y Andalucía (Protermosolar, 2011).

La mayor parte de los costes tanto de inversión, operación y mantenimiento se refiere al campo solar y al sistema de HTF (Foto 2). La isla de potencia utiliza, principalmente, equipos especializados que no difieren de la planta de componentes que se utiliza en las centrales de generación eléctrica convencionales.

El almacenamiento térmico, como un componente opcional, dispone de varias instalaciones comerciales, pero con cortos periodos de explotación. Sin embargo, la tecnología del proceso térmico de sales fundidas con sistemas de HTF aceite está comercialmente probada ya que cuenta con más de 30 años de experiencia de aplicación en centrales químicas y petroquímica (por ejemplo en la fabricación de Melanina), donde los caudales de sales fundidas y condiciones de operación del sistema de sales fundidas son más exigentes a los requeridos por los procesos de las CST.



8.4. Estructura y visión global de proyectos CST

Esta sección proporciona una visión general de la estructura de los proyectos CST; estos se desarrollan principalmente en cuatro fases:

- Promoción del proyecto
- Materiales
- Equipos y sistemas principales
- Ingeniería y construcción de la planta.

En la Figura 3 se describen las distintas etapas de los proyectos de las CST.

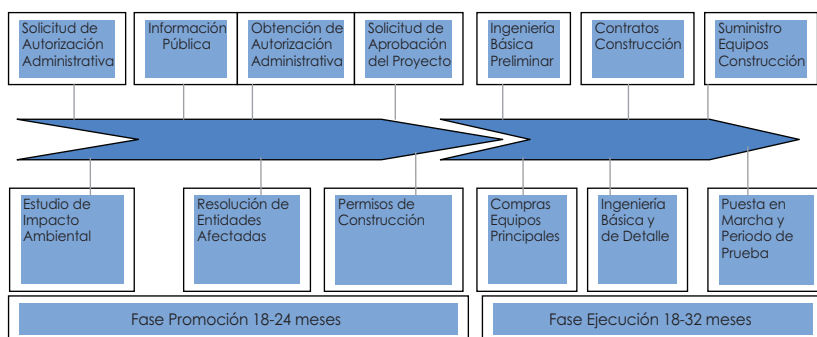


Figura 3. Etapas de un proyecto CST.

8.4.1. Promoción del proyecto

La primera fase de un proyecto CST es la promoción. El proceso de toma de decisiones comienza con estudios de factibilidad técnica y económica, la selección del emplazamiento y las oportunidades de financiación. Estos datos proporcionan el ámbito básico del proyecto.

Después de elaborar un primer proyecto incorporando estas decisiones básicas, la ingeniería conceptual comienza con una propuesta de las especificaciones técnicas. Una vez establecido el diseño con-



ceptual, pueden comenzar las negociaciones de contrato y proceso de permisos.

Estas fases están estrechamente relacionadas con la financiación del proyecto. En los proyectos actuales, expertos en Ingeniería especializada en proyectos de centrales de energía ofrecen todos los servicios necesarios para el desarrollo del proyecto. A menudo la fase de desarrollo del proyecto tiende a ser la más larga debido a que los estudios de factibilidad, el proceso de permisos y los procesos de toma de decisiones públicos requieren mucho tiempo. Normalmente, el periodo entre la primera licitación y el proyecto final suele oscilar entre uno y tres años.

8.4.2. Materiales

La segunda fase del proyecto CST implica la selección y reserva de las materias primas y materiales transformados. Mientras que algunos materiales son proporcionados por el mercado mundial, otros son suministrados por proveedores locales, en función de los costes y los aspectos logísticos. Hormigón, acero y vidrio son los materiales más necesarios, cuantitativamente, para una CST.

Por ejemplo, para una planta de referencia de 50 MW, son necesarios alrededor de 10.000 toneladas de hormigón, 15.000 toneladas de acero y 6.000 toneladas de vidrio.

Para las centrales en construcción por Elecnor en España, el hormigón y el acero han sido proporcionados por proveedores locales, con la particularidad de que los espejos para Astexol 2 han sido de suministro local y para las centrales Aste 1A y 1B han sido suministrados desde Alemania.

Los principales materiales por cantidades para una CST (Tabla 2) son: vidrio de espejos, receptor del captador, estructura del captador de acero, productos químicos para el fluido de transferencia de calor (HTF), aislamiento térmico y diferentes metales para las tuberías.

Tabla 2. Cantidades Materiales Principales.

Planta Cilíndrico Parabólica 50 MW con 7,5 horas de almacenamiento	
Estructura Captador Acero	14.000 toneladas
Cristal	6.000 toneladas
Medio Almacenamiento (Sales)	30.000 toneladas
Hormigón	10.000 toneladas
Material de Aislamiento	1.000 toneladas
Cobre	300 toneladas
Terreno	2 km ²



8.4.3. Equipos y sistemas principales

En esta sección se describen los componentes de la tercera fase de un proyecto CST. Conceptualmente, de acuerdo a la Figura 3, una CST puede dividirse en cuatro partes: el campo solar, el sistema de HTF, el almacenamiento térmico y la isla de potencia convencional.

8.4.3.1. Descripción del proceso

En esta sección se describe el proceso de generación de energía y el ciclo termodinámico empleado por el proyecto.

Cada planta de 50 MW consta de:

- Turbina Vapor-Generador (TVG)
- Generador de vapor (GV). Intercambiadores de Calor
- Condensador de superficie
- Bombas de condensado
- Torre de refrigeración
- Calentadores de aceite alimentados de gas natural
- Campo solar

La generación eléctrica de la planta es mediante el ciclo termodinámico Rankine con recalentamiento. La potencia térmica se suministra mediante HTF calentado por el campo solar de captadores cilíndrico parabólicos a una temperatura aproximada de 393 °C.



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Cada planta de 50 MW utilizará el ciclo termodinámico Rankine con recalentamiento descrito de la siguiente manera:

Proceso 1: el fluido (agua) es bombeado desde baja a alta presión. Durante este proceso, el vapor extraído de TVG sirve para precalentar el agua antes de entrar en el sistema GV, que aumenta la eficiencia del ciclo global.

Proceso 2: el líquido a alta presión entra en el sistema GV donde se calienta teóricamente a presión constante por el HTF para convertirse en vapor sobrecalentado.

Proceso 3: el vapor sobrecalentado se expande a través de la sección de alta presión de la turbina de vapor, haciendo girar el generador para producir electricidad. Este vapor es luego recalentado en un intercambiador de calor que forma parte del sistema GV para ser posteriormente enviado a la sección de recalentamiento de la turbina de vapor. El vapor recalentado se expande a través de la sección de baja presión (BP) de la turbina de vapor.

Proceso 4: el vapor húmedo desde la sección BP entonces entra el condensador de superficie donde se enfría a una baja presión constante para convertirse en un líquido saturado. El líquido condensado vuelve al proceso 1.

Mientras el HTF circula desde el GV al campo solar, absorbe la energía solar y proporciona una fuente de energía de alta temperatura (393 °C) para el ciclo de Rankine. El calor sobrante es rechazado en el proceso 4. El vapor de escape de la turbina se condensa y el calor de rechazo se transfiere al circuito de refrigeración de agua. El calor de rechazo de la turbina es eliminado del ciclo a través de las torres de refrigeración.

8.4.3.2. Turbina vapor-generador (TVG) y ciclo agua/vapor

Como se describió anteriormente, el vapor del GV es enviado a la TVG. El vapor se expande a través de las aspas de turbina TVG para impulsar la turbina de vapor, que a su vez impulsa el generador. La turbina de vapor comprende dos turbinas: una de alta presión y la otra alimentada con vapor recalentado de baja presión. En total, la turbina de vapor dispone de seis extracciones para los precalentadores de condensado y un escape axial final de la turbina de baja presión.



La TVG está equipada con los accesorios necesarios para permitir la operación eficiente, segura y fiable, incluyendo los siguientes sistemas:

- Sistema control velocidad
- Sistema de admisión de vapor
- Sistema de sellos cierres turbina
- Sistema lubricación aceite incluyendo refrigeradores de aceite y filtros
- Enriadores generador
- Diseño tubo grupo exterior

El ciclo agua/vapor incluyen los siguientes sistemas interconectados con la TVG:

- Pre-calentadores de alta y baja presión, bombas de condensado, bombas de caldera, condensador y sistemas auxiliares, desaireador
- Sistemas de vapor principal y sistemas vapor recalentado
- Sistema de calentamiento condensado
- Drenajes de Turbina y de líneas de vapor
- Vapor auxiliar y sistema de retorno de condensado
- Almacenamiento de condensado y transferencia
- Venteos y drenajes generador de vapor
- Condensador y sistema de agua de refrigeración

8.4.3.3. Descripción de instalaciones de conversión energía

En esta sección se describen los componentes de conversión de energía más importantes del proyecto incluyendo el TVG, GV, Calentadores HTF y sistema de captación solar.

a) Descripción de la Tecnología

El campo de captador se compone de varios captadores solares parabólicos con seguimiento solar en un único eje alineado sobre un eje



norte-sur. Cada captador solar tiene un reflector en forma parabólica que enfoca la radiación normal directa del sol en un receptor conocido como «elemento captador de calor» (HCE) situado en el punto focal de la parábola.

Los captadores siguen el Sol de este a oeste durante el ciclo diurno para asegurarse que enfoque continuamente al HCE. El HTF se calienta en el campo solar hasta 393 °C aproximadamente mientras circula a través de los HCE y retorna al GV donde el líquido se utiliza para generar vapor a alta presión.

b) Equipos Solares Principales

Los equipos principales para la parte solar del proyecto se analizan a continuación:

Elemento captador de calor (HCE)

El HCE consiste en un tubo de acero con un recubrimiento selectivo rodeado por un aislante de tubo de cristal mediante vacío. El recubrimiento le confiere propiedades de transferencia de calor selectiva excelente. El espacio de vacío entre el tubo de cristal y el tubo de acero protege la superficie selectiva y reduce la pérdida de calor por el aislante.

El cilindro de vidrio exterior tiene revestimiento anti-reflectivo en las superficies interiores y exteriores para reducir pérdidas reflexivas (aumentar la transmisividad). Normalmente, se instalan captadores (sustancias metálicas que están diseñadas para absorber moléculas de gas) en el espacio vacío para absorber el hidrógeno y otros gases que se impregnan en él a lo largo de la vida útil de la CST; así se consigue mantener sus propiedades aislantes.

Estructura Captador Solar (SCA)

Las SCA son estructuras dinámicas que giran alrededor del eje norte-sur para realizar el seguimiento del Sol mientras se mueve a través del cielo. El eje de rotación se encuentra en el centro selector de masas para minimizar la energía requerida para realizar el seguimiento. El seguimiento es controlado por un controlador local en cada SCA.



Aceite Térmico HTF

Dowtherm A es un hidrocarburo aromático (óxido de biphenyl-di-phenyl) fabricado por Dow que actualmente está considerando como el HTF para el proyecto. *Dowtherm A* es un aceite especial de alta temperatura que tiene un excelente historial de funcionamiento y se utiliza en muchos procesos de transferencia de calor. Aunque también nos encontramos con *Therminol™* (VP-1), un producto fabricado por Solutia que en esencia es químicamente idéntico al *Dowtherm A*, por lo que se le puede considerar como una alternativa.

Espejos

En el SCA se montan espejos con cristal de bajo contenido en hierro. Estos espejos son componentes fiables que no han demostrado degradación a largo plazo en la calidad reflexiva. Se ha comprobado que espejos instalados hace 20 años se pueden limpiar haciendo que recuperen prácticamente su reflectividad original. La resistencia a largo plazo del espejo, en base a la experiencia de las centrales (SEGS), es de 30 años o más.

Para mantener la reflectividad del espejo, es fundamental la limpieza con agua desmineralizada para el lavado de espejo. La supervisión periódica de la reflectividad del espejo proporciona un control de calidad que ayuda a optimizar las secuencias de limpieza de los espejos del campo solar.

