

Barómetro solar termoeléctrico 2010

La UE alcanzó una capacidad de 638,4 MW

El sector europeo de la energía solar de alta temperatura relacionado con la producción de electricidad ha ido tomando forma paralelamente a las que producen calor, alcanzando en la actualidad más de 638,4 MW instalados. España por sí misma representa casi toda esta capacidad mientras que otros cinco países de la UE, sobre todo del Mediterráneo, pretenden desarrollar este sector.

Hasta la anterior edición de la serie de Barómetros Euroobserver, el barómetro de energía solar térmica cubría el desarrollo del sector europeo de la energía solar térmica dedicada exclusivamente a la producción de agua caliente y calefacción, incluyendo la tecnología de colectores planos vidriados, colectores de tubos de vacío y los colectores no vidriados, excluyendo los colectores de aire, una tecnología que no se emplea con mucha frecuencia en la UE. Des-

de hace varios años, otro sector de la energía solar térmica relacionado con la producción de electricidad ha ido aumentando su importancia, se trata de la energía solar térmica de concentración, también denominada tecnología de plantas solares termodinámicas o termoeléctricas. En contraste con los colectores solares térmicos para producción de agua caliente, las instalaciones de energía solar concentrada (CSP) necesitan unas condiciones concretas que im-

pliquen altas cuotas de luz solar directa (en contraste también con la energía solar fotovoltaica, que puede funcionar bien en regiones con más luz solar indirecta debido a las nubes). En la Unión Europea la ubicación viable para esta tecnología está geográficamente restringida a unos pocos países del Mediterráneo y actualmente está prácticamente limitada a su desarrollo en España. De ahora en adelante, el barómetro cubrirá el desarrollo de estas principales tecnologías relacionadas con la energía solar térmica (tecnología térmica de baja temperatura y tecnología térmica de alta temperatura para la generación de electricidad) en la Unión Europea.

UN SECTOR MULTITECNOLÓGICO

Las plantas CSP aplican todas sus tecnologías en la conversión de la luz solar en calor a altas temperaturas, para luego convertir este calor en electricidad. El principio general de una planta CSP implica el uso de espejos para concentrar los rayos del sol sobre un fluido para lograr que se evapore. El calor procedente de este fluido se transfiere mediante un intercambiador a un ciclo de agua-vapor, que a su vez mueve una turbina y un generador para producir electricidad. La tecnología más común en el sector de las CSP está basada en los espejos o concentradores cilindro-parabólicos, con capacidades que van desde los 50 a los 300 MW. Los espejos cilindro-para-



bólicos concentran los rayos solares sobre un tubo absorbedor que contiene un fluido caloportador que puede ser calentado a temperaturas cercanas a los 400°C. Algunas plan-

tas están equipadas con sistemas de almacenamiento que permite que la energía no utilizada, el excedente, se almacene en forma de calor en sales fundidas o algún otro material



de cambio de fase (MCF). De esta forma, la planta puede hacer uso de esta energía almacenada tras la puesta del sol para poder seguir produciendo electricidad. En España, por ejemplo, la planta Andasol 1, utiliza actualmente este sistema para operar por un período adicional de 7 horas y media diarias.

Por otra parte, la energía solar se aprovecha también en las plantas termosolares de torre central, de 10 a 50 MW de capacidad, que emplean helióstatos, enormes espejos, casi planos, de más de 100 m² de superficie. Estos se instalan en grandes cantidades (a veces más de cien unidades) para concentrar los rayos del sol en un punto concreto de la parte

superior de una torre, calentando así el fluido caloportador (por lo general una sal) hasta temperaturas superiores a los 600°C. Las únicas dos plantas en operación comercial de este tipo son la central PS10 (11 MW) y PS20 (20 MW), cerca de Sevilla. Otra planta CSP de torre, Gemasolar (19 MW), es la primera planta a escala comercial en el mundo que aplica la tecnología de receptor de torre central y almacenamiento térmico en sales fundidas, se puso en funcionamiento a finales del pasado mes de mayo y también está situada en la región de Sevilla, concretamente en Fuentes de Andalucía. Su tanque de almacenamiento de sales calientes permite una autonomía de genera-



