

Electricidad Termosolar Máster en Energías Renovables y Mercado Energético

Sesión 2: Mercado de las Centrales
Eléctricas Termosolares

Curso: 2015-2016

Manuel Romero Alvarez
IMDEA Energía
Avda. Ramón de la Sagra 3
28935 Móstoles
manuel.romero@imdea.org



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons Reconocimiento, No comercial, Compartir igual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>

INDICE

1	EXPERIENCIAS EN CENTRALES ELÉCTRICAS TERMOSOLARES	3
1.1	CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICOS	7
1.2	SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL CON CAMPO DE HELIÓSTATOS	10
1.3	LOS SISTEMAS DISCO-STIRLING	14
2	COSTES Y BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA	16
3	LA CARRERA POR LOS PRIMEROS MERCADOS	20
4	ESPAÑA, UN MERCADO PIONERO	20
5	GMI UN PROGRAMA GLOBAL	23
6	EL PROGRAMA DE APOYO DEL BANCO MUNDIAL	26
7	ENTORNO DE I+D	27
7.1	ACTIVIDADES DE I+D EN TECNOLOGÍA DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS	28
7.2	DESARROLLO TECNOLÓGICO EN SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL	30
8	CONCLUSIONES	32
9	REFERENCIAS	33

1 INTRODUCCIÓN

La tecnología solar termoeléctrica consiste en el empleo de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre para el calentamiento de un fluido que se hace pasar posteriormente por una etapa de turbina, bien directamente, en las configuraciones sólo-primario, o a través de un sistema de intercambio térmico con otro fluido que circula por la turbina en la configuración conocida como primario-secundario [1]. Tras la etapa compuesta por los equipos propiamente solares, concentrador óptico y receptor solar, este esquema tiene muchas similitudes con las tecnologías termoeléctricas convencionales basadas en la conversión mecánica del calor, y posteriormente la generación eléctrica, en un alternador a partir de un movimiento mecánico rotativo [2].

Las expectativas de crecimiento de la demanda de electricidad en los próximos 15 años se sitúan en torno a una tasa del 70%, mientras que la demanda total de energía primaria se situará en el 48%. El crecimiento de la demanda eléctrica estará provocado principalmente por el crecimiento de la población y por el incremento de la tasa de industrialización en los países en vías de desarrollo. La mayor parte de los países en vías de desarrollo se encuentran localizados dentro de lo que se ha venido llamando *cinturón solar* que, con salvedades, se sitúa entre los paralelos 40°N y el 40°S. Dentro de este cinturón, se encuentran localizadas las áreas que disponen de un mayor nivel de radiación solar directa. Por ello, la energía solar térmica es precisamente una de las que cuenta con mayores expectativas futuras dentro del mercado energético de los países en desarrollo. En el caso de España se conjuga la situación privilegiada de contarse a la vez con un tejido industrial y de investigación adecuado para el desarrollo de las CET, un incremento sostenido de la demanda eléctrica en regiones de alta insolación y a la vez una extensión significativa de áreas geográficas con radiación directa por encima de los 1800 kWh/m².año. La zona de interés se sitúa por debajo del Meridiano 40°, siendo zonas especialmente idóneas la cuenca del Guadalquivir y la Andalucía Oriental (Costa de Almería, Granada y Málaga), donde se han registrado valores superiores a los 2000 kWh/m².año.

Las tecnologías de concentración solar (TCS) tiene la capacidad de ajustarse a los requisitos que marcan los dos grandes mercados eléctricos: el mercado mayorista con despacho conectado a red para cubrir cargas pico y base por un lado y por otro lado los crecientes mercados distribuidos que incluyen tanto las aplicaciones conectadas a red, como los sistemas aislados.