Generador de Vapor (GV)

El diseño del sistema GV es similar a cualquier «caldera kettle» con intercambiadores de calor de carcasa y tubos donde el HTF caliente se distribuye a través de los tubos y el vapor se produce en el lado de la carcasa. El sistema GV incluye intercambiadores de calor para el precalentamiento del condensado, el sobrecalentamiento y el recalentamiento de vapor, además de las calderas tipo kettle para la generación de vapor.

Calentadores de HTF

El HTF se congela a temperaturas por debajo de los 34 °C. Para eliminar el problema de la congelación de HTF, los calentadores se utilizarán para mantenerlo por encima de 50 °C, siempre que la instalación está desconectada. Como se señaló anteriormente, las calderas auxiliares proporcionarán el calor para este proceso y realizan las siguientes funciones:



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- Apoyo en los arranques/paradas diarias de la planta, y
- Optimización de la producción de la planta en fases transitorias de nubes, es decir, cuando falta el recurso solar.

Tanques de expansión de HTF

Los tanques de expansión son necesarios para acomodar el cambio volumétrico que se produce cuando el HTF se calienta a la temperatura de funcionamiento. El nitrógeno se utilizará para ocupar el espacio libre de los tanques cuando el aceite térmico se enfríe. La purga de nitrógeno evita oxidación o contaminación de la HTF reduciendo su exposición al aire atmosférico.

Sistema de Ullage/Sistema flash

Durante la operación de la planta, el HTF se degrada en componentes de ebullición de alta y baja (sustancias con puntos de ebullición más altos y más bajos que el HTF). Los componentes de ebullición de baja (temperatura) se quitan del proceso como los vapores, a través del sistema de relleno. Los componentes de ebullición de alta se eliminan en el proceso como líquido y sedimentos mediante el sistema de flash HTF.

Coletores de Tuberías Generales HTF

Las tuberías de suministro y retorno se diseñan para permitir un flujo equilibrado a través de todos los HCE. Se ubicarán liaras de expansión cuando sea necesario para mantener las tensiones en la tubería dentro de los límites permitidos.

8.4.3.4. Sistema de almacenamiento térmico

Como referencia, el sistema de almacenamiento utilizado en Andasol 1 consiste en dos tanques de 14 m de altura y 38,5 m de diámetro con un concentrado de sales fundidas de nitrato ($60\% \text{NaNO}_3 + 40\% \text{KNO}_3$). Los componentes utilizados son componentes estándar en química y en petroquímica.

Los equipos y sistemas del sistema de almacenamiento térmico son los siguientes:



- Tanque caliente
- Tanque frío
- Bombas de sales
- Intercambiadores de calor sales fundidas/aceite
- Tuberías, accesorios y válvulas
- Estructura de acero, plataformas y accesos.
- Sistema inerte de Nitrógeno
- Sistemas de calentamiento eléctrico tanques
- Sistema de traceado eléctrico tuberías y equipos
- Instrumentación
- Sistema aislamiento tanques
- Sistema aislamiento tuberías y equipos
- Sales de Nitrato
- Sistema de fundición sales de Nitrato
- Sistema eléctrico almacenamiento de sales:
 - Sistemas de canaletas y cableado
 - Control
 - MCC baja tensión
 - MCC media
 - Variadores bombas sales

8.4.3.5. Sistemas auxiliares

Los siguientes sistemas auxiliares suministran servicios, controlan, protegen y dan soporte a la isla de potencia y su operación (BOP: Balance of Plants).

- Sistema de Refrigeración
 - Circuito y equipos refrigeración calor rechazo del ciclo agua/vapor y circuito torres de refrigeración – condensador
 - Circuito y equipos de sistema cerrado de refrigeración (refrigeración de equipos de isla de potencia)



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

- Sistema Tratamiento de Aguas
 - Sistema de captación
 - Sistema pretratamiento
 - Almacenamiento agua bruta
 - Osmosis inversa y desmineralización
 - Almacenamiento agua desmineralizada
 - Tratamiento de efluentes
 - Vertido y/o evaporación/infiltración
- Sistemas de muestreo ciclo/agua vapor
- Sistema de muestro circuito de refrigeración
- Sistema dosificación de químicos
- Sistema contra incendios
- Sistema de Nitrógeno
- Sistema de almacenamiento de GNL
- Sistema de aire comprimido servicios e instrumentación
- Sistema distribuido de control DCS
- Sistema de instrumentación
- Sistema eléctrico y equipos eléctricos
- Sistema evacuación de electricidad
- Sistema de alumbrado
- Sistema HVAC
- Edificios
- Estructuras
- Urbanización

8.4.4. Ingeniería y construcción

La cuarta fase del proyecto consiste en la ingeniería de planta, compras y construcción. Esta fase la realiza el contratista EPC (Engineering, Procurement and Construction).

Elecnor es el único contratista EPC (llave en mano) de los tres proyectos termosolares (Astexol 2, Aste 1A y Aste 1B), y es responsable de la ingenie-



ría, compras, construcción y puesta en marcha de estas tres centrales termosolares. Como gerente del proyecto, selecciona todos los proveedores y adjudica la mayoría de los trabajos a las empresas subcontratistas.

Normalmente todos los proveedores de componentes, así como los subcontratistas que llevan a cabo la ingeniería de detalle y las obras civiles, son elegidos por el contratista EPC. La tarea principal del gerente de proyecto es coordinar a todas las sub-contratas necesarias para la correcta ejecución del proyecto.

Los contratistas EPC a menudo son contratistas generales en la construcción de diferentes tipos de centrales y en proyectos de la industria, lo que les aporta una amplia experiencia para acometer los proyectos. En la actualidad, el contratista EPC incluso sirve, en parte, como financiero y propietario, y durante los primeros años de ejecución también es responsable de la operación y mantenimiento de la planta.

8.4.4.1. Ingeniería

Para las tres centrales termosolares citadas en el presente documento, Elecnor ha subcontratado la ingeniería básica y de detalle a la empresa de Ingeniería Fluor Daniels, y ha incorporado equipos multidisciplinares propios para dirigir y coordinar los trabajos de la de ingeniería.

8.4.4.2. Construcción

El plazo para la construcción de las tres CCP está estimado en 28 meses, y los principales hitos del calendario previsto de la construcción de los proyectos son los siguientes:

Astexol 2

Inicio construcción: enero 2010

Pruebas primera sincronización: marzo 2012

Operación: abril 2012

Aste 1A y Aste 1B

Inicio construcción: junio 2010

Pruebas: mayo 2012

Operación: junio 2012



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

En la periferia del campo solar se ubican las áreas de premontaje de captadores, el almacenamiento de equipos y materiales, el área de instalaciones temporales contratistas y las zonas de estacionamiento.

La secuencia de construcción de la planta de energía incluye los siguientes pasos generales:

Movimiento de tierras e instalaciones temporales

Dentro de este apartado se incluye la construcción de las instalaciones temporales, la nave montaje SCA, movilización de personal de la construcción, la clasificación y preparación de características de los sistemas de drenaje. Desbroce y movimiento de tierras del campo solar e isla de potencia. Estos trabajos se han realizado durante los nueve primeros meses de la programación de construcción.



Foto 3. Movimiento de Tierras. De izquierda a derecha: desbroce, nave ensamblaje SCA, villa de contratistas, y plataformas campo solar.

Cimentaciones

Esto incluye cimentaciones para grandes equipos (TVG, GV, trafo-sub-estación, torre de refrigeración, tanques de agua, HTF, edificios principales, etc.), pilotes para el campo solar y resto de cimentaciones auxiliares en el bloque de potencia.



Foto 4. Cimentaciones CCP. De izquierda a derecha: cimentaciones turbina, edificio eléctrico, tanques HTF y pilotes campo solar.

Instalación de equipos principales

Una vez terminadas las cimentaciones de los equipos principales se instalan los equipos más grandes. En la Foto 5 se determina el avance de la construcción del bloque de potencia y del campo solar. Los SCA son premontados en la nave de ensamblaje para su posterior montaje en los pilones del campo solar. En la Foto 5 se aprecia también el avance de las estructuras (rack de tuberías y soporte de equipos) y de los edificios principales del bloque de potencia.



Foto 5. Instalación de Equipos Principales Aste 1A. Julio 2011.



BOP (sistemas auxiliares)

Con el equipo pesado en su lugar, el trabajo de montaje restante contempla tuberías, instalaciones eléctricas y pequeños componentes.



Foto 6. Montaje Tuberías Bloque de Potencia Astexol 2. Agosto 2011.

Pruebas y puesta en servicio

Pruebas de subsistemas se realizará una vez que su instalación esté completa. Los equipos y sistemas principales se probarán una vez que todos los subsistemas auxiliares estén instalados y probados.

9

HISTORIA Y TECNOLOGÍA DE LAS CENTRALES PS10 Y PS20

D. Valerio FERNÁNDEZ QUERO

Director de la plataforma Solucar

ABENGOA SOLAR, S.A.

www.abengoasolar.es



9.1. Los antecedentes tecnológicos

El éxito de PS10 y PS20, las dos primeras centrales termosolares con tecnología de torre y heliostatos en funcionar de forma comercial a nivel mundial no podría pensarse únicamente como fruto de la casualidad. Sin duda no habría sido posible sin la coincidencia en el tiempo de una serie de factores determinantes entre los que están el empeño y trabajo de muchos científicos, ingenieros y técnicos que desde finales de los años 70 desarrollaron en instalaciones de carácter demostrativo las tecnologías necesarias para hacer posible estos proyectos, la madurez de unas tecnologías de fabricación y de control de procesos que han posibilitado disponer de unos elevados niveles de operatividad y disponibilidad en estas instalaciones, un marco regulador estable como apoyo fundamental para la financiación de los proyectos, y por último, el carácter emprendedor e innovador de una empresa como Abengoa que ha fundamentado en la experiencia, adquirida mediante la participación en proyectos demostrativos a lo largo de muchos años, la necesaria formación de un equipo de profesionales de primer nivel.

Es en ese largo camino recorrido desde que a principios de los años 80 del siglo xx se pusieran en funcionamiento las primeras instalaciones demostrativas con tecnología de torre y heliostatos en el que PS10 resulta ser uno de los elementos más destacados al ser el proyecto que en 2007 traslada la tecnología desde los ámbitos puramente demostrativos a los industriales, transformando así una opción energética de futuro en una realidad.

Las tecnologías termosolares en general, y la de torre y heliostatos (o de receptor central como también se la denomina) en particular, resultan especialmente atractivas para la sociedad por su simplicidad



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

conceptual. Todos hemos tenido alguna vez la oportunidad de jugar con una lupa o lente para quemar con la concentración de los rayos de sol algún papel u hoja seca. La concentración de la radiación solar permite aportar energía térmica a elevadas temperaturas a los medios sobre los que la aplicamos.

En la tecnología de torre y helióstatos (o tecnología de torre simplemente) miles de espejos gigantes de hasta cientos de metros cuadrados de superficie cada uno, apuntan con precisión la radiación solar que reflejan sobre una caldera o receptor solar que se sitúa en la parte superior de una torre de cientos de metros de altura, para así aportar energía térmica a alta temperatura y producir el calentamiento de un fluido termodinámico (típicamente agua-vapor o aire) que se expande en una turbina y produce electricidad en el generador que se encuentra acoplado a la misma.

Las primeras iniciativas de centrales solares de torre y helióstatos surgieron al final de los años 70 con la crisis del petróleo de 1973 que afectó a la economía mundial a raíz de la guerra del Yom Kippur. Es en esta época en la que la favorable coyuntura internacional, -sustentada principalmente por la referida crisis de la energía y por otras coincidencias tecnológicas-, hace posible el surgimiento de algunas de las primeras centrales solares de torre, entre las que se destacarían los proyectos *Solar One* (1982), *NSTTF* (1983) y *Steor* (1985) en EEUU, *Sunshine* (1981) en Japón, *Eurelios* (1981) en Italia, *Themis* (1984) en Francia, *SSP5* (1986) en Rusia, *Weizmann* en Israel, y también *SSPS-CRS* y *Cesa-I* en España (1981 y 1982 respectivamente), estos últimos en la Plataforma Solar de Almería.



Foto 1. Vista aérea de la Plataforma Solar de Almería.
Fuente: Abengoa Solar.