ción eléctrica de hasta 15 horas sin aporte solar, lo que permite a esta planta generar electricidad para complementar la que procede de combustibles fósiles o energía nuclear. Existen otras tecnologías en etapas de desarrollo y demostración que aún no se emplean a escala industrial. Por ejemplo, los colectores lineales Fresnel, una variante de una planta CSP basada en la tecnología de espejos cilindro-parabólicos, que en vez de usar un espejo en forma de artesa, están formados por un conjunto de pequeños espejos planos dispuestos en forma paralela y longitudinalmente en pendiente. Además, el tubo absorbente que concentra los rayos está fijo, mientras que son los espejos los que siguen el curso del sol. El fluido caloportador puede llegar a calentarse a temperaturas de hasta 450°C. Hasta el momento sólo existen prototipos en funcionamiento, tales como el de Puerto Errado 1 (1,4 MW), que ha estado funcionando desde 2009 en Murcia y una segunda planta de 30 MW, Puerto Errado 2, esta en construcción y tiene previsto que entre en funcionamiento en 2012 como la primera planta de gestión comercial de tipo Fresnel. Existen otros desarrollos en marcha de plantas más grandes (de 150 MW y más), pero están fuera de Europa.

Otra de las alternativas tecnológicas es el sistema de disco Stirling, basado en un concentrador en forma de disco (compuesto de espejos parabólicos) que sigue al sol, captura su luz y la concentra en un receptor ubicado en el punto focal del disco parabólico. Este sistema utiliza un gas (helio o hidrógeno) que se calienta en el receptor a temperaturas superiores a 600°C para alimentar un motor Stirling acoplado a un ge-



nerador. La capacidad de estas unidades se limita a 10-25 kW, capaces de satisfacer las necesidades de instalaciones aisladas de la red. No obstante, existe la posibilidad de construir plantas CSP de disco parabólico a gran escala, agrupando cientos, incluso miles, de estos discos en un solo lugar. Actualmente solo hay dos proyectos con una capacidad total de 1,4 GW en construcción, en Estados Unidos (ver edición 157 de ERA SOLAR, julio/agosto 2010), pero a día de hoy no se han identificado proyectos a escala industrial en Europa.

SITUACIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA

La capacidad de las plantas CSP de la UE a finales de 2010 alcanzó una cifra aproximada de 638,4 MW, lo que supone 406 MW más que en 2009 (ver Cuadro 1 y Gráfico 1).

La práctica totalidad de esta capacidad, es decir, 632,4 MW, se encuentra en España de acuerdo con los datos del IDAE, distribuidos en 15 plantas, incluyendo prototipos (12 del tipo cilindro-parabólica, dos plantas de torre y una planta de tipo Fresnel). Ocho de las doce plantas de 50 MW se pusieron en funcionamiento en

2010, con una producción de 742 GWh, frente a los 209 GWh del 2009 (un salto del 255,2%), según las mediciones realizadas por la REE (Red Eléctrica de España). Sin embargo, esta cifra no es representativa de la capacidad instalada, porque la mayoría de estas plantas se conectaron a la red en otoño. De acuerdo con ProtermoSolar (Asocia-

ción de la Industria de la Energía Solar Termoeléctrica), la producción estipulada para estas plantas es de 1.851 GWh, lo que equivale a un factor de carga anual del 31% (2.712 horas a plena carga de las 8.760 horas que tiene un año).

El desarrollo del sector está siguiendo una agenda muy apretada. Al comienzo de este año se conectaban dos nuevas plantas de 50 MW, aumentando la capacidad eléctrica de nuestro país, procedente de plantas de energía solar de concentración a los 732,4 MW (tabla 2). ProtermoSolar señala que hay otros 20 proyectos en construcción, con una capacidad conjunta de 898 MW y entrarán en funcionamiento entre 2011 y 2012. Esta capacidad adicional debería proporcionar a España 1.630,4 MW procedentes de plantas CSP a partir de 2012. Una gran cantidad de proyectos se encuentran a punto de ser puestos en marcha, como es el caso de las 23 plantas, con una capacidad

