

Tabla de contenido

1. Página Resumen	2
2. Conceptos básicos	3
3. Revisión de Tecnologías.....	4
3.1 Concentradores cilindro-parabólicos.....	6
3.2 Centrales de torre.....	7
3.3 Discos parabólicos.....	7
3.4 Fresnel	8
4. Gestionabilidad: El factor diferenciador.....	9
5. Implantación en el mundo.....	11
5.1 Plantas de demostración e investigación.....	11
5.2 Desarrollos industriales	11
6. Futuro de la tecnología.....	12
6.1 Costes	12
6.2 Necesidades de I+D: Nuevas tendencias y desarrollos	13
6.3 Producción transnacional.....	14
7. Conclusiones	14
8. Referencias	15

1. PÁGINA RESUMEN

Aunque en los últimos años la tecnología solar termoeléctrica se ha relanzado con gran fuerza, todavía es la gran desconocida de las tecnologías solares. Sin duda todos conocemos el funcionamiento de una placa fotovoltaica y hemos visto paneles solares térmicos para la generación de agua caliente sanitaria o calefacción, pero en general resultan desconocidas las tecnologías solares de concentración y en especial su aplicación en sistemas termosolares.

Las plantas termoeléctricas 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 al bloque de potencia. Allí este calor se utiliza para mover un ciclo térmico convencional (turbina de vapor, de gas o motor Stirling) y producir electricidad.

En este artículo se describen las distintas configuraciones posibles, las prestaciones alcanzadas y las potencialmente alcanzables, así como el estado actual de desarrollo y el nivel de implantación de cada tecnología. No obstante, hay que advertir de la dificultad de hacer una foto fija de un sector tan dinámico sin que alguno de los actores quede fuera de la foto o ligeramente “movido”, ya que continuamente aparecen nuevas configuraciones o conceptos que hacen que los límites que tenía una tecnología ayer no se mantengan mañana.

Por otro lado, cabe decir que al margen de la generación de electricidad, las tecnologías aquí descritas referidas a la concentración solar tienen otros mercados emergentes que incluyen: la cogeneración, la refrigeración solar, la desalación o la producción de calor para usos industriales. Sin embargo, estas aplicaciones quedan fuera del alcance de este artículo.

2. CONCEPTOS BÁSICOS

La radiación solar que recibimos se compone, principalmente, de radiación directa, proveniente del disco solar sin desviaciones, y de radiación difusa, que llega a nosotros sin una dirección clara, consecuencia de los múltiples fenómenos de reflexión y refracción a través de la atmósfera. La energía solar termoeléctrica sólo aprovecha la radiación directa ya que sólo esta puede reflejarse y concentrarse al tener una dirección de incidencia conocida.

Aunque para concentrar la radiación es necesario incorporar concentradores (ver Figura 2) y sistemas de seguimiento solar, el interés de trabajar con energía solar concentrada para aplicaciones termoeléctricas es claro. Al concentrar la radiación solar sobre un receptor de menor tamaño, se aumenta la densidad de energía incidente y al mismo tiempo se reduce el área del receptor y sus pérdidas. Todo ello hace que las temperaturas de trabajo sean mayores y de acuerdo con el segundo principio de la termodinámica, la eficiencia de la máquina térmica aumenta.

No obstante, este aumento de rendimiento tiene un límite, ya que al aumentar la temperatura, las pérdidas crecen. De esta forma, y aunque se intenta que los receptores usados tengan emisividad reducida, existe una temperatura a partir de la cual (ver Figura 1), el rendimiento del sistema en su conjunto disminuye [1].

Así pues, y en la medida que el fluido caloportador y las instalaciones lo permitan, los sistemas se hacen funcionar a la temperatura de trabajo óptima.

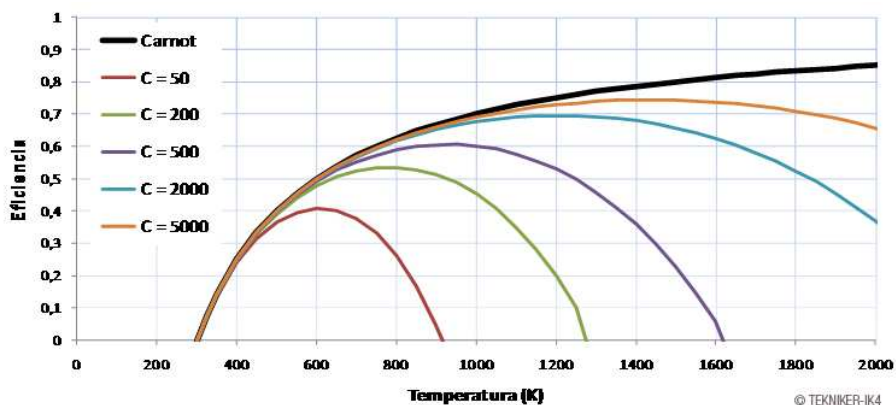


Figura 1: Eficiencia térmica función de la temperatura de operación del receptor con el índice de concentración¹ como parámetro: supuesto 800 W/m² de radiación directa normal, temperatura ambiente 27°C y un receptor que se comporta como cuerpo negro ($\alpha = \epsilon = 1$)