Se considera que antes del 2020 la penetración en mercados verdes primero, en nichos de mercado competitivos después y finalmente en un mercado global sostenido para plantas con despachos a carga intermedia, permitirá alcanzar costes de producción plenamente competitivos en el entorno de los 0,10 €/kWh. En la actualidad más de 4.500 MW de plantas se encuentran conectadas a red en el Mundo. En España, la primera planta comercial, PS10 de 10 MW, se inauguró en septiembre de 2006 en Sevilla. A la cual siguen 50 nuevas plantas mayoritariamente de concentradores cilindro-parabólicos. En la actualidad, se encuentran operativos en nuestro país 2.300 MW capaces de generar 4.500 GWh al año que evitan la emisión de más de dos millones de toneladas de CO₂

La situación actual del sector termosolar, gracias a su mercado global, difiere mucho de otros que se encuentran inmersos en la acuciante crisis financiera mundial, un sector que, sin caer en la especulación, está proporcionando un desarrollo industrial capaz de generar multitud de puestos de trabajo y de dar soporte a toda una industria auxiliar que, de otra forma, hubiera caído también en recesión. La capacidad global se incrementado en el último año en 0,9 GW (un 27%), llegando a alcanzarse 4.5 GW. EEUU y España continúan siendo los líderes indiscutibles en esta tecnología y en el mercado mundial. Sin embargo en los últimos años se viene produciendo un desplazamiento del mercado hacia otras zonas con mayor DNI y mercados emergentes como Sudáfrica, Chile, China, India y países del Medio Oriente. La capacidad global instalada se ha multiplicado por 10 desde 2004. En los últimos 5 años, desde 2009 a 2014, el mercado ha ido creciendo a un ritmo anual del 46%.

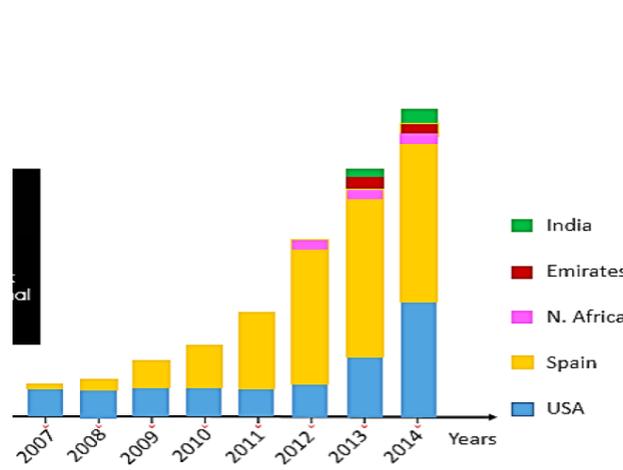


Figura 1. Potencia eléctrica termosolar instalada en el mundo a finales de 2014

Tanto en España como en EEUU, las empresas españolas se encuentran en una clara posición de liderazgo, por lo que cabe esperar que nuestro país sea el referente mundial en esta tecnología en los próximos años. Asimismo, proyectos en otros países como Argelia, Sudáfrica, Chile o Marruecos, están siendo desarrollados por empresas españolas. El estado tecnológico actual permite asegurar que para tamaños en el entorno de 30-100 MW se pueden alcanzar en punto de diseño el 21-23% de rendimiento en la conversión solar-electricidad y costes de producción de 0,15-0,17 €/kWh, con proyecciones de costes de producción a corto-medio plazo de 0,10 €/kWh. Pero a pesar de que toda la comunidad técnica y empresarial sigue bendiciendo estos objetivos, existe una honda preocupación en administraciones públicas y programas energéticos por la nula reducción de costes que se está evidenciando tras la primera oleada de implantación de centrales termosolares. Tras ocho años de proyectos comerciales, los costes se siguen manteniendo inalterados y no se vislumbran grandes reducciones en los próximos proyectos. Claramente ha habido una estrategia clónica de instalación de plantas análogas con escasa innovación. En buena medida esta primera generación de proyectos comerciales se está basando en desarrollos tecnológicos y conceptos madurados tras más de dos décadas de investigación [1]. Sin embargo la generación actual de plantas solares termoeléctricas todavía se basa esencialmente en esquemas y dispositivos tecnológicamente conservadores que no explotan el enorme potencial de la energía solar concentrada. Los principales proyectos hacen uso de tecnologías de concentradores cilindroparabólicos de baja concentración en dos dimensiones y foco lineal [9], o sistemas de torre central y campo de helióstatos [14],

operando con fluidos térmicos a temperaturas relativamente modestas, por debajo de 400°C. La consecuencia más inmediata de estos diseños conservadores es la utilización de sistemas con rendimientos inferiores al 20% nominal en la conversión de radiación solar directa a electricidad, la fuerte limitación en el uso de sistemas eficientes de almacenamiento de energía, el gran consumo de agua y de terreno por la ineficiencia en la integración con el bloque de potencia, la carencia de esquemas racionales para su integración en arquitecturas de generación distribuida y la limitación para alcanzar temperaturas necesarias para abordar procesos de generación por vía termoquímica de combustibles solares, como el vector hidrógeno.