Proyecto	Tecnología	Potencia (MW)	Entrada servicio
España			
Planta Solar 10	Central de torre	11	2007
Andasol 1	Cilindro-parabólica	50	2008
Planta Solar 20	Central de torre	20	2009
Ibersol Puertollano	Cilindro-parabólica	50	2009
Puerto Errado 1 (Prototipo)	Lineal Fresnel	1,4	2009
Alvarado I La Risca	Cilindro-parabólica	50	2009
Andasol 2	Cilindro-parabólica	50	2009
Extresol 1	Cilindro-parabólica	50	2010
Solnova 1	Cilindro-parabólica	50	2010
Solnova 2	Cilindro-parabólica	50	2010
Solnova 3	Cilindro-parabólica	50	2010
Solnova 4	Cilindro-parabólica	50	2010
La Florida	Cilindro-parabólica	50	2010
Majadas	Cilindro-parabólica	50	2010
La Dehesa	Cilindro-parabólica	50	2010
Palma del Rio II	Cilindro-parabólica	50	2010
Total España		632,4	
Italia			
Archimede (Prototipo)	Cilindro-parabólica	5	2010
Francia			
La Seyne-sur-Mer (Prototipo)	Lineal Fresnel	1	2010
Total U.E.		638,4	

Tabla 1.- Centrales termoeléctricas en servicio a finales de 2010. Fuente: EurObserv'ER 2011.

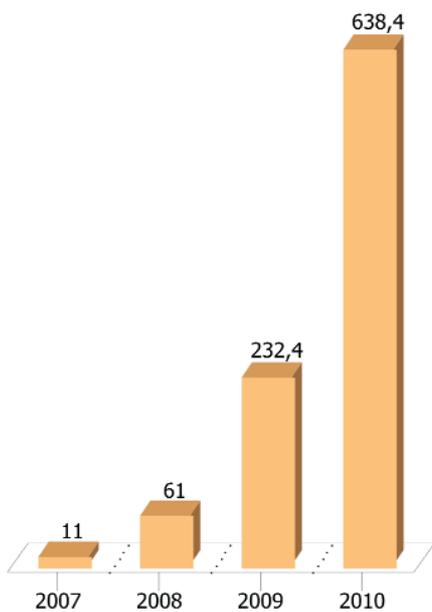


Figura 1.- Evolución de la potencia instalada termoeléctrica en la UE (MW).

Fuente: EurObserv'ER 2011.

total que asciende a 842 MW, que están a la espera de su aprobación en el registro de preasignación.

Este procedimiento, introducido en el Real Decreto 6/2009, transfiere al gobierno central el poder de otorgar la aprobación del proyecto de cara a la posterior asignación de ayudas en lugar de a los gobiernos regionales. Este cambio tenía como objetivo regular la acumulación de capacidad instalada desde una perspectiva nacional, que para el sector CSP suponía alcanzar 5.079 MW de capacidad solar termodinámica para el 2020.

A finales de 2010, un cambio en el sistema de incentivos, reflejado en el Real Decreto 1614/2010 causó graves dificultades de financiación a los operadores de plantas CSP. Mientras que en 2010, los operadores podían elegir entre las tarifas "feed-in" (FIT) reguladas, establecidas ese mismo año en 0,285 €/kWh o una prima de 0,268 €/kWh además del precio de mercado, a partir de 2011 tienen que optar por acogerse a la modalidad de FIT regulada desde el primer año de funcionamiento, sin posibilidad de

elegir el régimen de prima. El número de horas de funcionamiento susceptibles de recibir las FIT también se han visto reducidas. Las tecnologías empleadas y las capacidades de almacenamiento (que permiten la producción de electricidad después del atardecer) tienen poco en común. De hecho, en la tecnología solar termoeléctrica cobra mucha importancia la gestionabilidad de las plantas, hasta el punto de que el coste de producción eléctrica en plantas sin sistema de almacenamiento es un 25% superior al de las instalaciones que sí disponen del mismo. En este sentido, la producción abarca desde las 6.450 horas a plena carga para las plantas CSP de torre con 15 horas de capacidad de almacenamiento hasta las 2.350 horas a plena carga para las plantas con tecnología de Discos Stirling. En el caso de las plantas con tecnología cilindro-parabólica, el tiempo operativo puede va-

riar desde las 2.855 horas sin ningún sistema de almacenamiento de energía, a las 3.450 horas con sistemas de 4 horas de almacenamiento, 3.950 con 7 horas de almacenamiento y 4.000 con 9 horas de almacenamiento. Las plantas Fresnel operan durante 2.450 horas al año.