En la Foto 1 se muestra la Plataforma Solar de Almería, centro de demostración donde se ensayaron gran parte de los elementos de la tecnología solar empleados en el proyecto PS10.

Uno de los factores tecnológicos clave que permitieron que las tecnologías termosolares basadas en torre y heliostatos tuvieran viabilidad técnica en los finales de los 70 y principio de los 80 fue la aparición de forma más extendida del empleo de microprocesadores. El apunte de cientos de espejos de forma individualizada al receptor solar que se sitúa en la parte superior de la torre requiere de una mínima base tecnológica para el control de señales, realización de cálculos matemáticos y procesamiento de información en general que no tuvo el necesario desarrollo hasta esos años en los que comenzaron a comercializarse las primeras CPU de gran tamaño.

Tras esta primera época de gran dinamismo en la que se llegaron a levantar más de 9 instalaciones de receptor central de diverso carácter demostrativo se produjo desde 1985 a 1990 una etapa de bajo interés en el desarrollo de las centrales termosolares de tecnología de torre y heliostatos. Las causas, diversas sin duda, estuvieron relacionadas quizás en parte con los elevados costes en los que se había incurrido en los tiempos pasados que aun habiendo demostrado la viabilidad técnica de la opción de torre solar, no había logrado demostrar grandes avances en la viabilidad económica de las mismas compitiendo con una energía de precios extremadamente bajos con un barril de petróleo por debajo de los 30 \$.

Los proyectos desarrollados permitieron sin embargo identificar ciertos problemas específicos de la tecnologías solares que se querían demostrar en función de incidencias que en ocasiones estuvieron relacionadas con el control de la precisión del apunte de los espejos, con la disponibilidad y operatividad de los heliostatos, con la necesaria durabilidad de los espejos a la intemperie frente a la degradación, con fatigas térmicas en los materiales metálicos de los receptores solares que podían derivar en fisuras, y en general con los rendimientos obtenidos casi siempre por debajo de los calculados teóricamente. Todos estos factores fueron recogidos en informes de «lecciones aprendidas» que resultaron imprescindibles para el posterior éxito de los primeros proyectos comerciales.

La consideración de que PS10 es la primera central comercial basada en el concepto de torre a escala mundial se fundamenta sobre el he-





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

cho de haber sido el primer proyecto en el desarrollo de la tecnología que ha sido propuesto desde una perspectiva empresarial apoyada sobre su correspondiente esquema de negocio. Así, para hacer realidad el proyecto PS10 se ha buscado la financiación necesaria para la inversión en su construcción con el objeto de ser explotado dentro de un marco regulatorio adecuado. PS10 como proyecto comercial requiere alcanzar las producciones previstas en sus planteamientos iniciales cada año para garantizar sus ingresos por venta de electricidad al mercado eléctrico español, y hacer frente a sus pagos comprometidos y a los costes de explotación, operación y mantenimiento.

Quizás esta aproximación empresarial a la tecnología es la que ha marcado las principales diferencias entre PS10 y otros proyectos de demostración anteriores. La iniciativa privada que exige el éxito tecnológico para poder recuperar la inversión con un cierto nivel de rentabilidad motiva una aproximación a la gestión muy eficaz, en la que no solo se ha de estar preparado en todo momento para ser capaces de aprovechar la energía solar que se recibe en la planta para la producción y venta de la electricidad generada, sino que los rendimientos de producción y los costes de explotación deben ser continuamente revisados para alcanzar el desarrollo más optimizado de todos los procesos productivos y de gestión.

Las exigencias sobre la viabilidad comercial de PS10 fueron desde un principio muy elevadas, dado que un fracaso podría condicionar de forma importante el desarrollo de un creciente sector económico al haber introducido factores de incertidumbre sobre la tecnología que hubiera limitado de forma importante la financiación de nuevos proyectos.

Es por lo anterior que PS10 fue un proyecto que se abordó desde sus inicios con las suficientes garantías para el éxito. El proyecto, una torre solar a escala comercial de 11 MW de potencia eléctrica, que debiera funcionar todos los días del año en los que hiciera sol incorporaba en su propia naturaleza importantes riesgos tecnológicos como para entrar en complejidades añadidas. Así, PS10 se concibió desde sus inicios como un proyecto en el que de todas las opciones tecnológicas disponibles para cada uno de sus subsistemas, se optara siempre por aquella que menos riesgo introdujera en el proyecto, aun a coste de que otras opciones tecnológicas pudieran resultar más atractivas desde el punto de vista del coste o del rendimiento. Para ello se buscaron siempre tecnologías que hubieran quedado demostradas en ensayos

y pruebas previas si aquello era posible.

Asimismo, PS10 fue siempre concebida desde criterios de máxima funcionalidad, evitando los extra costes que no tuvieran una finalidad meramente asociada a una efectividad tecnológica.

Son estos condicionantes anteriores los que motivaron que PS10 resultara en una central de torre con una tecnología de vapor saturado (temperatura conservadora) que aunque limitaba de alguna forma su rendimiento en la transformación del calor en electricidad proporcionaba suficientes garantías de éxito, y con un sistema de almacenamiento para únicamente una hora de funcionamiento a carga parcial (50%) de la turbina.

Mientras que en la actualidad se consideran ya plantas de más de 100 MW basadas en vapor sobrecalentado de muy alta temperatura y rendimiento y con grandes sistemas de almacenamiento que las permitirían operar de forma ininterrumpida durante el día y la noche, PS10 fue planteada desde la perspectiva de la seguridad de un éxito de integración de sistemas y de operación.

Ahora que han transcurrido más de cuatro años desde que PS10 entrara en explotación comercial un 24 de junio de 2007 resulta ser un momento idóneo para echar la vista hacia atrás en esta aventura que resultó pionera en la nueva era de este sector tecnológico en la actualidad ya tan establecido.

9.2. Los inicios de PS10 (1998-1999)

9.2.1. Los proyectos de I+D+i en los años 90

A excepción de las actuaciones llevadas a cabo para la construcción y puesta en marcha central solar de torre *Solar Two* en EEUU sobre el campo solar original de *Solar One*, los años 90 se caracterizaron por una menor actividad en cuanto a construcción de nuevas instalaciones de torre a nivel mundial.

Finalizaba el año 1998 cuando el RD 2818/1998 abría las opciones para la generación de electricidad con origen solar en un marco retributivo que resultara interesante para el desarrollo de proyectos en España.





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

Supuso este el momento en que Abengoa, que venía realizando desarrollos y ensayos sobre sistemas solares de concentración desde los inicios de los años 80 en los que había fabricado facetas, —espejos curvados de los que se emplean en los heliostatos que concentran la radiación solar sobre el receptor en las centrales de torre—, para las plantas experimentales de la Plataforma Solar de Almería, identificaba la oportunidad de promover de su propia iniciativa una central de torre a construirse en alguna zona de buen recurso solar en el sur de España.

Abengoa había estado desarrollando tecnología propia para la realización de este proyecto durante casi toda la década de los años 90, en la que junto con Ciemat y DLR, —operadores dependientes de los respectivos ministerios de ciencia y tecnología de los gobiernos Español y Alemán respectivamente, de la Plataforma Solar de Almería—, había participado en un número importante de proyectos cofinanciados con fondos europeos dentro de lo que fueron los diferentes Programas Marco de la Comisión Europea para el desarrollo tecnológico de diversas áreas del conocimiento.

La Plataforma Solar de Almería era y es un centro de investigación de excelencia, en la que en base a sus magníficas condiciones de insolación y a sus importantes infraestructuras, —dos instalaciones de torre y heliostatos de importantes características, Cesa-1 y SSPS-CRS además de diversas instalaciones donde probar y desarrollar colectores parabólicos—, se centralizaba la mayor parte de la innovación termosolar que se desarrollaba en Europa. Con el fin de dividir los importantes costes de operación y mantenimiento que unas instalaciones de esta envergadura requieren anualmente, un consorcio hispano-alemán formado por Ciemat, —Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas dependiente del Ministerio de Ciencia y Tecnología Español— y DLR —Centro Aeroespacial Alemán con intereses en áreas energéticas—, compartían la gestión de las instalaciones. En ellas se desarrollaban la mayor parte de proyectos que tanto con financiación nacional como europea se llevaron a cabo en la época de los 90. Ya en aquellos tiempos las relaciones de la Plataforma Solar de Almería con la Universidad de Sevilla eran intensas, habiéndose formado en esta última una parte representativa de los científicos y responsables que trabajaban en ella.

Abengoa había colaborado durante esos años en varios proyectos del máximo nivel técnico en relación a las tecnologías termosolares



de torre y de colectores parabólicos. Entre ellos no se puede dejar pasar el proyecto Sol-Gas, una iniciativa de Sodean, —Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía, origen de la actual Agencia Andaluza de la Energía—, promovida desde la Escuela de Ingenieros de Sevilla en el año 1996 para la integración del vapor saturado producido en una central de torre y heliostatos en el proceso de la empresa química Ertisa en el Polo Industrial de Huelva. Aunque el proyecto quedó finalmente en papel, dio lugar al desarrollo conceptual por parte de Abengoa del heliostato Sol-Gas 66, un concepto de heliostato de 66 m² de superficie reflectiva caracterizado por su hueco central —para descansar de forma invertida con los espejos mirando hacia el suelo— llamado coloquialmente el heliostato con orejas, por disponer de dos suplementos de espejos laterales que le configuraban este peculiar aspecto.

No fueron estos los únicos proyectos en los que participó Abengoa durante estos fructíferos años noventa. De hecho el pequeño grupo solar de Inabensa había recuperado la actividad tras los años de fabricación de facetas, gracias al proyecto ACE-20, que era promovido por Ciemat para el desarrollo de un colector parabólico de pequeña apertura y espejos de aluminio pulido.

Tras el proyecto ACE-20 surgieron los proyectos cofinanciados por los 4º y 5º programas marcos de la Comisión Europea, —DISS y *Eurotrough*—, para el desarrollo de la tecnología de generación directa de vapor en colectores parabólicos el primero y de una nueva estructura de colector parabólico el segundo. De hecho *Eurotrough* ha sido la base de diseño de las estructuras que han comenzado a integrarse en las plantas termosolares de colectores parabólicos que en la actualidad se encuentran en operación en España. En estos proyectos participaron también como integrantes de los mismos Ciemat, DLR, *Solar Millennium* y otras empresas e instituciones de gran prestigio tecnológico.

Pero no solo trabajó Abengoa en proyectos y desarrollos relacionados con heliostatos y colectores parabólicos. En estos años, final de los años 90 y principio del nuevo siglo xxi Abengoa comenzó su participación en proyectos de diseño, construcción y ensayo de receptores solares para radiación solar concentrada aptos para ser empleados en la tecnología de torre.

Son de esta época los proyectos Sirec y Solair, desarrollados conjuntamente también con Ciemat y DLR entre otros participantes y cofinan-



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

ciados parcialmente por fondos Nacionales y Europeos. Ambos basados en la tecnología de receptores volumétricos de aire atmosférico, apoyaban su funcionalidad en calentar aire en un circuito abierto hasta unos 700 °C por medio de unas mallas metálicas reticulares o unas estructuras porosas cerámicas que llegan a alcanzar temperaturas muy elevadas cuando son sometidas a la concentración de la radiación solar. Abengoa tomó parte muy activa no solo en la ingeniería de estos receptores, sino en su fabricación, montaje y ensayo en las torres de la Plataforma Solar de Almería.

Estos proyectos permitieron a Abengoa no sólo aprender junto con Ciemat y DLR de la tecnología específica de receptores volumétricos de aire, sino de todas unas tecnologías intrínsecas a los sistemas de receptores solares relacionadas con la medida de flujo radiante incidente mediante el uso de radiómetros y calorímetros, con la medida de elevadas temperaturas mediante el empleo de termopares de características específicas, con el empleo de aleaciones metálicas especiales para trabajar a muy elevadas temperaturas como el Incoloy y el Inconel, o con las tecnologías de aislamientos cerámicos y refractarios para proteger aquellas zonas de la instalación susceptibles de ser irradiadas, de las elevadas temperaturas a las que quedarían sometidas de otro modo.