¹ Se denomina índice de concentración (C) a la relación entre el área del receptor y el área de apertura del concentrador que capta la radiación solar.

3. REVISIÓN DE TECNOLOGÍAS

La energía solar concentrada lejos de ser una tecnología novedosa, se fundamenta en principios bien conocidos y en desarrollos relativamente antiguos. Todos conocemos la anécdota histórica o leyenda de Arquímedes incendiando la flota enemiga en Siracusa, pero están documentados usos anteriores en la Antigua China.

Ya en 1866, Auguste Mouchout utilizó colectores cilindro-parabólicos (CCPs) para mover una máquina de vapor. Ese mismo año se concedió la primera patente de un colector solar y en años sucesivos John Ericsson o Frank Shuman diseñaron sistemas y plantas completas para riego, refrigeración, locomoción etc.

Entre los años 1984 y 1991, en el desierto de Mojave (California), se construyeron y conectaron a red 9 plantas conocidas como SEGS (Solar Energy Generating Systems) con una capacidad instalada de 354 MW. Estas plantas han sido las únicas centrales comerciales construidas hasta 2007, cuando las primas en España, la legislación estadounidense y los precios del petróleo hicieron resurgir la tecnología.

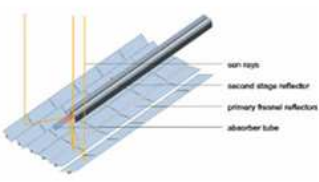
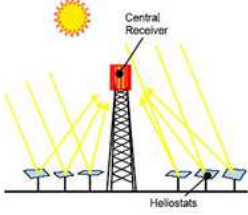
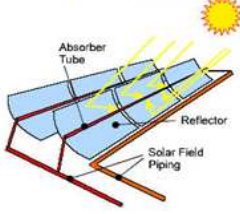
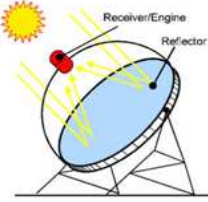
Concentrador	Lineal	Puntual	
Discreto	 <p>sun rays second stage reflector primary focal reflector absorber tube</p> <p>Espejos Fresnel</p>	 <p>Central Receiver Heliostats</p> <p>Sistemas de torre</p>	Foco fijo <i>(Evacúa el calor más fácilmente)</i>
Continuo	 <p>Absorber Tube Reflector Solar Field Piping</p> <p>CCPs</p>	 <p>Receiver/Engine Reflector</p> <p>Disco-Stirling</p>	Foco móvil <i>(Recibe más energía)</i>

Figura 2: Esquema de las distintas tecnologías (Imágenes cedidas por SolarPACES)

Ya en los años 80 y animados por los altos precios del petróleo se identificaron las tecnologías más prometedoras y se desarrollaron, al menos a nivel de prototipos:

- **CCPs** que siguen al sol en un eje para concentrar la luz sobre su línea focal. Estos sistemas tienen índices de concentración de entre 70 y 100 y desarrollan potencias de 50 MW o superiores. En los últimos tiempos, se han empezado a testar sistemas que utilizan espejos segmentados según la aproximación de **Fresnel**, buscando una potencial reducción de costes aún a costa de una cierta pérdida de concentración y eficiencia.
- **Sistemas de receptor central** o sistemas de torre que utilizan un campo de “heliostatos” que giran continuamente sobre dos ejes, para orientar los rayos reflejados hacia lo alto de la torre donde se coloca el receptor.

- **Discos parabólicos** que concentran la luz solar entre 1000 y 4000 veces sobre su foco, donde normalmente se instala un motor Stirling.

El rendimiento de los sistemas viene condicionado por la tipología del concentrador, pero también por otros factores como el fluido caloportador que se utilice. No obstante, se puede decir que el rendimiento crece con la concentración (los sistemas puntuales permiten mejor rendimiento que los lineales) y dentro de cada tipo, el rendimiento es mayor para concentradores continuos y de foco móvil que para concentradores discretos y de foco fijo (Ver Figura 3).