Tal y como se recoge en la Figura 2 resultado de distintos análisis y hojas de ruta realizadas por el sector, es posible reducir los costes actuales de producción en un 60% para el año 2025, y hasta un 60% de dicha reducción estaría ligada a mejoras relacionadas con la innovación y el I+D. Resulta por tanto esencial identificar y priorizar en los próximos años aquellas tecnologías, sistemas y componentes con mayor impacto en la reducción de costes.

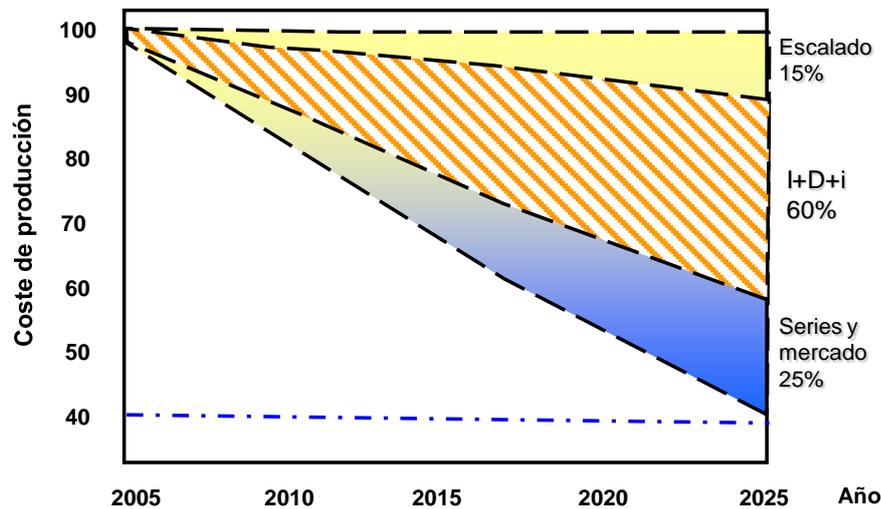


Figura 2. Impacto previsto de la innovación en los costes de producción de la electricidad termosolar.

2 EXPERIENCIAS EN CENTRALES ELÉCTRICAS TERMOSOLARES

Las centrales termosolares para producción de electricidad implican siempre diseños de sistemas de concentración que tratan de migrar a gran tamaño, y en condiciones reales de operación, geometrías que se aproximan a la del concentrador parabólico ideal. Habitualmente se usan concentradores solares por reflexión para alcanzar las temperaturas requeridas en la operación de los ciclos termodinámicos. Los tres conceptos de concentración solar más utilizados son [1]:

- Concentradores cilindro-parabólicos: Son concentradores de foco lineal con seguimiento en un solo eje, concentraciones de la radiación de 30 a 80 veces y potencias por campo unitario de 30 a 80 MW.
- Sistemas de torre o de receptor central: Consisten en un campo de helióstatos que siguen la posición del Sol en todo momento (elevación y acimut) y orientan el rayo reflejado hacia el foco colocado en la parte superior de una torre. Los órdenes de concentración son de 200 a 1.000 y las potencias unitarias de 10 a 200 MW.
- Discos parabólicos: Son pequeñas unidades independientes con reflector parabólico habitualmente conectado a un motor Stirling situado en el foco. Los niveles de concentración son superiores (1.000-4.000) y las potencias unitarias son de 5 a 25 kW.