También se desarrollaron en esta época los proyectos Soltronic y Medcal específicamente orientados al desarrollo de los sistemas de control del preciso apunte de los heliostatos que las plantas termosolares de torre requieren, con soluciones tecnológicamente avanzadas con el uso de técnicas de visión artificial para detectar las posibles derivas o desajustes de apunte que presentarían los heliostatos durante su operación. Fruto de estos proyectos entre otros son las bases que permitieron desarrollar los complejos sistemas de control que gobiernan el aporte de flujo radiante concentrado sobre los receptores de las plantas de torre en la actualidad.

En esta época final de los años noventa y durante los tres o cuatro primeros años del siglo actual la actividad de desarrollo de tecnología en base a colaboraciones con Ciemat y DLR fue muy destacable. Un sinnúmero de proyectos fueron acometidos, Atyca-99, Spacecil, Megahelios, Hitrec-2, y no solo en el campo termosolar sino también en el fotovoltaico, CAC-PV, Hicon-PV, Fresnel-PV,...

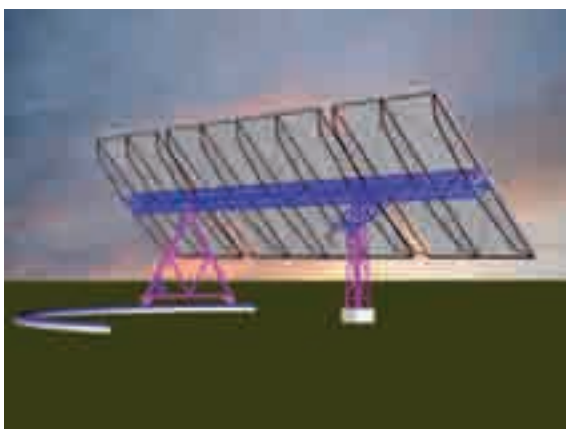


Foto 1. Megahelios, diseño conceptual e ingeniería de un heliostato de gran tamaño (200m²). Fuente: Abengoa Solar.



9.2.2. El RD 2818/1998 y la subvención de la comisión europea

El RD 2818/1998 abrió las condiciones para que la generación eléctrica procedente de fuentes renovables pudiera acceder a primas que incentivaran la promoción de nuevas instalaciones. Establecía este Real Decreto primas en el entorno de los 0,18 euros por kWh (euros por kilovatio-hora) para la electricidad producida por instalaciones solares, sin especificar tecnología solar fotovoltaica o termoeléctrica.

Para esta época, diciembre de 1998, Abengoa tras su participación en los proyectos con socios Sol-Gas y Colón-Solar, había analizado con cierto detalle las opciones de promover una planta de 25 MW que denominaría PS25. Dado que los costes de inversión de la planta se encontraban demasiado ajustados para ofrecer una rentabilidad mínima del proyecto bajo las condiciones del RD 2818/1998, se consideró que sería necesario solicitar una subvención adicional a la inversión del proyecto.

En esa época el 5º Programa Marco de la Comisión Europea convocaba una serie de ayudas a proyectos innovadores en las diferentes áreas del conocimiento tecnológico, entre ellas la energía. Las ayudas máximas que se concedían en la fecha para proyectos que alcanzaran los requerimientos de la convocatoria se limitaban a 5,0 millones de euros (M€), cantidad de poco impacto sobre la inversión total de una planta de 25 MW, por lo que se decidió promover y presentar como candidata a la subvención del 5º Programa Marco a la planta



Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

PS10, de 10MW de potencia, que se construiría en terrenos de la finca Casa Quemada en el término municipal de Sanlúcar la Mayor.

Así fue como durante los meses de mayo y junio de 1999 se preparó una propuesta para desarrollar parte de la tecnología innovadora de la planta solar PS10, la cual tendría un presupuesto total de 35,0 M€ de los cuales únicamente 14,0 M€ eran considerados «elegibles» al ser tecnologías específicamente solares. La Comisión Europea concedía subvenciones máximas del 35% para los proyectos de demostración, lo que encajaba bien con los 5,0 M€ que se solicitaban.

Así, comenzaron a desarrollarse tanto las áreas técnicas como financieras del proyecto. Con la seguridad de tener un cierto amparo para el desarrollo de la ingeniería por medio de la subvención concedida por Europa, se comenzó a trabajar sobre el diseño detallado de la parte solar de la planta, mientras se pedían ofertas de los sistemas convencionales de la misma con el fin de ajustar lo máximo posible los costes de la inversión. En paralelo, el conocimiento cada vez más ajustado de los costes del proyecto, así como de los resultados de producción que se iban obteniendo de los trabajos de ingeniería permitía ir avanzando en hipotéticos modelos financieros en base a la esperanza de recuperar para el mundo termosolar la capacidad de acceder a la prima de 0,18 euros por kilovatio-hora que se requería para dar viabilidad económica al proyecto.

La falta de soporte tarifario al proyecto producía ciertos desajustes en los plazos de ejecución de las actuaciones que se habían explicado en la memoria técnica de solicitud de subvención. A pesar de seguir desarrollando tecnología e ingeniería (básica en su mayoría y de detalle específica de los sistemas de heliostatos y receptor) pronto comenzaron a hacerse necesarias las solicitudes de aplazamiento del desarrollo del proyecto a la Comisión. El objetivo era ganar el tiempo necesario para mantener vivo el proyecto mientras por otros frentes se hacían las gestiones necesarias para hacer conocer a los responsables, de las capacidades de la energía solar termoelectrica, y de que esta fuera considerada como tecnología solar con derecho al acceso a una tarifa regulada, en condiciones similares a las que se mantenían para la energía solar fotovoltaica.

El apoyo de la DG-TREN (Comisión Europea) durante esta primera época resultó fundamental para dar aire a esta iniciativa en los años en los que la burocracia Española aún vacilaba en dar una solución definitiva a la incertidumbre sobre la tarifa de apoyo a la que las centrales termosolares pudieran acogerse.

9.3. Los años del desarrollo tecnológico (2000-2003)

Fueron años intensos aquellos desde 2000 a 2004 en los que desde Abengoa se trabajaba sobre todos y cada uno de los detalles técnicos necesarios de desarrollo para el proyecto PS10. El proyecto estaba basado en la tecnología de receptor volumétrico de aire como opción para su funcionamiento.

Las centrales de torre se caracterizan principalmente por la tecnología que emplean en el receptor solar. Se podría decir que son tres las tecnologías básicas que se pueden considerar en una primera aproximación muy superficial.

a) La primera de las tecnologías, la generación directa de vapor, es quizás conceptualmente la más sencilla. Por el interior de un haz de tubos metálicos circula agua que se transforma en vapor con el aporte del calor de la radiación solar que se concentra sobre los mismos. Entrando en algo más de profundidad en la misma se distinguiría entre receptores de vapor saturado, que trabajarán produciendo vapor típicamente entre temperaturas de 250 °C a 320 °C y presiones entre 45 y 110 bar, —como los que en la actualidad se encuentran funcionando en las plantas PS10 y PS20—, y receptores de vapor sobrecalentado que producirán vapor a temperaturas típicamente entre 500 °C y 560 °C y presiones superiores a 100 bar. En una escala de dificultad, la tecnología de vapor sobrecalentado es varias veces más delicada que el vapor saturado, dado que es en esta última agua líquida la que circula por el interior de los tubos en toda su extensión permitiendo gracias a los coeficientes de transferencia de calor más elevados del agua una más eficaz refrigeración de los tubos. Adicionalmente, las temperaturas y presiones de trabajo para los tubos son inferiores que las que se consideran para vapor sobrecalentado. En este último caso dado que el vapor tiene menor capacidad de transferencia de calor para evacuar la energía que de la radiación solar concentrada reciben los tubos y que las temperaturas y presiones de trabajo son intrínsecamente más elevadas, se hace necesario acudir a materiales muy seleccionados y de un elevado coste para la fabricación de los mismos.

b) La segunda de las tecnologías está relacionada con el uso de fluidos que no cambian de fase de líquido a gas en el proceso de aporte de calor en el receptor solar. Lo constituyen los receptores de me-





tales o mezclas fundidas, como el sodio y las sales de nitrato. Están igual que los receptores de vapor, constituidos por haces de tubos por los que circula el fluido que se pretende calentar. El vapor es generado en un segundo intercambiador, —el generador de vapor—, donde las sales fundidas o el sodio fundido ceden el calor al agua que circula a contracorriente para producir el vapor. Presentan sobre otras tecnologías de receptores ventajas evidentes sobre la refrigeración eficaz de los tubos, al presentar tanto las sales fundidas como el sodio mayores coeficientes de transferencia de calor que el agua y el vapor, además de poder estar constituidos por tubos de pared más fina al no trabajar a elevadas presiones en esta parte del circuito, por lo que pueden funcionar en condiciones de flujo radiante concentrado muy elevadas. Sin embargo presentan algunos inconvenientes en relación a la complejidad de trabajar con fluidos, —sodio o sales fundidas—, que solidifican a temperaturas muy superiores a la temperatura ambiente, (97 °C y 256 °C respectivamente). Esto provoca que la bajada de temperatura por debajo de estos valores reseñados en cualquier parte del circuito pueda constituir un problema de taponamiento, y por ello, los circuitos principales deben estar traceados eléctricamente para evitar que en condiciones de no operación se mantengan las temperaturas suficientemente elevadas para evitar situaciones de riesgo por congelación.

- c) La tercera de las tecnologías está relacionada con el empleo de gases, —típicamente aire—, como fluido de captación primario en el receptor solar, bien sea para su aprovechamiento directo una vez calentado accionando una turbina de gas, —se trata de los sistemas presurizados como el considerado en la actualidad para el proyecto Solhugas que se construye en la plataforma Solúcar de Abengoa y que tiene prevista su entrada en funcionamiento en los primeros meses de 2012—, o bien como fluido de intercambio para ceder el calor captado a un circuito secundario de agua/vapor, —sistemas no presurizados como el que inicialmente se propuso para la planta solar PS10—. En esta tecnología, —ya sea para sistemas presurizados o no indistintamente—, se hace pasar el aire frío por el seno de un medio poroso típicamente constituido por mallas metálicas filamentosas o materiales cerámicos expresamente diseñados y fabricados al objeto. La concentración de la radiación solar sobre el medio poroso provoca elevadas temperaturas que son aprovechadas para producir aire caliente entre 700 °C y 1.000 °C cuando se le hace circular por entre los pequeños

huecos de la matriz. Los sistemas presurizados deben cerrar el circuito del aire caliente en la parte del receptor solar para conseguir mantener la presión. Se emplean sofisticadas ventanas de cuarzo como material que permite ser muy transmisor a la radiación solar concentrada. De esta forma se cede muy poca energía al cristal de cuarzo no requiriéndose medidas adicionales de refrigeración activa del mismo. Los sistemas no presurizados son abiertos, es decir, toman aire fresco en condiciones ambientales en la boca del receptor para calentarlo y aprovechar su energía en el intercambiador de generación de vapor. Esto no es óbice sin embargo para intentar aprovechar la salida de aire templado del propio generador de vapor una vez que el intercambio se ha producido para recircularlo de nuevo a la boca del receptor al ser aire con mayor contenido energético que el aire fresco. Dado que la boca del receptor es abierta, alcanzar niveles de recuperación o retorno del aire templado más allá del 70% en receptores de gran apertura resulta complicado, siendo este uno de los aspectos que resultaban de importancia para ser resueltos en las tecnologías de receptores volumétricos que se desarrollaban para PS10. La principal ventaja del empleo de aire como medio de captación de calor en receptores de radiación solar concentrada se encuentra en que el aire trabajando en un amplísimo rango de temperaturas, —típicamente $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $1.000\text{ }^{\circ}\text{C}$ —, no cambia de fase, evitando así los problemas de solidificación que presentan los metales y las sales fundidas, y los de evaporación que presenta la generación directa de vapor.



9.3.1. Tecnología de receptor volumétrico de aire no presurizado para PS10

Para PS10 se consideró inicialmente un receptor volumétrico de aire como opción preferida en función de los resultados que habían ofrecido las diversas tecnologías en demostraciones previas. Las dos opciones que se consideraron tras diversas visitas a EEUU y Almería fueron la tecnología de sales fundidas que se había estado probando desde 1994 a 1996 en la central norteamericana *Solar Two*, y la tecnología de receptor volumétrico de aire que se venía ensayando desde 1996 en el proyecto TSA promovido por la empresa de calderería e intercambiadores de calor alemana Steinmüller en la Plataforma Solar de Almería.