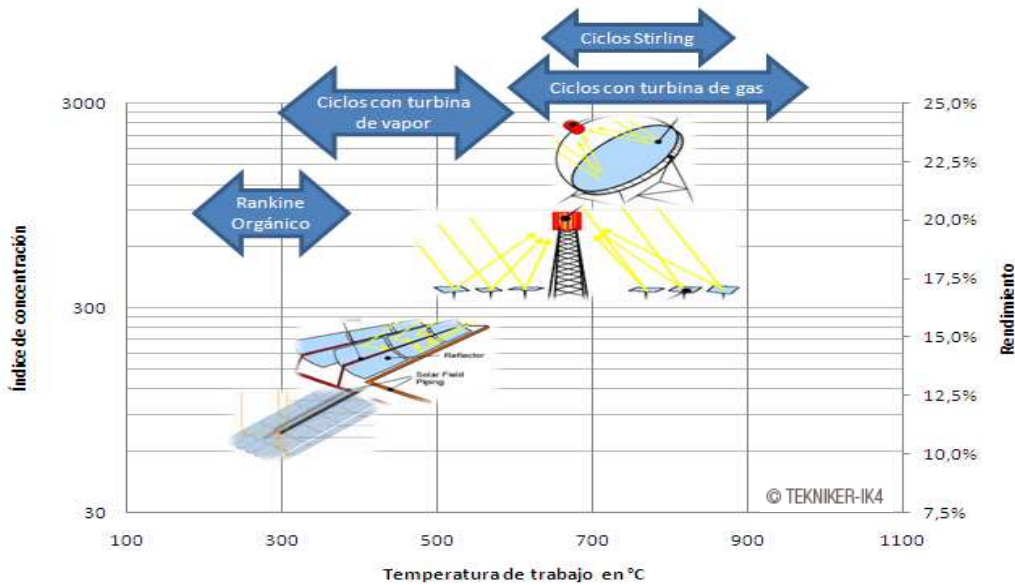


Figura 3: Relación orientativa entre concentración, rendimiento, temperatura y tecnología aplicada

En cuanto a la configuración general de las instalaciones, estas no son muy distintas a las centrales térmicas convencionales y como se verá más tarde son hibridables con éstas. La Figura 4 representa un esquema simplificado de una típica central de CCPs (izquierda) y de una central de torre con sales fundidas como fluido caloportador (derecha) similar a la torre experimental “Solar Two” y a la futura planta “Gemasolar”.

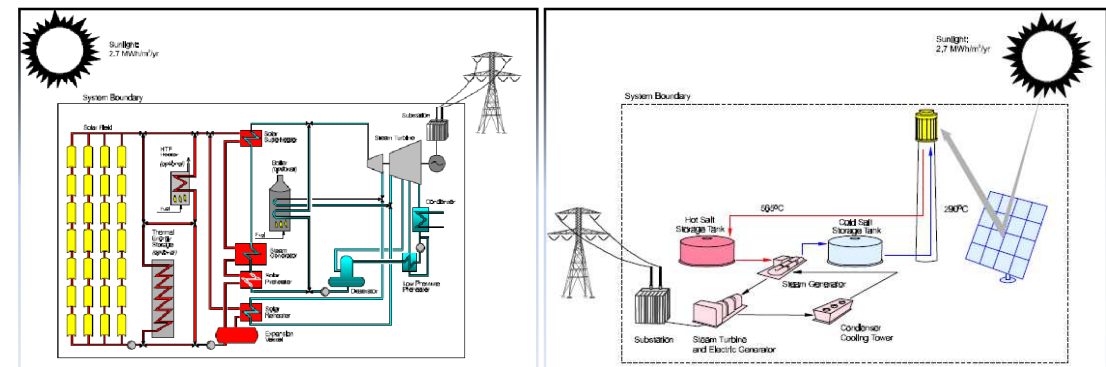


Figura 4: Esquema de una central de CCPs y de una central de torre (Fuente SolarPACES)

3.1 CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICOS

La inmensa mayoría de las plantas en funcionamiento y en construcción en el mundo corresponden a esta tecnología. La experiencia adquirida con las plantas SEGS, los datos registrados de rendimiento y la alta disponibilidad demostrada durante décadas de funcionamiento es clave para ello.