Los grupos españoles Abengoa Solar, Acciona Solar y ACS/Cobra son las principales constructoras de estas plantas, mientras que la española Rioglass y la alemana Flabeg son sus principales proveedoras de espejos cilindro-parabólicos.

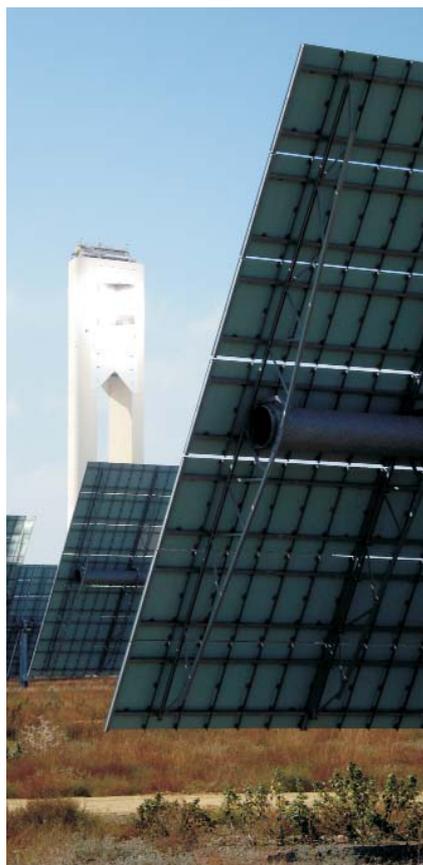
Por otra parte, el entusiasmo del Gobierno francés frente al desarrollo de un sector industrial de energía solar de concentración se ha visto reflejado en su "Convocatoria a las Expresiones de Interés" (EOI). Se ha destinado una suma de 1,35 millones de euros a fomentar el desarrollo de tecnologías solares innovadoras como la Energía Solar por Concentra-

Proyecto	Tecnología	Potencia (MW)
España		
Extresol 2	Cilindro-parabólica	50
Manchasol 1	Cilindro-parabólica	50
Casa del Angel	Disco Stirling	1
Puerto Errado 2	Lineal Fresnel	30
Andasol 3	Cilindro-parabólica	50
Palma del Rio 1	Cilindro-parabólica	50
Gemasolar	Central de torre	17
Helioenergy 1	Cilindro-parabólica	50
Helioenergy 2	Cilindro-parabólica	50
Lebrija 1	Cilindro-parabólica	50
Termosol 50	Cilindro-parabólica	50
Arcosol 50	Cilindro-parabólica	50
Aries Solar 2	Cilindro-parabólica	50
Aries Solar 1A	Cilindro-parabólica	50
Aries Solar 1B	Cilindro-parabólica	50
Sol Guzman	Cilindro-parabólica	50
Helios 1	Cilindro-parabólica	50
Helios 2	Cilindro-parabólica	50
Solacor 1	Cilindro-parabólica	50
Solacor 2	Cilindro-parabólica	50
Solaben 2	Cilindro-parabólica	50
Solaben 3	Cilindro-parabólica	50
Total España		998

Tabla 2.- Centrales termoeléctricas en construcción en enero de 2011. Fuente: EurObserv'ER 2011.

ción (basado en la conversión de energía térmica) y energía fotovoltaica concentrada (FV). Este fondo podría destinarse a la investigación y prototipos pre-industriales así como a plataformas tecnológicas y sistemas solares termodinámicos. El gobierno francés ha puesto sus miras en el desarrollo de un sector a la vanguardia de la innovación que venderá su "know-how" a países muy soleados como los del Mediterráneo, África, Oriente Medio y Australia, en lugar de instalar decenas de plantas en Francia. Existen importantes barreras económicas y de desarrollo que hay que superar antes de alcanzar la validación tecnológica y empresarial. La capacidad de CSP a instalar en Francia está limitada por la escasez de terrenos disponibles y por unas condiciones de luz solar inferiores a las idealmente necesarias, por lo que se ha fijado un objetivo capacidad de CSP en 540 MW para el año 2020 en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables Francés (PANER). Para esa fecha se habrán suscrito los acuerdos de asociación con algunos de los países del Magreb para la construcción de plantas CSP conectadas a la red europea a través de España.