Foto 3. Rafael Osuna y Pedro Robles en uno de sus viajes a Estados Unidos para la selección de tecnologías para PS10 en 1998.

La decisión se tomó tras la valoración de los mayores riesgos tecnológicos que parecía ofrecer la tecnología de sales en relación a la selección de materiales resistentes a la corrosión, a la disponibilidad de ciertos equipos críticos como las bombas encargadas de hacer circular las sales fundidas a lo largo de todos los sistemas, y a la posibilidad de solidificaciones que pudieran producirse en los circuitos de sales tan sensibles a las pérdidas de calor en los momentos de «no operación». La opción de aire asimismo parecía ser mucho más inmediata en su respuesta al comienzo de la operación diaria requiriéndose una menor necesidad de preparación de sistemas.

El concepto de planta solar empleando la tecnología de receptor volumétrico de aire quedaba distribuido en tres sistemas principales. Para los sistemas de captación (Campo de Heliostatos) y transformación de calor a electricidad (Sistema de Vapor), Abengoa disponía de la tecnología necesaria. El sistema de transferencia de calor (Sistema de Aire) estaba compuesto por cuatro subsistemas principales, el receptor solar, el generador de vapor, el tanque de almacenamiento térmico, y las soplantes. La disposición de los distintos elementos daba la suficiente flexibilidad al sistema como para poder funcionar en modo de generación de vapor solar con o sin carga de almacenamiento, y en modo generación de vapor con descarga de almacenamiento térmico. En el generador de vapor se produciría el vapor necesario para accionar la turbina y producir electricidad en el generador eléctrico.

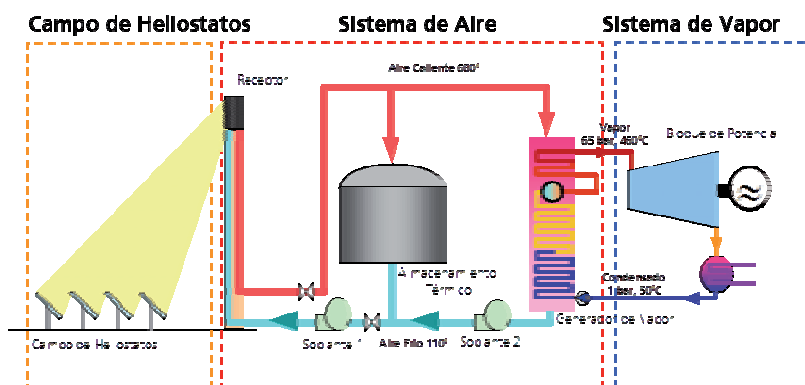


Figura 1. Esquema de Planta Solar empleando tecnología de receptor volumétrico de aire. Fuente: Abengoa Solar.

La tecnología de receptor volumétrico de aire atmosférico (no presurizado) que se consideró inicialmente para PS10 tenía origen suizo-alemán, aunque había sido ensayada y su viabilidad técnica demostrada en la Plataforma Solar de Almería. Así, a principios de los años 90, y con motivo de dar soporte experimental a una nueva tecnología basada en el empleo del aire en centrales termosolares de torre que había sido considerada en un estudio para la instalación de una planta de 25 MW en Jordania (proyecto Phoebus), se propuso ensayar un prototipo a escala empleando la torre y campo de heliostatos Cesa-1 de la Plataforma Solar de Almería. El proyecto se denominó TSA, y consistió en la instalación de un prototipo de receptor de 3 MW térmicos de potencia junto con un sistema de soplantes, un generador de vapor, y un sistema de almacenamiento térmico.



Figura 2. Esquema de distribución de elementos del proyecto TSA (Receptor, Generador de Vapor y Tanque de Almacenamiento Térmico) y funcionando en pruebas la torre Cesa-1 de la Plataforma Solar de Almería.



La tecnología de receptores volumétricos de aire atmosféricos como la que se ensayó en Almería durante los años 95 y 96 en el proyecto TSA tiene ciertas peculiaridades que merece la pena destacar, dado que formaron parte de las grandes cuestiones de diseño del receptor de PS10 en su versión original. Como se ha comentado, la tecnología puede desarrollarse sobre un absorbedor constituido por malla metálica o matriz porosa cerámica. Es necesario adaptar perfectamente el perfil de velocidades de entrada de aire en toda la superficie del receptor al perfil de radiación solar concentrada si se pretende obtener aire a una temperatura homogénea de 700 °C a través de toda la superficie del receptor solar, de otra forma, si se producen desequilibrios en forma de diferencias de temperatura entre las diferentes zonas del receptor se producirá o bien el sobrecalentamiento de algunas zonas si se pretende obtener aire a 700 °C, o bien aire por debajo de esta temperatura con las consiguientes pérdidas de rendimiento asociadas.

Este resultaba ser uno de los problemas de mayor entidad a la hora de controlar la operación de una planta real como se trataba en el proyecto PS10, pues la cambiante posición relativa del sol a lo largo del día respecto al campo de heliostatos provoca una variación continua de los perfiles de flujo de radiación solar concentrada sobre la superficie del receptor que resultaba muy complicado controlar con la adaptación a los mismos del caudal de aire succionado por cada zona del receptor solar.

Otra alternativa resultaba ser la de adaptar el flujo radiante concentrado a unos perfiles de velocidades de succión de aire predeterminados de inicio mediante estrategias inteligentes de apunte. Dado que la forma de la imagen y perfiles de la radiación solar concentrada de cada heliostato es variable en el tiempo y dependiente de la zona de apunte y que su cálculo representa cierta complejidad esta opción resultaba ser asimismo difícil de considerar.

Una tercera vía se planteaba como una solución muy ingeniosa mediante la cual los heliostatos concentraban una imagen constante sobre toda la generatriz de un receptor del tipo semicilíndrico exterior. Se trataba de conformar los heliostatos con un patrón cilíndrico en lugar de esférico, además de cambiar las referencias de los ejes de giro de elevación sobre el de azimut para pasarlos a mover el eje de azimut sobre el de elevación. Esta tecnología fue desarrollada por Abengoa y Ciemat en el marco del proyecto de I+D+i Spacecil.

En la tecnología de receptores volumétricos de aire no presurizados, se emplea un ingenioso sistema de almacenamiento de energía tér-

mica en forma de calor a alta temperatura en el lecho de un medio cerámico poroso integrado en un depósito de gran volumen. Se trata en definitiva de rellenar un depósito de pequeñas piezas cerámicas de geometrías diversas, —bolas, aros, etc.—, en función de la compactación y fracción de huecos del medio cerámico que se quiera alcanzar para que los parámetros de cantidad de energía almacenada, dimensiones del depósito, y caída de presión o pérdida de carga que el sistema pueda soportar al hacer circular el aire a través del medio poroso sean los adecuados al proceso.

Así, al hacer circular el aire caliente a 700 °C a través del medio cerámico frío desde la parte superior del depósito donde está contenido a la inferior, se irán calentando hasta 700 °C las partes altas del lecho cerámico que va a permitir almacenar energía en forma de calor. El sistema de almacenamiento se considera completamente cargado una vez comience a salir aire caliente a 700 °C por la parte inferior del depósito, —significa que se ha conseguido que todo el medio cerámico haya alcanzado la temperatura de 700 °C—. El proceso de descarga es inverso, cuando se pretenda generar aire caliente a 700 °C empleando la energía almacenada en el sistema de acumulación se procederá a introducir aire frío por la parte inferior del depósito, obteniéndose caliente a 700 °C por la parte superior. El aire frío al ser calentado irá enfriando las capas del lecho cerámico comenzando por las inferiores hasta llegar a la parte superior del depósito, momento en el que ya todo el lecho cerámico estará frío y no se podrá obtener más aire a 700 °C, considerándose entonces que el sistema de almacenamiento se encuentra completamente descargado.

Durante los años 2000 a 2002 se trabajaba en paralelo en los diseños del campo solar de PS10 y en desarrollo de la tecnología para su receptor central volumétrico de malla metálica de tecnología TSA y sistemas de intercambio y almacenamiento de calor termoclínos en lechos cerámicos.

Sin embargo, para el desarrollo de la tecnología de receptor volumétrico de aire no presurizado de PS10 se lanzaron dos líneas tecnológicas en paralelo, la opción TSA basada en absorbedor de malla metálica y la opción Solair liderada por DLR basada en absorbedor de matriz cerámica porosa. Así, se lanzaron varios proyectos de desarrollo tecnológico para cada una de las partes constituían el sistema, proyecto Solair para el desarrollo de la tecnología de receptor volumétrico de aire no presurizado cerámico, proyecto Alter para el desarrollo del sistema de almacenamiento térmico termoclino, proyecto Spacecil para el desarrollo de la tecnología de heliostatos cilíndricos,...





El proyecto Solair posibilitó la colaboración directa con el DLR y la Dirección General de Investigación y Desarrollo, —DG-RTD—, de la Comisión Europea, responsable de los proyectos de I+D+i en las tecnologías termosolares en aquella época. Se fabricaron receptores solares a gran escala (hasta 3 MW térmicos) que se instalaron y ensayaron en la Plataforma Solar de Almería.

El primer diseño de la planta PS10 se basaba en el empleo de heliostatos del tipo Sanlúcar 90, constituidos por 21 facetas y un total de 9,1m de ancho por 10 m de altura. Tras los procesos de optimización del campo solar mediante el empleo de WinDelsol se obtuvo un layout constituido por 981 heliostatos para un total de 89.276 m² de superficie reflectiva.

Los exigentes mapas de flujo que la tecnología de receptores volumétricos de aire exigían para alcanzar elevados rendimientos, motivaron que se abordara desde Abengoa el desarrollo de un código de simulación de campos de heliostatos que aproximara por un procedimiento de trazado de rayos más probabilista éste problema de cálculo que presenta cierta complejidad. Así fue como, tras más de un año y medio de trabajos de programación y validación nació SolVer, un código con el que se simularon hasta los detalles más concretos, todos los mapas de flujo de las diversas soluciones tecnológicas que el proyecto PS10 fue tomando como propias a lo largo del tiempo.

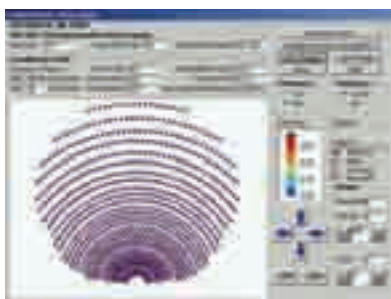


Figura 3. a) Trabajos de optimización con código WinDelsol.



Figura 3. b) Trabajos de simulación con código SolVer.

SolVer permitía realizar el cálculo de la potencia térmica incidente en el receptor solar y de la distribución de la misma en base a mapas de flujo calculados por el procedimiento de convolución de la imagen del disco solar sobre un mapa de puntos calculado como simple resultado de resolver el problema óptico del reflejo de cada uno de los heliostatos sobre el receptor solar vistos desde la posición del sol. Su capacidad de evaluar bloqueos y sombras entre heliostatos así como el rendimiento de otros factores geométricos como el factor coseno

le hacían perfectamente indicado para ser empleado en procesos de optimización de campos de heliostatos a pesar de que, al haber sido programado en Visual Basic requería de notables cantidades de tiempo (6 horas) para calcular cada uno de los instantes anuales en los que se pretendía simular el comportamiento de la planta.

En el año 2001, la quiebra de Steinmüller provoca un cierto desajuste en las líneas de desarrollo del proyecto. Es absorbida por la empresa de calderería Babcock Borsig Power (BBP) que toma entre sus otras líneas de negocio la tecnología y patentes de Steinmüller en relación a receptores volumétricos de aire.

En 2001 se contrata la realización de una oferta a BBP para el suministro completo del sistema receptor, incluyendo soplantes, sistema de almacenamiento térmico y generador de vapor.



Foto 4. Implantación virtual sobre un emplazamiento genérico de PS10 considerando el diseño de la torre y la disposición de generador de vapor y almacenamiento térmico propuesto por BBP.