Esta referencia permite a los promotores conseguir financiación más fácilmente para plantas basadas en esta tecnología que para las demás. De hecho, los sistemas CCPs han **demostrado** en sistemas reales eficiencias anuales (electricidad/energía solar) de entre el 10 y el 15% (hay expectativas de alcanzar el 18% a medio plazo) y se han medido eficiencias máximas del 21.5% en alguna de las plantas SEGS. Los valores de rendimiento de las demás tecnologías están en gran medida basados en los rendimientos de los componentes o plantas pilotos y en la suposición de que la planta en su conjunto operará según lo esperado.

Hoy por hoy, una de las limitaciones tecnológicas de las instalaciones con CCPs viene de los fluidos caloportadores utilizados y en menor medida de los propios tubos receptores por los que circulan. En la actualidad los fluidos utilizados son aceites sintéticos que se degradan rápidamente al superar los 400°C. Esto condiciona la T^a máxima de alimentación a la turbina de vapor y por lo tanto su rendimiento. Por esta razón, se trabaja en la utilización de otros fluidos que no limiten la temperatura máxima de trabajo y permitan elevar el rendimiento de las plantas hasta los límites teóricos (ver Figura 1).

Se trabaja; tanto en la utilización de fluidos estables a mayor temperatura (ej. sales fundidas o ciertos gases), como en la generación directa de vapor en los tubos receptores. Esto último no sólo aumenta la temperatura sino que evita el intercambiador aceite-agua que se necesita en la configuración actual para la generación del vapor que alimenta la turbina.



Figura 5: Imágenes de un campo solar de CCPs

3.2 CENTRALES DE TORRE

Aunque las únicas plantas comerciales existentes (“PS10” y “PS20” de Abengoa en la provincia de Sevilla y “Sierra Sun Tower” de eSolar en California) producen directamente vapor en el receptor para su uso en una turbina de vapor, las centrales de torre podrían alcanzar temperaturas superiores a los 1000°C lo que permitiría calentar gas para su uso en una turbina. Esto abre la posibilidad de usar turbinas de gas o incluso ciclos combinados con eficiencias sensiblemente superiores. Las ventajas potenciales respecto a las tecnologías de concentración lineal con temperaturas máximas mucho menores son claras y supondrían un salto cualitativo.



Figura 6: Central comercial “PS10” (11 MW) y central experimental “Solar Two” (10 MW)

Sin embargo, para poder desarrollar esta tecnología es preciso desarrollar receptores basados en conceptos completamente nuevos. Algunos de estos conceptos se han ensayado con éxito en instalaciones experimentales, sobre prototipos de pequeña potencia. Además, existe una torre experimental de 1.5 MW en operación en Jülich (Alemania) desde principios de 2009, pero aún quedan incertidumbres (ej. costes, fiabilidad o escalabilidad) por resolver para su aplicación a escala comercial.

3.3 DISCOS PARABÓLICOS

Aunque se han realizado desarrollos con microturbinas de gas colocadas en el foco del disco, normalmente estos sistemas utilizan un motor Stirling que aprovecha la energía solar para calentar un gas en ciclo cerrado. Dicho gas (normalmente helio o hidrógeno) sigue ciclos sucesivos de enfriamiento y compresión en un foco frío, seguidos de calentamiento y expansión en el foco donde incide la radiación concentrada.

Esta tecnología es prometedora ya que ha demostrado una mayor eficiencia que las demás tecnologías termosolares, no consume agua y permite la generación distribuida a pequeña escala.

Sin embargo, su desarrollo ha sido más lento que el de las demás tecnologías y no ha habido ocasión de producir sistemas de forma seriada y con un exhaustivo control de calidad. Esto hace que se mantengan ciertas dudas sobre la fiabilidad de los motores Stirling, y sobre su capacidad para operar de forma continuada y desatendida.

No obstante, en los últimos años, distintas empresas han acelerado el desarrollo de sus prototipos. Cabe destacar los desarrollos en paralelo de las empresas americanas SES e INFINIA. La primera inauguró en enero de 2010 una planta de 1.5 MW en Maricopa (Arizona) y tiene acuerdos de producción a largo plazo con distintas empresas eléctricas que superan los 1.5 GW. Por su parte, Infinia además de sus planes en EE.UU. ha comenzado la instalación de una planta en Albacete de la mano de Renovalia con una potencia a instalar de 1 MW. Mientras tanto, distintas empresas españolas y europeas mantienen actividades de I+D tendentes al desarrollo de sus propios equipos.



Figura 7: Sistema Disco-stirling de 10 kW desarrollado por la empresa alemana SBP.