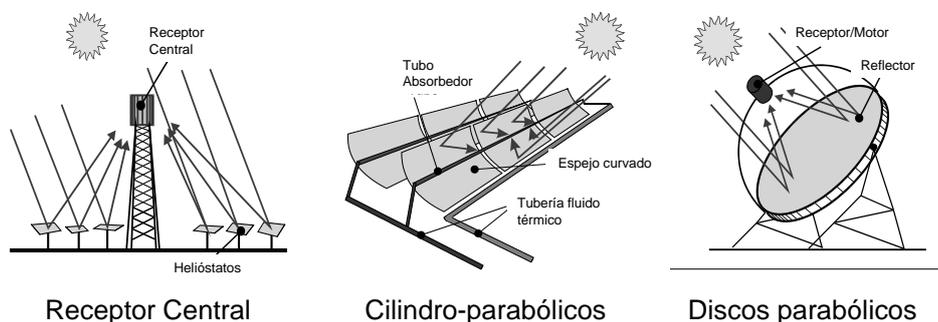


Figura 3. Configuraciones más habituales de los sistemas de concentración solar por reflexión utilizados en Centrales Eléctricas Termosolares.

A pesar del indudable potencial de las Tecnologías de Concentración Solar (TCS) y del éxito operacional de las plantas SEGS en California, cuyos 354 MW suministran desde hace 15 años el 90% de la electricidad comercial de origen solar en el mundo, la realidad muestra que todavía no se ha conseguido el deseado “breakthrough” y que las CET tengan aceptación y un uso comercial amplio. Un estudio independiente promovido por el Banco Mundial [8], confirma a las TCS como la forma más económica de producir electricidad a gran escala a partir de la energía solar. Su diagnóstico sitúa, no obstante, el coste directo de capital de una CET en 2,5 a 3,5 veces el de una planta térmica convencional y la electricidad que producen alcanza un precio de generación de 2 a 4 veces superior.

Tabla 1. Características más reseñables de las CET [7]

	Cilindro-parabólicos	Receptor Central	Discos Parabólicos
Potencia	30-80 MW*	10-200 MW*	5-25 kW
Temperatura operación	390 °C	565 °C	750 °C
Factor de capacidad anual	23-50 %*	20-77 %*	25 %
Eficiencia pico	20 %	23 %	29,4 %
Eficiencia Neta Anual	11-16 %*	7-20 %*	12-25 %
Estado comercial	Disponible	Demostración	Prototipos-
Riesgo Tecnológico	comercialmente	Medio	demostración
Almacenamiento	Bajo	Sí	Alto
disponible	Limitado	Sí	Baterías
Diseños híbridos	Sí		Sí
Coste W instalado			
€W	3,49-2,34*	3,83-2,16*	11,00-1,14*
€Wp**	3,49-1,13*	2,09-0,78*	11,00-0,96*

* El rango indicado se refiere al periodo de 2005 al año 2030.

** €/Wp se refiere al coste por W instalado eliminando el efecto de almacenamiento de energía, tal y como se hace en la energía solar fotovoltaica.

Hoy en día el aprovechamiento térmico a alta temperatura de la energía solar concentrada, en las llamadas centrales eléctricas termosolares o CET, está registrando un auge con multitud de proyectos comerciales. Si bien los mercados tradicionales como España y EEUU muestran signos de estancamiento a corto plazo, se están abriendo con vigor nuevos mercados ([48] y [49]).

En un estudio de perspectivas de las diferentes tecnologías energéticas recientemente publicado por la Agencia Internacional de la Energía [48], se estima que las CET podrían contribuir con 2.1 Gt en la reducción de emisiones de CO₂ hacia el año 2050, para lo cual habría que apoyar decididamente su implantación en el cinturón solar de nuestro planeta hasta alcanzar en dicho año los 1000 GW instalados.

Este escenario futuro tan prometedor para las CET, se ve sin embargo ensombrecido por el hecho de que la generación actual de plantas solares termoeléctricas todavía se basa fundamentalmente en esquemas y dispositivos tecnológicamente conservadores que no explotan el enorme potencial de la energía solar concentrada. Los principales proyectos hacen uso de tecnologías de concentradores solares con materiales reflectantes caros, que pueden representar hasta un 40% del coste total de la inversión, y operan con fluidos térmicos a temperaturas relativamente modestas (por debajo de 400°C).