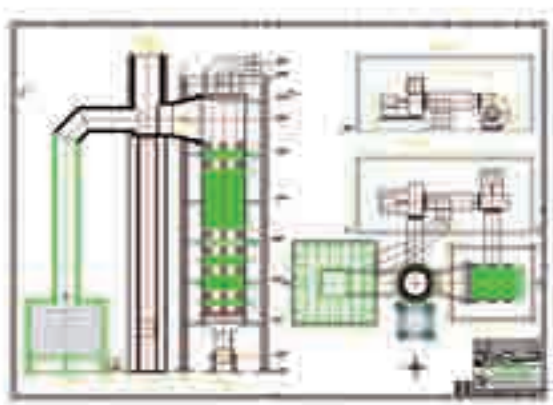


Figura 4. Detalle de las conexiones entre conductos de aire con generador de vapor, tanque de almacenamiento termoclino y soplantes en la solución desarrollada por BBP para el proyecto PS10 en 2001.





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

BBP presentó una estimación de costes que resultó encajar en los números que Abengoa estaba considerando en aquellos momentos para el proyecto en su integridad.

El diseño propuesto por BBP se distinguía por disponer de una esbelta torre de estructura metálica soporte de un receptor semicilíndrico conectado con el suelo a través de unos conductos verticales por los que circularía en sentido descendente el aire caliente que aspirado por las soplantes, sería dirigido al generador de vapor o al tanque de almacenamiento térmico, ambos emplazados a nivel del suelo.

El generador de vapor con más de 20 m de altura se ubicaría sobre una importante estructura emplazada al Oeste de la torre, quedando el tanque de almacenamiento térmico al Este de la misma. Las soplantes se ubicarían una a la salida del generador de vapor y otra a la del tanque de almacenamiento puntos en los que se realizaría la absorción. El aire frío sería devuelto al receptor solar por un conducto exterior concéntrico al de bajada con objeto de aprovechar la energía residual en el aire frío.

En agosto de 2002 el gobierno de España había dado un paso adelante para desbloquear la situación de parálisis en la que se encontraban los proyectos termosolares en función de la ausencia de tarifa regulada para el sector. Así, en esa fecha se publicó una prima para la energía solar termoelectrica de 0,12 euros por kilovatio-hora que resultaba claramente insuficiente en relación a los 0,18 euros por kilovatio-hora contemplados en todos los estudios de viabilidad del proyecto, pero aun así supuso ser una plataforma que permitió dar un nuevo impulso al proyecto en todas sus líneas de actividad, búsqueda de financiación, desarrollo de ingeniería, validación de los costes,...

Con objeto de acometer una importante reducción en los costes del proyecto pronto se tomó la decisión de evolucionar el heliostato Sanlúcar desde los 90 m² iniciales a los 120 m² de la versión definitiva.



Foto 5. Heliostato Sanlúcar 90, de 21 facetas (3x7).



Foto 6. Heliostato Sanlúcar 120, de 28 facetas (4x7).



Con la nueva incorporación del heliostato Sanlúcar 120 al diseño del campo de heliostatos, PS10 evoluciona para quedar constituida por 761 heliostatos de 121,34 m² de superficie unitaria y un total de 92.340 m² de superficie reflectiva que aportaban 61,7 MW térmicos sobre el receptor solar, suficientes para hacer funcionar la turbina de vapor a 11 MW eléctricos pudiendo derivar a su vez el 15% del caudal de aire caliente a la carga del sistema de almacenamiento térmico.

Pero las noticias positivas iban a durar poco, la crisis económica de Alemania en los primeros años del siglo actual arrastra también a la quiebra a BBP a finales de 2002, lo que supone un nuevo problema para el desarrollo de la tecnología de aire para el proyecto PS10. BBP queda en manos de administradores judiciales encargados de proponer un plan de viabilidad que permitiera el mayor confort de sus acreedores. Las negociaciones directas entre Abengoa y BBP no resultaban ya posibles tras la intervención, por lo que en paralelo se avanzaba en la opción Solair.

Los ensayos del receptor Solair en la Plataforma Solar de Almería se encontraban avanzados en esa época. Si bien la ingeniería y fabricación del primer prototipo, Solair 200, (de 0,2 MW térmicos de potencia) había sido desarrollada por DLR y Abengoa íntegramente, para el prototipo Solair 3000 que sería una de las unidades modulares de las que finalmente estaría constituido el gigantesco receptor solar de PS10 se contrató la ingeniería de una empresa alemana implantada en Munich, Kraftanlagen Anlagentechnik München, más conocida como KAM.

Los receptores de la tecnología Solair estaban constituidos por un array de tubos que soportaban las copas cerámicas con absorbedor



de matriz cerámica porosa de carburo de silicio a través de los que se absorbía aire para ser calentado hasta 700 °C.

La fabricación del receptor Solair 3000 la desarrolló Abengoa en Sevilla y se ensayó con éxito en Almería a mediados del año 2003. Se podía decir que la segunda alternativa tecnológica para el receptor volumétrico de aire de PS10 en su variante Solair estaba preparada para ser considerada escalable a tamaño comercial. Se solicitó oferta a KAM como ingeniería especializada en sistemas de energía, para el suministro integral de la fabricación y el montaje de los sistemas torre, receptor solar, generador de vapor y sistema de almacenamiento térmico de la planta PS10.



Foto 7. Bernhard Hoffschmidt (DLR) comprueba detalles de la fabricación del receptor Solair 3000 en los talleres de Abengoa.



Foto 8. Receptor Solair 3000 en operación en el banco de ensayo de receptores volumétricos de aire de la Plataforma Solar de Almería.

Las solución aportada por KAM consideraba un receptor solar de forma semicilíndrica conformado por módulos de tamaño y diseño similar al receptor Solair 3000 ensayado ya con éxito y sobre el que se habían sacado conclusiones satisfactorias sobre rendimiento y comportamiento estructural.

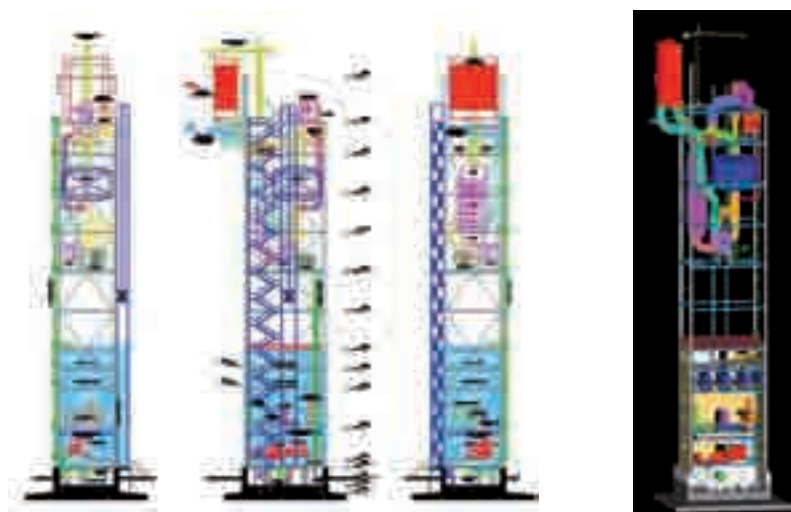


Figura 5. Elementos constituyentes del ciclo de aire, —receptor solar, generador de vapor y sistema de almacenamiento térmico y soplantes—, según la disposición e integración en torre que KAM estudió para el proyecto PS10 en 2003.



El receptor iría emplazado en la parte superior de una robusta torre de estructura metálica sobre la que se situarían también en su parte superior los elementos principales del sistema, esto es, generador de vapor, tanque de almacenamiento térmico y soplantes. La disposición de elementos tan pesados y de tanta envergadura como generador de vapor y tanque de almacenamiento en altura, permitía reducir costes en el sistema de conducciones del aire caliente a lo largo del circuito, hecho que podía suponer ciertas reducciones de costes e incremento de rendimientos en el balance global del proyecto.

La oferta de KAM excedía en un 35% los costes considerados para éste sistema en el plan de proyecto de PS10. Esto unido a una prima solar de 0,12 euros por kilovatio-hora —sustancialmente menor que la considerada en los estudios de viabilidad del proyecto—, provocó que a pesar de los intentos que se realizaron para limitar los costes de algunas de las partidas que la integraban, se tuviera que descartar la tecnología.

Con la quiebra de Babcock Borsig Power en 2002 y la falta de viabilidad económica de la opción Solair, el proyecto PS10 quedaba sin tecnologías de referencia para el sistema del receptor solar.

Había llegado el momento de volver a explorar todas las opciones tecnológicas disponibles para el sistema receptor de nuevo. Asimis-



mo, se intensificaron los trabajos encaminados a la reducción de costes de todos los sistemas de planta.

9.3.2. Tecnología de receptor de vapor saturado

Comenzada de nuevo a finales de 2003 la búsqueda de opciones tecnológicas para el sistema receptor de PS10 se vuelven a repasar todos los datos disponibles sobre el comportamiento de receptores solares en experiencias de demostración del pasado. Sin querer valorar la opción de las sales fundidas por considerar que no se disponía en aquellos momentos de la experiencia necesaria para hacer uso de ella, y eliminando la opción aire para la que no se disponía de tecnología de referencia, únicamente quedaba la opción vapor.

Varias habían sido las demostraciones con vapor en los proyectos de demostración de los años 80, entre las que se encontraban *Eurelios*, *Sunshine*, *Solar One*, *Steor*, *Cesa-1*, *Weizzman Institute* y la central rusa *SPP-5*.

De ellas trabajaron con vapor sobrecalentado *Eurelios* (1 MWe), *Solar One* (10 MWe) y *Cesa 1* (1 MWe), habiendo seleccionado la opción de vapor saturado *Sunshine* (1 MWe), *Steor*, *Weizmann* y *SSP-5* (5 MWe).

Las experiencias con vapor sobrecalentado en *Eurelios*, *Solar One* y *Cesa-1* resultaron ser muy similares. Sin poner en cuestión la viabilidad técnica de la tecnología, en todos estos proyectos terminaron apareciendo pequeñas grietas y fisuras en codos y soldaduras de los tubos del receptor solar provocadas principalmente por estrés térmico y por gradientes de temperatura.

La planta *Sunshine* ubicada en Nio, (Japón), generaba vapor saturado a 250 °C. A pesar de haber sufrido algunos problemas por grietas en las uniones de los *raisers* y *downcomers* con el calderín de vapor, estos fueron resueltos pudiendo operar durante 3 años de forma demostrativa. Igualmente *Steor* que había sido una instalación solar para la inyección de vapor en pozos de petróleo en EEUU había mostrado una buena respuesta de su receptor solar, habiendo permitido una disponibilidad de este sistema importante durante sus años de operación. Resultados también satisfactorios eran reportados desde el instituto *Weizmann* donde habían operado durante muchos años un pequeño receptor solar de generación directa de vapor saturado

sin mayores incidencias. De la central SPP-5 se carecía de información sobre el comportamiento de su receptor solar, pero se sabe que estuvo operativa entre 1986 y 1993.

La información sin embargo más apreciada por próxima, era la que se disponía de la experimentación de Cesa-1. Esta central había integrado en origen un receptor de vapor sobrecalentado consistiendo de dos cuerpos, un evaporador para la generación de vapor saturado y un sobrelacentador dispuesto a modo de un cinturón superpuesto al evaporador. El evaporador tuvo siempre una respuesta satisfactoria, centrándose los problemas en el sobrecalentador solar. Tantos fueron los problemas de materiales y de controlabilidad del sobrecalentador que se tomó la decisión de retirarlo y sustituirlo por un sobrecalentador externo de gasoil. A partir de entonces la operatividad del receptor de la central Cesa-1 resultó ser mucho más elevada.