3.4 FRESNEL

Los concentradores Fresnel suelen utilizar una distancia focal mayor, y gracias a ello pueden sustituir los grandes concentradores parabólicos por segmentos de espejo planos que concentran la radiación en receptores lineales elevados y fijos. De esta forma, la estructura puede ser más ligera y los espejos, las cimentaciones y las uniones al circuito hidráulico general pueden ser más sencillas y baratas.

Como contrapartida, el rendimiento óptico del sistema y como consecuencia el rendimiento térmico global es menor. Esto obliga a aumentar la superficie de captación (área de apertura) un 33% respecto a un sistema con CCPs. Desde luego, con una fuente de energía gratuita como el sol esto no tiene por qué ser un problema si el sistema es capaz de producir energía a un menor coste por kW·h. No obstante, aún debe demostrar su viabilidad técnica a escala comercial y que la potencial reducción de costes compensa sus contrapartidas.

Por otro lado, los sistemas Fresnel no necesitan de amplias separaciones entre colectores por lo que ocupan menos superficie para la misma potencia. Como además, la superficie bajo los mismos puede ser aprovechada, más allá de las aplicaciones termoeléctricas, sí pueden tener ventajas para la producción de calor solar y para su integración en procesos industriales, instalaciones turísticas, etc.

De hecho, aunque empresas como Mirroxx o Ausra han utilizado ya este concepto para producir calor de apoyo en distintas aplicaciones industriales, son muy escasas las instalaciones termoeléctricas. Novatec tiene una planta de 1.4 MW en Murcia operativa desde Marzo de 2009 y Ausra inauguró en 2008 otra de 5 MW en Kimberlina (California).



Figura 8: Sistema Fresnel de Mirroxx instalado en la Universidad de Sevilla

4. GESTIONABILIDAD: EL FACTOR DIFERENCIADOR.

Sin duda, uno de los puntos más complejos a la hora de garantizar un suministro eléctrico seguro y de calidad es casar en cada instante la demanda con la producción (las centrales nucleares no se pueden parar cuando no hay demanda, los parques eólicos sólo generan cuando hay viento etc.)

Esto hace que la red eléctrica esté dispuesta a pagar más por aquella energía que se puede generar cuando se demanda (ej. centrales hidroeléctricas, ciclos combinados o sistemas de cogeneración), es decir, por fuentes de energía “gestionables”. Esto es así porque de lo contrario, el gestor de la red estaría obligado a almacenar grandes cantidades de energía en horas valle para ser usada en horas pico, o necesitaría de conexiones internacionales mucho más potentes que permitiesen garantizar el suministro con una variedad de fuentes discontinuas en lugares suficientemente alejados.

En este sentido la energía solar termoeléctrica es una fuente de energía especialmente interesante ya que, no sólo es renovable sino que es fácilmente gestionable; bien **hibridándola** con otro combustible, bien **almacenando** el calor del sol para su uso horas más tarde:

- Por un lado, una central termosolar de turbina central (todas menos las de discos parabólicos) es una central térmica fácilmente hibridable con otra fuente de calor, ya sea esta biomasa, biogás o un combustible fósil. De esta forma, la central podría producir energía cuando no haya recurso solar.

En la práctica, todas las plantas instaladas en España incluyen una caldera de gas dado que la ley permite generar entre un 12 y un 15% de la energía

quemando gas. Sin embargo, aún no existe ninguna planta comercial hibridada con otros combustibles renovables (biomasa o biogás).

En otros casos, como las centrales en desarrollo o en operación en el norte de África, las centrales no sólo son híbridas sino que la fracción solar es muy baja. De hecho, se trataría más bien de centrales convencionales con apoyo solar que permite ahorrar parte del combustible fósil.

- Por otro lado, y esto es aún más importante, estas centrales han demostrado la viabilidad de almacenar de forma eficiente y en grandes cantidades el calor “recolectado” del sol para usarlo horas o días después.

Así, centrales como “Andasol I” operativa desde principios de 2009 en Granada producen energía a demanda por la noche o en días nublados, siendo capaz de generar a partir del calor almacenado hasta 7.5 horas a plena potencia.

Esta planta de 50 MW calienta un fluido caloportador a lo largo de los CCPs del campo solar, y con él, se calientan sales fundidas en un intercambiador. Dispone de 28 500 toneladas de sales en dos tanques: uno caliente (a temperatura superior a 386°C) y otro más frío (a temperatura superior a 292°C). Las sales fundidas son bombeadas a través del intercambiador desde el tanque frío al caliente durante la carga del sistema de almacenamiento y en sentido contrario durante la descarga.

Otras plantas en construcción como Gemasolar (que desarrolla Torresol Energy con tecnología de Sener), no sólo utilizarán las sales fundidas para almacenar el calor (en este caso hasta 15 horas de funcionamiento) sino que las propias sales serán el fluido de trabajo en el sistema (ver Figura 4).