2.1 Concentradores cilindro-parabólicos

El captador cilindro parabólico, denominado mediante las siglas CCP, debe su nombre a uno de sus componentes principales: la superficie reflectante cilindro parabólica que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbente colocado en la línea focal de la parábola. Esta radiación concentrada sobre el tubo absorbente hace que el fluido que circula por su interior se caliente, transformando de esta forma la radiación solar en energía térmica, en forma de calor sensible o latente del fluido. Los valores usuales del flujo de radiación sobre el absorbente de un CCP están entre 40 y 60 kW.m⁻², pudiendo operar eficientemente hasta temperaturas del orden de 450°C. La Figura 4 muestra un CCP

típico y el mecanismo de concentración y transformación de la radiación solar en este tipo de captador solar.

Como cualquier otro captador de concentración, los CCP solo pueden aprovechar la radiación solar directa, lo que exige que el colector vaya modificando su posición durante el día. Este movimiento se consigue mediante el giro alrededor de un eje paralelo a su línea focal.



Figura 4. Captador cilindro parabólico típico

El tipo de fluido de trabajo que se utiliza en los CCP depende de la temperatura a la que se desee calentar. Si las temperaturas que se desean son moderadas ($<200^{\circ}\text{C}$), se puede utilizar agua desmineralizada o Etilen Glicol como fluidos de trabajo. En cambio, se utilizan aceites sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$)

De las tres tecnologías actuales de CET (Receptor Central, Colectores Cilindro Parabólicos y los Discos Stirling), las plantas con colectores cilindro parabólicos (CCP) son las que cuentan actualmente con una mayor experiencia comercial [9]. Las nueve plantas SEGS (Solar Electricity Generating Systems) actualmente en operación en California, con sus más de 2,5 millones de metros cuadrados de CCP, son el mejor ejemplo del estado del arte de esta tecnología. Con una capacidad de producción en régimen comercial de 354 MWe, las plantas SEGS han acumulado una gran experiencia en el diseño e implementación de este tipo de CET [10]. La Tabla 2 contiene un listado de las plantas termosolares con CCP, tanto experimentales como comerciales, que han sido implementadas en el mundo desde la década de los 80, antes del comienzo de los proyectos comerciales en España.

Tabla 2. Plantas de Colectores Cilindro Parabólicos en el mundo antes de la comercialización en España

Planta	País	Potencia (MWe)	Fluido de Trabajo	Medio de Almacenamiento	Comienzo operación
DCS	España	0,5	Aceite (Santotherm 55)	Aceite (Santotherm 55)	1981
SEGS-I	EEUU	14	Aceite (ESSO 500)	Aceite (ESSO 500)	1984
SEGS-II	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1985
SEGS-III	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1986
SEGS-IV	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1986
SEGS-V	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1987
SEGS-VI	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1988
SEGS-VII	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1988
SEGS-VIII	EEUU	80	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1989
SEGS-IX	EEUU	80	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1990

Hay que mencionar aquí que la planta DCS (Distributed Collector System) existente en la Plataforma Solar que el CIEMAT tiene en Almería fue pionera en el campo de las plantas termosolares con CCP. En las plantas SEGS, un campo solar compuesto por filas paralelas de colectores cilindro parabólicos conectados en serie convierte la radiación solar directa en energía térmica, calentando el aceite que circula por los tubos absorbentes de los colectores solares. El aceite así calentado, es posteriormente enviado a un intercambiador

de calor aceite/agua donde se produce el vapor sobrecalentado requerido para accionar un turbo-alternador, generándose de este modo energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico Rankine. Esta es la tecnología denominada *Heat Transfer Fluid* y conocida internacionalmente con las siglas HTF, ya que se basa en el uso de un medio caloportador (aceite sintético) para transportar la energía térmica desde el campo solar al bloque de potencia donde se genera la electricidad.

Tal y como muestra la Figura 5, las plantas SEGS típicas carecen de almacenamiento térmico, pero cuentan con calderas de gas auxiliares que pueden ser usadas tanto como complemento del campo solar, como para generar electricidad en periodos en los que no existe radiación solar disponible (días nublados y durante la noche).