Los datos que venían a soportar la opción del vapor saturado eran coincidentes con los que se habían manejado en los proyectos Sol-Gas y Colón Solar promovidos por Sodean y Sevillana de Electricidad respectivamente. La principal conclusión de los estudios y revisiones bibliográficas que con motivo de estos proyectos se realizaron estuvo en línea con lo anteriormente expuesto, sobre la disponibilidad tecnológica de la solución de vapor saturado frente al riesgo de emplear el vapor sobrecalentado para las primeras instalaciones comerciales. Sin embargo había una diferencia importante entre los proyectos Sol-Gas y Colón Solar en relación al proyecto PS10. En ambos casos el vapor saturado era el indicado para empleo, en el primero de los casos por ser calor de proceso para la industria química Ertisa, en el segundo de los casos, por ser el vapor saturado el indicado para ser integrado en la caldera de recuperación del ciclo combinado en el que la planta solar iba a ser construida.

La principal diferencia en referencia al proyecto PS10 radicaba en que en esta ocasión era necesario emplear el vapor saturado directamente en la turbina de vapor, dado que la legislación española no consideraba el empleo de fuentes de calor auxiliares como el gas o el gasoil para sobrecalentar si se pretendía incluir la instalación dentro del Régimen Especial de Productores Eléctricos —REPE— con derecho al acceso a la prima solar.

Se propuso entonces emplear el vapor saturado generado en el receptor de PS10 directamente en una turbina especialmente diseñada para





soportar las condiciones de humedad que se producen en las unidades que trabajan con vapor húmedo, como las que se utilizan en la industria nuclear. Tomada la decisión se comenzaron de forma inmediata los contactos para el diseño y suministro de receptor y turbina de vapor.

Así quedó definido el nuevo ciclo de potencia de la planta PS10, que sin duda quedaba muy simplificado en elementos y equipos respecto al esquema de aire al ser la generación directa de vapor una opción muy directa en lo que refiere a la eliminación de intercambios de energía entre fluidos de captación y de aprovechamiento en la turbina.

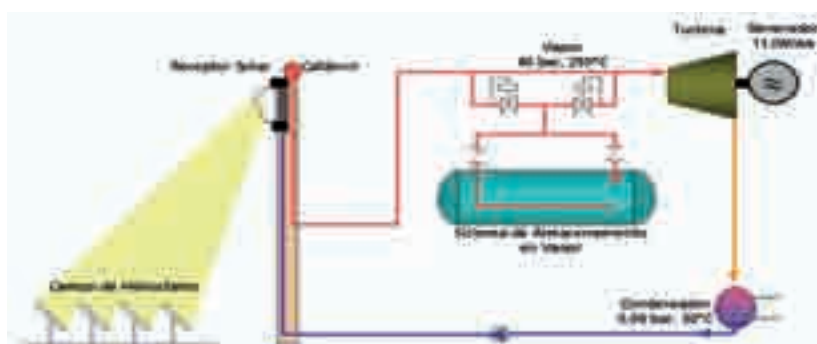


Figura 6. Esquema conceptual del ciclo de vapor de PS10.

La planta había quedado definida en su versión definitiva. Constaba de un campo de 624 heliostatos modelo Sanlúcar 120 para un total de 75.716 m² de superficie reflectiva. El receptor solar quedaba definido por cuatro paneles verticales en disposición semicilíndrica alojados en una cavidad cuyo centro se situaba a la cota 100,5 metros en referencia al nivel del suelo.

El receptor era de vapor saturado y recirculación forzada, opción tecnológica idéntica a la que había implementado en el receptor de la planta Cesa-1 casi 20 años atrás. La selección de la circulación forzada en lugar de la circulación natural como años más tarde se consideraría ya para PS20 tenía el principal inconveniente de incrementar de forma sustancial los autoconsumos propios de la planta, si bien, suponía ser una garantía en aquellos momentos para la correcta refrigeración de los tubos que constituían el receptor solar.

La solución basada en la tecnología de vapor para el receptor de PS10 tenía la ventaja de ofrecer un mayor rendimiento que la opción de aire en lo que al sistema de captación se refiere, si bien, esta ven-

taja era perdida casi en su totalidad por el menor rendimiento de emplear una turbina de vapor saturado en lugar de la de vapor sobrecalentado que se consideraba en la alternativa de aire.

Para el diseño de la torre se solicitaron ofertas a distintas empresas constructoras que propusieron conceptos originales. Se pretendía evitar en la medida de lo posible un diseño poco cuidado que no resultara atractivo por ser demasiado compacto o dejar a la vista demasiados elementos industriales. Finalmente se seleccionó un diseño que resultaba a la vez moderno y funcional, dejando suficientes espacios para integrar dentro de la torre todos los elementos que formaban parte del circuito de agua, bombas de alimentación y desgasificador incluidos.

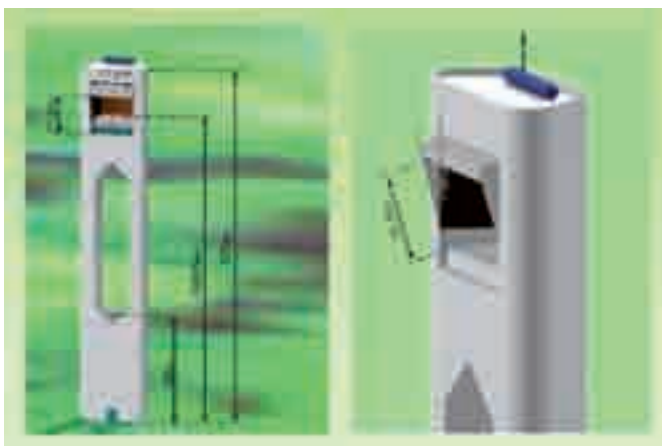


Figura 7. Recreaciones virtuales de la disposición del receptor solar y torre de PS10.

La planta dispondría de un sistema de almacenamiento de energía de unos 20 MWh térmicos de capacidad en la tecnología de agua saturada, capaz de hacer funcionar a la turbina aproximadamente 1 hora al 50% de carga.

9.4. El cierre de la financiación y lanzamiento definitivo de PS10 (2004)

9.4.1. La aprobación del RD 436/2004

La aprobación en agosto de 2002 de la prima solar de 0,12 euros por kilovatio-hora había resultado absolutamente insuficiente, pero, sin





Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica

embargo sirvió para dar algo de vida a los proyectos que como PS10 habían sido concebidos allá por el año 1999.

El tiempo transcurrido desde que en agosto de 2002 con la publicación de la prima para la generación solar termoelectrica se habían relanzado todas las líneas de desarrollo del proyecto PS10 hasta 2004 resultó excesivamente largo. Fueron casi dos años en los que las dificultades para encontrar financiación para el proyecto relacionadas con la insuficiencia de la prima, unidas a las dificultades derivadas de la quiebra de los tecnólogos de referencia para los conceptos de aire y a la necesidad de buscar de forma urgente soluciones alternativas, terminaron por extenuar la iniciativa de la aún exigua plantilla de Abengoa que en Solúcar estaba dedicada a los temas solares.

Durante cuatro años y medio, desde septiembre de 1999 hasta los primeros meses de 2004 se habían ido logrando gestionar sucesivas prórrogas para el sostenimiento de la subvención de 5,0 M€ que había sido concedida por parte de la Comisión Europea al proyecto. En aquellos primeros meses de 2004 la situación de suspensión temporal del proyecto no podía no alargarse más, y la Comisión Europea instó para el lanzamiento definitivo de la construcción del proyecto. En caso contrario se verían obligados a cancelar la subvención.

No es hasta marzo de 2004 cuando el gobierno de España aprueba el marco regulatorio al que se pueden acoger las instalaciones termosolares para generación de electricidad considerándose ya de forma definitiva la prima termosolar que durante tantos años se había venido solicitando. La noticia, tan esperada desde que en 1998 se dejara fuera de la regulación a las tecnologías termosolares fue acogida con gran entusiasmo.

Conocida la publicación de la tarifa termosolar quedaban resueltos la mayor parte los problemas que habían venido retrasando el cierre de la financiación del proyecto.

9.4.2. Acto de colocación de la 1.ª piedra

Se procede de inmediato a iniciar la construcción de PS10. El acto de la puesta de la primera piedra se celebró el 28 de junio de 2004 dándose paso al proceso de construcción de forma inmediata. El diseño

final de planta consideraba 624 heliostatos modelo Sanlúcar-120 de 121 m², una torre de 115 m y un receptor de cavidad para la generación directa de vapor saturado emplazado en la cota 100,5 m.



Foto 9. Acto de colocación de la 1.ª piedra del proyecto PS10 en presencia de las autoridades, Consejero de Innovación Francisco Vallejo y Alcalde de Sanlúcar la Mayor, Juan Escámez.



Foto 10. Parte de los integrantes de Solúcar el día del acto de la 1.ª piedra de PS10 en Sanlúcar la Mayor.





Los acontecimientos se aceleraron en esa segunda mitad del año 2004 y muy pronto se había cerrado el contrato EPC entre Solúcar y Abener para la construcción de la primera planta comercial termosolar de torre, PS10.

9.5. Ingeniería y construcción de PS10 (2005-2006)

Tras la finalización de la ingeniería de detalle en 2004 por parte de Abener, muy pronto en 2005 comenzó a hacerse apreciable en Casa Quemada la construcción de PS10, que se extendió desde inicios de 2005 hasta pasado el verano de 2006, en que se concluyó con el comienzo de la puesta en marcha de los equipos principales de la central.

Rápidamente desde comienzos de ese año 2005 se empezaron los trabajos de movimientos de tierras, así como los de la impresionante cimentación de la torre. La evolución de la torre y de la implantación de heliostatos sobre el terreno fue registrada con tomas de fotografías aéreas desde los inicios hasta que la planta estuvo completamente terminada.

Resultó también especialmente llamativa la maniobra de izado y colocación de los paneles absorbentes del receptor solar por abril de 2006.





Foto 12. Vista aérea de la construcción de PS10 por junio de 2005.



Foto 13. Vista aérea de la construcción de PS10 por octubre de 2005.



Foto 14. Vista aérea de la construcción de PS10 por abril de 2006 con la maniobra de izado de uno de los paneles absorbentes del receptor solar.





Foto 15. Maniobra de izado de panel absorbedor del receptor solar en abril de 2006.

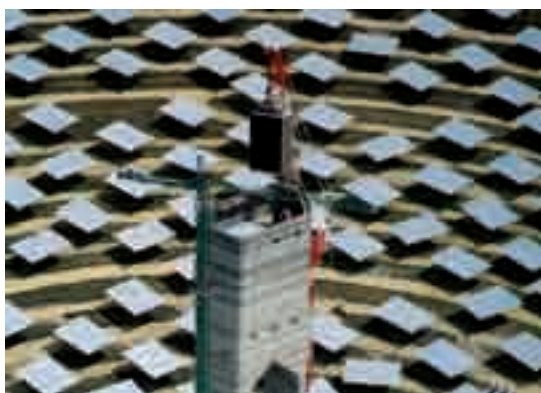


Foto 16. Detalle de la maniobra de colocación de panel absorbedor de receptor solar.



Foto 17. Trabajos de colocación por parte de los escaladores de las protecciones térmicas del fuste de la torre a la altura del receptor solar.



9.6. Puesta en marcha y pruebas de prestaciones de PS10 (2007)

Los trabajos de construcción se iban llevando en paralelo con los de la ingeniería de detalle de los subsistemas específicamente solares (campo de heliostatos y receptor solar).

Se definieron durante este periodo las estrategias de operación de la planta de forma lo suficientemente detallada para que en su día se pudieran realizar las maniobras de arranque, parada, operación a carga base y operación a carga parcial de la forma prevista. Resultaban muy importantes los modos de operación en los que se podían combinar la actividad de varios de los sistemas de generación, como podría ser funcionamiento solar complementado con energía proveniente del sistema de almacenamiento térmico o del sistema de generación auxiliar.

En paralelo se había comenzado a realizar la calibración del apunte de todos los heliostatos de la planta, proceso previo necesario al comienzo de las pruebas de apunte. La puesta en marcha había comenzado.



Foto 18. Pruebas de apunte de heliostatos sobre la diana calibración.