Aunque las sales fundidas son el único sistema de almacenamiento masivo incorporado en plantas comerciales existen alternativas. Algunas plantas utilizan vapor de agua para almacenar cantidades menores de energía y otros grupos trabajan en el desarrollo de sistemas alternativos de almacenamiento masivo (ej. materiales de cambio de fase u hormigón) que aún no se han ensayado a gran escala.

- Además, debido a la inercia intrínseca al bloque de potencia, estas instalaciones proporcionan estabilidad a la red incluso aunque no dispongan de sistema de almacenamiento.

Tanto la hibridación como el almacenamiento evitan las paradas y arranques indeseables en la turbina y mejora el uso efectivo de la misma aumentando el número de horas de funcionamiento (factor de capacidad). Pero sobre todo, hace de la energía solar termoeléctrica una fuente renovable que puede **generar bajo demanda**, lo que le da un valor muy superior de cara a su integración masiva en la red.

Además, en la mayor parte de los países templados y cálidos el consumo de energía ya coincide con la disponibilidad del recurso solar. Esto es así porque, la demanda de energía está muy condicionada por el consumo de los sistemas de aire acondicionado que es mayor en las estaciones y horas de mayor radiación solar. Todo ello permite una mejor cobertura de la demanda en las horas pico.

5. IMPLANTACIÓN EN EL MUNDO

5.1 PLANTAS DE DEMOSTRACIÓN E INVESTIGACIÓN.

En los años 70 y a raíz de la crisis del petróleo distintos gobiernos establecieron grupos de trabajo para investigar en energías solares de concentración y desarrollar tecnología que permitiese generar electricidad en grandes cantidades y a precios competitivos.

Seguramente, el esfuerzo más importante se concentró en la denominada Plataforma Solar de Almería (PSA) donde participaron inicialmente Alemania, Austria, Bélgica, Estados Unidos, Grecia, España, Italia, Suiza y Suecia. A medida que los precios del petróleo se fueron deshinchando, distintos países se retiraron del proyecto. Afortunadamente, los gobiernos alemán y español mantuvieron el proyecto.

Hoy en día este centro depende del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y se ha considerado en los últimos 30 años como el principal referente de esta tecnología a nivel mundial. Sus instalaciones comprenden sistemas de torre, lazos de CCPs, discos, hornos solares o concentradores Fresnel y permiten testar componentes de todas las tecnologías y validar nuevos desarrollos antes de instalarlos en centrales comerciales.

En otros lugares del mundo se desarrollaron en aquella época y en fechas más recientes distintas instalaciones de investigación entre las que destacan:

- La Plataforma Solar de Almería del CIEMAT, España www.psa.es
- El Centro Aeroespacial Alemán, en Colonia, Alemania www.dlr.de/en
- El Laboratoire PROcédés, Matériaux et Energie Solaire (PROMES) perteneciente al CNRS, en Odeillo, Francia. www.promes.cnrs.fr
- El Paul Scherrer Institute, en Villigen, Suiza solar.web.psi.ch
- La agencia italiana ENEA www.enea.it/com/solar
- El Weizmann Institute of Science en Israel www.weizmann.ac.il/ESER/
- Los Laboratorios Sandia, en Albuquerque, EE.UU. www.sandia.gov/csp/
- El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) en Golden, Colorado, EE.UU. www.nrel.gov/csp

En los últimos 30 años, los principales avances en la tecnología se han realizado en estos centros, pero con el reciente boom de la tecnología, numerosos centros y sobre todo empresas se han incorporado y están desarrollando nuevos componentes y conceptos dando un impulso sin precedentes a la tecnología.

5.2 DESARROLLOS INDUSTRIALES

Durante más de 15 años, las plantas SEGS fueron las únicas plantas comerciales, pero a partir de 2006 se han construido y operan un número creciente de instalaciones en EE.UU. y sobre todo en España. De hecho, desde julio de 2010 España es el país con

mayor potencia instalada (432 MW) superando a EE.UU. y se espera que a finales de 2010 cerca del 60% de la potencia mundial instalada (1.3 GW) se encuentre en España. Con toda seguridad, esta posición se mantendrá durante unos años ya que, si bien, existen plantas en construcción en EE.UU., norte de África, Medio Oriente, China o Italia y plantas planificadas también en India, Australia, Chile, Méjico, Suráfrica y otros países [5,6] la mayor parte de las plantas en construcción se encuentran en España.