En los próximos años deberían surgir un buen número de prototipos y tecnologías de demostración. El grupo CNIM ha instalado un prototipo de 1 MW basado en espejos de Fresnel en La Seyne-sur-Mer y está considerando la construcción de una planta de demostración en los Pirineos Orientales. Solar Euromed también se propone ubicar un prototipo en los Pirineos, tras instalar dos centros de demostración, llamados Alba Nova 1 y 2, en Córcega. También ha anunciado la firma de un contrato marco con el Sudán para



instalar 2.000 MW de capacidad CSP en Darfur. El negocio francés mejor situado parece ser Areva Solar, la filial solar del grupo de energía nuclear, que ofrece soluciones llave en mano usando la tecnología de plantas tipo Fresnel. A principios del año pasado, Areva ponía en funcionamiento una planta de este tipo (Kimberlina) de 5 MW, la primera en instalarse en California en 20 años, y la primera en utilizar esta tecnología en suelo americano. En abril de 2011, el grupo francés anunciaba que había cerrado un contrato para construir una planta CSP de tipo Fresnel de 44 MW, para ser acoplada a la planta de carbón Kogan Creek en Australia (750 MW) por un valor estimado de 104,7 millones de dólares australianos, es decir, 77 millones de euros. El proyecto se inició a finales del pasado mes de junio y se espera que comience a operar comercialmente en 2013.

Italia también está comprometida con el sector CSP. En julio de 2010, Enel ponía en marcha una planta de tecnología cilindro-parabólica de 5 MW cerca del municipio de Priolo Gargallo, en Sicilia. El proyecto Arquímedes, como se le conoce, utiliza sales fundidas como fluido caloportador y medio de almacenamiento de energía.

ANEST, la Asociación Italiana de la energía solar termoeléctrica, estima que es factible la construcción de entre 3.000 y 5.000 MW para el año 2020 a pesar de que el PANER del país tiene planificados tan sólo 600 MW de capacidad en ese espacio de tiempo.

UN SECTOR PROMETEDOR

El futuro del sector CSP es prometedor. Los primeros proyectos instalados en Estados Unidos en la década de los 80 han proporcionado más de 25 años de ajustes y maduración de la tecnología de concentración y ha dado como resultado la viabilidad comercial en los costos de producción para iniciar desarrollos industriales y comerciales a gran escala en varias regiones de todo el mundo, Europa, América del Norte, Norte de África, y (en un corto plazo) en Medio Oriente, Asia y Oceanía. Estas plantas ofrecen una serie de ventajas de cara a la producción de electricidad, ya que esta se vuelve predecible y continua, incluso durante la noche, siempre que las plantas estén equipadas con sistemas de almacenamiento. Además se pueden acoplar a centrales alimentadas por biomasa y/o a centrales térmicas de carbón o gas. Mediante la adopción de cualquiera de estas dos configuraciones se pueden resolver las fluctuaciones de la red, impulsando la integración de otras fuentes intermitentes de energía renovable como la fotovoltaica o la eólica. Los costes,

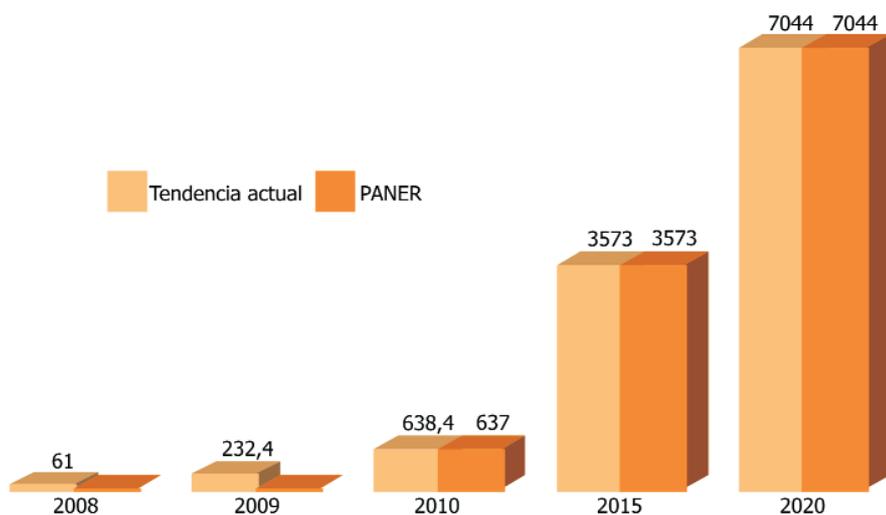


Figura 2.- Tendencia actual de la potencia de las centrales termoeléctricas en comparación con los PANER nacionales en la UE (MW). Fuente: EurObserv'ER 2011.