Quedaron también definidos por parte de los equipos de ingeniería solar todos los modos de funcionamiento del campo de heliostatos, las trayectorias permitidas para el movimiento del enfoque de los mismos por pasillos de seguridad. El tiempo ha demostrado que se debió realizar un buen trabajo pues en ninguna ocasión han aparecido incidencias relacionadas con el apunte descontrolado de heliostatos. Asimismo se han mostrado eficaces las propuestas de considerar un único punto de stand-by al Este de la torre, y entrada secuencial de heliostatos mediante control de la potencia máxima que se permite proyectar sobre las protecciones de la torre en los trayectos de entrada y salida de los heliostatos al receptor solar.



Foto 19. Heliostatos a foco de *stand-by* durante la realización de las pruebas de «Desenfoco de emergencia».



Otro de los puntos que quedaron definidos durante este proceso y que requirió de la plena dedicación de los equipos de control estuvo relacionado con las curvas de salida de la potencia solar concentrada desde el receptor solar en caso de pérdida de tensión en la red. Como medida de seguridad, las bombas de recirculación de agua desde el calderín de vapor del receptor solar a los paneles absorbedores están conectadas a unas unidades de suministro eléctrico ininterrumpido de gran potencia denominadas sistema UPS. En caso de caída de tensión de la red eléctrica de la planta, los heliostatos que estarían enfocando al receptor solar debieran salir del mismo en el menor tiempo posible, respetando siempre los límites de flujo que proyectarían sobre las protecciones térmicas del fuste de la torre para no dañarlas. Aun considerando que las bombas de recirculación siguen funcionando desde el sistema UPS, resulta crítico haber evacuado una gran parte de la potencia térmica incidente en menos de un minuto, para evitar la probabilidad de que puedan surgir posibles problemas adicionales derivados de la propia criticidad de la situación. Las pruebas de respuesta del desenfoque de emergencia se realizaron hasta cubrir todas las casuísticas que las tablas de riesgos habían identificado. La realidad varios años después es que habiéndose producido una media de dos o tres ceros de tensión por problemas en la red eléctrica exterior de la planta cada año, todos los sistemas de seguridad implementados han funcionado correctamente protegiendo la integridad física de las instalaciones, no habiéndose registrado incidencias al respecto.

En los últimos meses de 2006 y primeros de 2007 había comenzado una de las fases más críticas de la puesta en marcha, se trataba del arranque del receptor con radiación solar concentrada. El proceso de entrada en operación del receptor se programó de modo similar a como se había hecho años atrás con el receptor Solair 3000. Así se procedió a la planificación de pruebas en potencias ascendentes desde 20% a 100% en intervalos del 20%, de forma que se pudieran encontrar desviaciones sobre el comportamiento esperado con un margen de reacción suficiente para no tener ninguna incidencia reseñable que pudiera acabar afectando a alguno de los equipos. Previamente se había hecho la comprobación visual sobre las paredes del receptor solar de que cada uno de los 624 heliostatos de la planta apuntaba al lugar previsto según la estrategia de apunte establecida.

Tras las comprobaciones se procedió a realizar el arranque del receptor según el programa previsto. Las medidas de radiación solar con-



centrada eran registradas en el receptor solar por calorímetros, unos sensores que repartidos sobre las paredes absorbedoras del receptor detectaban la energía que en forma de flujo radiante concentrado estaba llegando al receptor solar. Los calorímetros permitían evaluar la distribución de la energía que se estaba registrando sobre el receptor, y que era comparada «on-line» con la distribución de energía prevista por los códigos de diseño.

La evolución en la tecnología que años más tarde se empleó para PS20 con una mejor implantación y sensibilidad de los calorímetros en el receptor solar, unos heliostatos de tecnología de posicionamiento mucho más ajustada, hicieron que la puesta en marcha del receptor solar de esta instalación se hiciera con un grado de exactitud en los mapas de flujo reales respecto a los cálculos teóricos digno de recordar.



Foto 20. Ajuste del foco de PS10.



El avance de la puesta en marcha era ya importante cuando, tras haber ganado confianza y estabilidad en la generación de vapor solar varios meses de enfoque de heliostatos al receptor, y una vez se había procedido a la puesta en marcha de la turbina mediante vapor generado desde el sistema auxiliar de gas, se procedió a derivar vapor solar a la turbina. Eran los primeros megavatios eléctricos puramente solares que generaba PS10, que coincidieron con la fecha de la festividad del Día de Andalucía, —28 de febrero—, de 2007. Aquel día PS10 operó a una potencia máxima de 7 MW eléctricos.

El desarrollo inicial para la limpieza de los heliostatos de PS10 había consistido en una máquina de brazo telescópico, —de las denominadas por su nombre comercial Manitou—, portando una cercha para la limpieza en proximidad de los espejos del heliostato mediante agua a presión. El sistema que puede resultar válido cuando la suciedad depositada sobre el vidrio del espejo es reciente y no se encuentra completamente adherida, resultaba claramente insuficiente cuando, como en el caso de los heliostatos de PS10 habían estado prácticamente un par de años hacia arriba en posición horizontal recibiendo toda la suciedad que en forma de polvo y tierra la gran obra había generado. Fue necesario desarrollar un sistema de limpieza de espejos basado en cepillos rotatorios como los que se emplean en los túneles de lavado de vehículos y acoplarlo en el brazo telescópico de la manitou para proceder a recuperar la reflectividad original de los espejos. Aún hoy este es el sistema de limpieza que se emplea en las plantas PS10 y PS20.

Con la limpieza de los espejos se había superado así la última prueba pendiente para llegar a alcanzar los rendimientos de operación esperados.



Foto 21. Concepto inicial de limpieza de espejos basado en cercha de agua a presión.



Foto 22. Desarrollo final basado en cepillo giratorio para limpieza de espejos.

El proceso de puesta en marcha había concluido con éxito el 24 de junio de 2007 cuando se terminaron las pruebas de prestaciones superando la energía garantizada en la operación de tres días consecutivos que coincidieron con el solsticio de verano.



Foto 23. Vista aérea de PS10 en operación solar.

9.7. PS20 e inicio de la explotación comercial de PS10, (2007 en adelante)

El proyecto PS20 entretanto había quedado lanzado a finales de 2005. Se trataba de una central de la misma tecnología que PS10 con receptor de vapor saturado a 250 °C de 20 MW de potencia eléctrica.

El desarrollo de la ingeniería básica de planta se realizó durante los inicios del año 2006 en paralelo con los avances en la ingeniería de detalle de PS10.

Dos cambios que resultaron de gran importancia fueron introducidos en PS20 en relación a PS10. El primero estaba relacionado con los mecanismos de apunte de los heliostatos, más precisos para PS20. El segundo de los cambios de importancia estaba relacionado con el sistema receptor de generación directa de vapor saturado, que si bien en PS10 debía hacer funcionar una potentes bombas para provocar la circulación del agua de una forma forzada por los tubos de los paneles absorbedores, en PS20 una nueva aproximación a la tecnología permitía la circulación directa del agua por los tubos de forma natural. Esto suponía ventajas indiscutibles para el receptor de PS20, en primer lugar porque iba a eliminar una fuente de pérdidas importante como resultaban finalmente ser los autoconsumos propios del receptor solar de PS10, en segundo lugar porque suponía ser una forma mucho más segura de operar al estar la circulación de agua por los paneles del receptor solar asegurada siempre que hubiera flujo radiante concentrado sobre él. Esto suponía ser una ventaja muy importante porque no se requerían los costosos sistemas de alimentación ininterrumpida, —UPS—, para asegurar la operación de las bombas de recirculación, asegurándose así que siempre, —incluso en situaciones críticas como un cero de tensión en planta—, la circulación de agua refrigerante por el receptor solar iba a producirse.

PS20 dispondría de una torre de similar diseño a la torre de PS10 pero de 165 m de altura. Durante cierto tiempo, hasta la realización de las nuevas torres de Madrid fue la estructura más alta de España.

Para enero de 2007 ya se encontraba realizado el movimiento de tierras de la planta. Los trabajos se extendieron hasta 2009, cuando en mayo de ese año se realizaron las pruebas de prestaciones de la central con unos resultados altamente satisfactorios.





Foto 24. Trabajos de movimientos de tierra en PS20 en enero de 2007.

Entre tanto PS10 operaba comercialmente de forma estable y alcanzando los estrictos requerimientos de las producciones anuales garantizadas sin mayores incidencias. La planta ofrecía unos niveles de disponibilidad muy importantes que superaban ampliamente los valores considerados en los criterios de diseño. Ciertamente era que el hecho de que la planta parara todas las noches tras la puesta del sol venía a significar una importante ayuda para realizar la mayor parte de las actuaciones de mantenimiento que sin ser críticas para la operación de la central, sí hubieran requerido de una parada de planta en otras circunstancias.

La elevada disponibilidad de la planta PS10 y su imagen en operación, muy visual y llamativa por el efecto de los rayos reflejados desde los espejos al receptor solar hizo que pronto se transformara en una instalación de referencia no solo para la prensa especializada en temas energéticos, sino también para muchos periódicos y televisiones de divulgación más generalista. Comenzaron también a llegar visitas del más alto nivel, como la del Presidente del Gobierno D. José Luis Rodríguez Zapatero, ministros del Gobierno de España, embajadores y ministros de gobiernos extranjeros, Premios Nobel como Carlo Rubbia, Mario Molina, Al Gore y Rajendra Pachauri, responsables de centros tecnológicos de todo el mundo, y personalidades de las administraciones públicas y de la empresa privada en general.

La central solar PS20 fue inaugurada el 23 de septiembre de 2009 por SS.MM. los Reyes de España D. Juan Carlos y Dña. Sofía.



Foto 25. Inauguración de PS20 el 23 de septiembre de 2009 presidida por SS.MM. los Reyes de España.

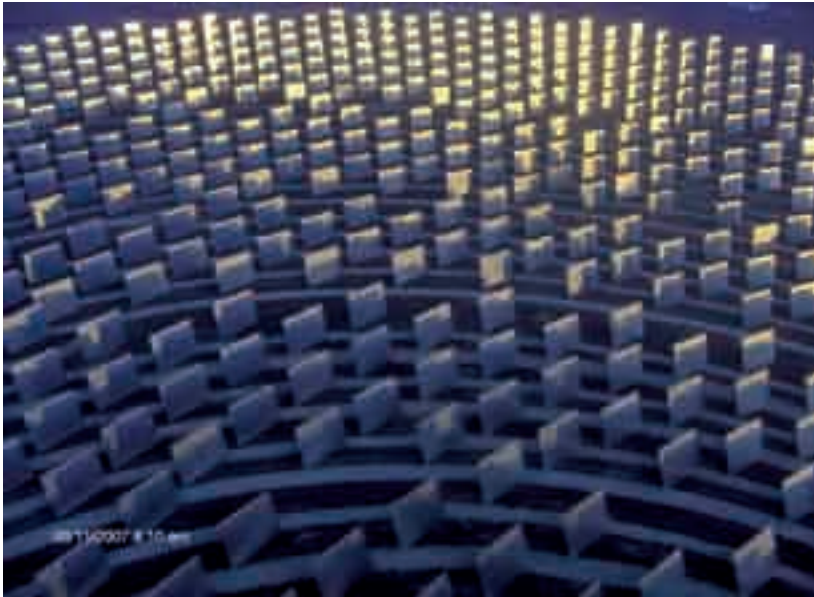


Foto 26. Vista de los heliostatos de PS10 a foco en el amanecer de una mañana de noviembre de 2007.



Foto 27. Vista de los heliostatos de PS10 helados en el arranque de una mañana de invierno de 2009.



Foto 28. Vista de los heliostatos de PS10 helados en operación.



Foto 29. En primer plano PS10 en operación, PS20 al fondo en construcción.



Foto 30. PS20 en primer plano, y PS10 al fondo en operación.



Foto 31. Vista de PS20 desde los campos de girasoles cercanos en primavera de 2010.



Foto 32. Vista de PS20 desde los campos de trigo cercanos en verano de 2011.



Foto 33. Vista aérea de la plataforma Solúcar en verano de 2010 con PS10 y PS20 al fondo.

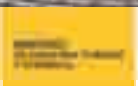
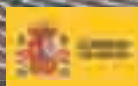




Fundación de la Energía de
la Comunidad de Madrid



www.fenercom.com



Medida de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética para España (2004/2012) puesta en marcha por la Comunidad de Madrid, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).