Probablemente, el espaldarazo definitivo a la tecnología se dio el pasado 13 de Noviembre de 2009, cuando el Consejo de Ministros español pre-asignó una serie de centrales y posibilitó la puesta en marcha escalonada de 2440 MW de energía solar termoeléctrica hasta 2013.

Esta posición de liderazgo español se refuerza con el hecho de que, gran parte de los proyectos en otros lugares están siendo desarrollados por empresas españolas. Empresas como Abengoa, Acciona o ACS-Cobra están construyendo y operando, gran parte de las plantas no sólo en España sino en el resto del mundo. A estas empresas, hay que añadir otras ingenierías españolas (como Sener) pero también germano-israelís como Solel-Siemens o alemanas como Solar Millennium o MAN Ferrostaal AG que han desarrollado muchos de los proyectos de ingeniería de las plantas.

Sin duda, Alemania es otro de los países que lideran este sector ya que además del aporte de sus ingenierías, gran parte de los componentes fundamentales del campo solar (receptores, espejos) son producidos por empresas alemanas.

Obviamente, otro país clave en esta tecnología es EE.UU. Las primeras plantas comerciales se instalaron allí en los 80 y siguen operando desde entonces, en los últimos años se han construido nuevas plantas y existe un gran número de proyectos. Aunque está por ver si todas ellas se materializarán, y cuando se ejecutarán, EE.UU. está llamado a ser uno de los principales actores y probablemente el mayor productor de este tipo de energía dado el potencial solar de los desiertos del suroeste del país.

6. FUTURO DE LA TECNOLOGÍA.

Las expectativas para esta tecnología son sin duda prometedoras [3]. La Asociación Europea de la Industria Solar Termoeléctrica (ESTELA), maneja previsiones que incluyen una potencia de 30 GW de energía solar termoeléctrica instalada en el área mediterránea para el 2020, y aunque otras fuentes rebajan esta previsión a 20 GW todas coinciden en que el número de plantas solares de concentración a instalar será creciente en los próximos años. Incluso instituciones tan relevantes como la Agencia Internacional de la Energía [2] pronostican que esta tecnología producirá en torno al 10% de la electricidad mundial en 2050.

6.1 COSTES

Aunque a día de hoy los costes de producción no son competitivos con las tecnologías convencionales (los valores varían de una fuente a otra [2,5] y en función de la

tecnología y la localización pero se puede hablar de costes ligeramente superiores a 0.2€/kW·h en España y bastante inferiores en el suroeste de EE.UU.), hay que tener en cuenta que estamos hablando de una tecnología que apenas cuenta con unas cuantas plantas en operación y a la que se ha dado poca importancia hasta ahora.

La reducción de costes dependerá en gran medida del número de centrales que se instalen en los próximos años. Si el apoyo se mantiene, las lecciones aprendidas en las primeras plantas se irán incorporando a sucesivas generaciones de centrales. De hecho, las plantas SEGS en California consiguieron ir reduciendo drásticamente los costes de producción a medida que se iban construyendo nuevas plantas, reduciéndolos a la mitad en apenas 5 años gracias a la construcción sucesiva de las 9 plantas.

También deben aparecer nuevos agentes en el mercado, sobre todo nuevos proveedores de elementos claves. Esto es especialmente importante en el caso de los CCPs ya que aunque se están incorporando nuevos proveedores, todavía existe un cierto oligopolio en el suministro de elementos clave como los receptores, los espejos reflectores o los fluidos caloportadores.

Además, las futuras plantas serán de mayor tamaño y se aprovecharán de los factores de escala lo que contribuirá a reducir los precios.

Si a esto añadimos que gran parte de las futuras plantas se instalarán en zonas desérticas de mayor irradiación, y que es de esperar que ciertas barreras tecnológicas sean superadas, podemos pensar en la posibilidad de producir electricidad a costes competitivos en el horizonte de 10 años o menos según distintas previsiones [4,6].

6.2 NECESIDADES DE I+D: NUEVAS TENDENCIAS Y DESARROLLOS

Las tecnologías solares termoeléctricas han tenido poco desarrollo comparado con otras tecnologías. A pesar de su potencial, muchas tecnologías deben ser aún testadas para ser comercializadas, e incluso las que ya están en fase industrial, tienen aún un gran recorrido para mejoras técnicas de los componentes, de los procedimientos de construcción y montaje y de las tareas de operación y mantenimiento. Por lo tanto, se trabaja en múltiples aspectos [2,4] que deberán dar lugar a sustanciales reducciones de coste y/o aumentos del rendimiento que ayuden a reducir el coste de producción del kW·h que es a la postre el objetivo.