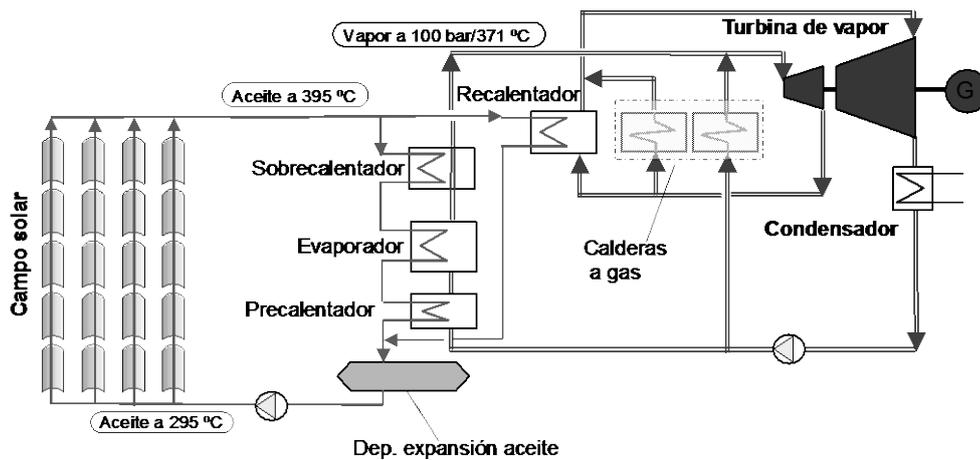


Figura 5. Esquema simplificado de una planta SEGS típica

Las CET con CCP son las que presentan actualmente un menor coste para generar electricidad o producir vapor sobrecalentado a alta presión (375°C / 100bar). La tecnología de las plantas termosolares del tipo SEGS está totalmente disponible en la actualidad, aunque no resulta competitiva en la mayor parte de los mercados energéticos actuales si no disponen de algún tipo de incentivo fiscal o ayuda económica externa que tenga en cuenta sus buenas cualidades desde el punto de vista medioambiental y para la consecución de un desarrollo sostenible. La Figura 6 muestra una vista aérea de las plantas SEGS.



Figura 6. Vista aérea de las plantas SEGS

El escaso riesgo, desde el punto de vista tecnológico que conlleva la instalación de plantas tipo SEGS es la causa de que existan en la actualidad varias empresas promoviendo la instalación de plantas termosolares de este tipo en un buen número de países con un buen nivel de insolación (Brasil, Egipto España, Grecia, India, México y Pakistán) [11] y [12].

Dado que la contribución solar es mayor en ese caso, las centrales termosolares con CCP resultan más

interesantes para la generación de electricidad mediante un ciclo Rankine, como el mostrado en la Figura 5. No obstante, la integración con un ciclo combinado, lo que se conoce bajo las siglas ISCCS (Integrated Solar Combined Cycle System), ofrece una oportunidad importante de reducir los costes de la electricidad generada con CCP, aunque la fracción solar queda reducida en este caso a un valor del orden del 15%.

En la actualidad, se prevé que el coste de la electricidad generada por las próximas plantas tipo SEGS que se implementen a corto plazo esté entre los 0,15 y 0,20 €/kWh, dependiendo del tamaño de la planta y de la insolación disponible. Dado el bajo riesgo tecnológico de estas plantas, y con el fin de compensar la diferencia que presentaran con respecto a la electricidad generada por plantas convencionales, el Banco Mundial y su Global Environmental Facility están promoviendo estudios de viabilidad en diversos países (Egipto, India, Marruecos y México) para compensar dicha diferencia mediante subvenciones.

Se espera que el coste que presentarán las nuevas plantas caiga rápidamente como consecuencia de una producción en masa de los componentes y la aparición de un mayor número de suministradores. Así mismo, la introducción de importantes mejoras tecnológicas, como la generación directa de vapor en los propios tubos absorbentes de los captadores solares, puede conducir a una importante reducción de los costes

2.2 *Sistemas de receptor central con campo de helióstatos*

En los sistemas de torre o de receptor central el intercambio radiativo/convectivo se produce de forma elegante y centralizada en un intercambiador de calor ubicado encima de una torre. Por los altos flujos de radiación incidente (típicamente entre 300 y 1000 kW.m⁻², permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes de forma escalonada, admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico, pudiéndose plantear ya en la actualidad sistemas superando las 4.500 horas equivalentes al año.