que se han reducido de forma espectacular, siguen bajando a causa de la aparición de equipos y componentes innovadores, una mayor eficiencia energética, la ampliación de las horas de operación gracias a una mayor capacidad de almacenamiento, la curva de aprendizaje y las economías de escala.

Seis países de la Unión Europea han anunciado ya sus objetivos de instalación, incluidos en sus PANER sumando 7.044 MW de capacidad en 2020, pasando por una etapa intermedia que establece 3.573 MW para el año 2015. Además de los objetivos mencionados -que ya se han destacado- de España, Francia e Italia, los PANER prevén 500 MW en Portugal, 250 MW en Grecia y 75 MW en Chipre. La producción de electricidad suministrada por estas plantas se estima en alrededor de 20 TWh en 2020 en comparación con poco más de los 9 TWh previstos para 2015. El progreso del sector es consistente con los objetivos establecidos en el ejercicio de los PANER, y los objetivos para el desarrollo de la tecnología CSP podrían verse cumplidos (gráfico 2).

La Asociación Europea de Energía

Solar Termoeléctrica (Estela) estima que el crecimiento podría ser mucho más rápido, y prevé 30.000 MW de potencia instalada en 2020 (equivalente a la producción de 89,8 TWh al año) y 60.000 MW de potencia instalada en 2030 (equivalente a la producción de 195 TWh al año). Esta expansión se vería propulsada por la instalación de una super red que uniese los diferentes países europeos. Si la Unión Europea llegase a interconectar las redes eléctricas europeas con las de África del Norte, todo el panorama cambiaría de dimensión, pues las perspectivas de desarrollo del sector de la energía solar térmica en los países del sur del Mediterráneo y sus vecinos serían gigantescas comparadas con las de Europa. Si estas tecnologías fuesen floreciendo en el norte de África, los costos de producción bajarían aún más rápido. La puesta en marcha del Plan Solar Mediterráneo en el 2008, basado principalmente en la electricidad solar térmica, es un elemento clave de este desarrollo. El plan también podría contribuir al logro de los objetivos del plan de energías renovables de la Unión Europea para el año 2020. El artículo 9

de la Directiva 2009/28/CE autoriza a los Estados miembros a la importación de energía procedente de terceros países. El papel político y económico de Europa podría ser crucial. Si se decide a abrir su red, la energía solar podría contribuir aún más a garantizar el suministro energético, al mismo tiempo que se aceleraría el ritmo de desarrollo económico y la instalación de infraestructuras eléctricas de la cuenca mediterránea.

Los anteriores son los principales retos de la industria para la creación de riqueza y empleo, en un sector que hasta ahora ha limitado la competencia asiática. Semejante Plan Solar para el Mediterráneo para la CSP exige grandes inversiones en infraestructuras de red. Mientras que se garantice un suministro de energía seguro, los clientes, inevitablemente, tendrán que pagar más por la electricidad. La cooperación también serviría para respaldar la seguridad de los países del norte de África, una región vecina de la UE, donde el aumento de los precios de los hidrocarburos podría crear inestabilidad política.

Este barómetro ha sido elaborado por Observ'ER en el ámbito del Proyecto "EurObserv'ER" que agrupa a Observ'ER (FR), ECN (NL), Institute for Renewable Energy (EC BREC I.E.O, PL), Jozef Stefan Institute (SL), Renac (DE) y EA Energy Analyses (DK).

La responsabilidad del contenido de esta publicación recae únicamente en los autores. No representa la opinión de la Comunidad Europea. La Comisión Europea no es responsable de cualquier uso que pudiera hacerse de la información contenida en el mismo.

Este trabajo recibió el apoyo financiero de l'Ademe, del programa Énergie Intelligente - Europa y de la Caisse des dépôts.