Algunas de estas mejoras deseables ya se han indicado al analizar las limitaciones de las tecnologías y en general se enfocan a:

- Reducir los costes del campo solar para lo cual se trabaja en nuevos diseños o en optimizaciones de los actuales. Entre otras cosas se trabaja en desarrollar reflectores autoportantes, en estructuras simplificadas o en CCPs de mayor apertura que utilicen menos componentes para igual potencia.
- Aumentar la eficiencia para lo que se trabaja sobre todo en nuevos fluidos caloportadores de mayor temperatura de trabajo. Además se trabaja en el desarrollo de receptores y reflectores de rendimiento mejorado o la optimización de las turbinas para esta aplicación.

- Reducir los costes de operación y mantenimiento y aumentar las horas de producción/disponibilidad de la planta. Para ello se trabaja especialmente en reducir los consumos parásitos y los costes de limpieza de los reflectores. Además y dada la importancia que tiene en los emplazamientos de estas plantas, se trabaja intensamente en reducir el consumo de agua de la planta,
- Igualmente, y dada la relevancia para este tipo de sistemas se trabaja intensamente en el desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico y termoquímico que mejoren las prestaciones de los sistemas actuales.

6.3 PRODUCCIÓN TRANSNACIONAL.

Las zonas de mayor irradiación son en general desérticas o están poco pobladas y la idea de extraer energía solar de forma masiva de los desiertos para su consumo en las zonas pobladas más o menos lejanas es ya antigua.

El Club de Roma fue el primero en impulsar la idea y ahora este sueño intenta materializarse, no sin dificultades, en Europa y el norte de África en torno a dos grandes proyectos: El Plan Solar Mediterráneo, y el proyecto Desertec [7].

Estos ambiciosos proyectos desarrollarían; por un lado, sistemas de transmisión eléctrica de corriente continua y alto voltaje que conectarían las orillas norte y sur del Mediterráneo y por otro, sistemas de producción eléctrica renovable. Estas centrales serían fundamentalmente centrales termosolares con sistemas de acumulación aunque no se descartan plantas fotovoltaicas (con precios a la baja), o parques eólicos.

Es indudable que a pesar de la creciente demanda de energía eléctrica los países del Medio Oriente y Norte de África tienen un potencial de producción solar que excede con mucho sus necesidades actuales y futuras. Esto ha hecho que multinacionales e instituciones europeas, y en menor medida gobiernos norteafricanos, estén impulsando el desarrollo de estas infraestructuras que abrirían un campo casi ilimitado de desarrollo a esta tecnología.

7. CONCLUSIONES

Después de 100 años y de distintos arranques (el más importante en los 70 y 80) y paradas, se vislumbra el despegue definitivo de esta tecnología que puede generar un porcentaje muy significativo de la energía mundial consumida, de forma limpia y bajo demanda gracias a su capacidad de almacenamiento y/o hibridación.

Para ello sólo se precisa un apoyo sostenido durante uno o dos lustros para que la tecnología alcance la madurez que han alcanzado otras como la eólica, que ya compite de tú a tú en precio por kW·h.

Cristóbal Villasante

cvillasante@tekniker.es

8. REFERENCIAS

- [1] Romero-Alvarez Manuel, Zarza Eduardo. “Concentrating Solar Thermal Power”. En, Frank Kreith and D. Yogi Goswami (ed.). *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2007. Capítulo 21.
- [2] International Energy Agency. *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*. Paris: 2010. (Disponible en Web: <http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf>).
- [3] Gesthuizen Jan. “The CSP Boom has begun”. *Sun & Wind Energy* 6/2010. p.94-100.
- [4] A.T. Kearney, Inc. *Solar Thermal Electricity 2025*. Duesseldorf: 2010. (Disponible en Web: <http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Cost_Roadmap/2010-06%20-%20Solar%20Thermal%20Electricity%202025%20-%20ENG.pdf>).
- [5] Greenpeace International, SolarPACES and Estela. *Energía Solar Térmica de Concentración: Perspectiva Mundial 2009*. Amsterdam: 2009. (Disponible en Web: <http://www.solarpaces.org/Library/docs/CSP_2009_Spanish.pdf>).
- [6] Márquez-Salazar Carlos. *An Overview of CSP in Europe, North Africa and the Middle East*. CSP Today. 2008 (Disponible en Web: <<http://www.csptoday.com/reports/CSPinEU&MENA.pdf>>).
- [7] Brand, B. “Desertec: between vision and pragmatism”. *Sun & Wind Energy* 5/2010. p.124-130.