Tabla 3. Torres de potencia experimentales en el mundo

Proyecto	País	Potencia (MW _e)	Fluido de Transferencia Térmica	Medio de Almacenamiento	Comienzo operaciones
SSPS	España	0,5	Sodio Líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Aceite/Roca	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Sal Nitrato	1982
MSEE/Cat B	EEUU	1	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2.5	Sal de Alta Tecnología	Sal de Alta Tecnología	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico	1993
Solar Two	EEUU	10	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1996
PS10	España	10	Vapor saturado	Vapor saturado	2007
PS20	España	20	Vapor saturado	Vapor saturado	2009

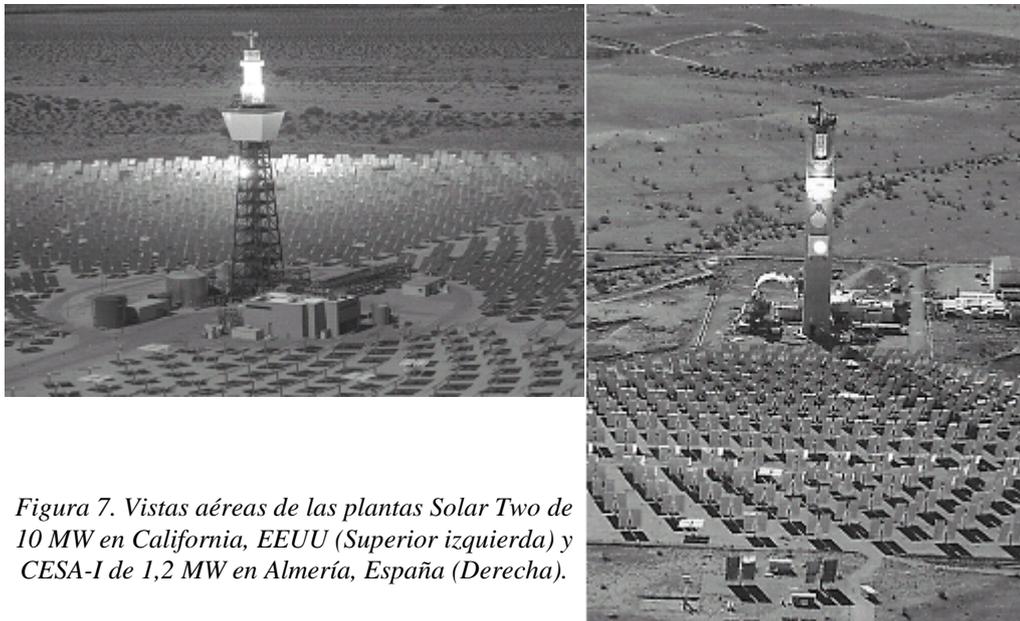


Figura 7. Vistas aéreas de las plantas Solar Two de 10 MW en California, EEUU (Superior izquierda) y CESA-I de 1,2 MW en Almería, España (Derecha).

Si bien el número de proyectos de centrales de torre ha sido muy numeroso, solamente unos pocos han culminado en la construcción de plantas experimentales. En la Tabla 3 se recoge un listado de las primeras plantas. En la actualidad ya existen diversos proyectos en EEUU, Chile y Sudáfrica con potencias unitarias de 100 MW. Sin embargo, las primeras plantas, tal y como se observa se caracterizaron por ser sistemas de demostración de pequeño tamaño, entre 0,5 y 10 MW, y en su mayoría tuvieron su periodo de operaciones en los años ochenta [1], con la excepción de las plantas TSA y Solar Two, cuya experiencia operacional se llevó a cabo en la década de los noventa. Cabría destacar el hecho de que tres de estos sistemas se han localizado en España, dentro de las instalaciones que CIEMAT tiene en la Plataforma Solar de Almería. Los fluidos térmicos utilizados en el receptor han sido sodio líquido, vapor saturado o sobrecalentado, sales de nitratos fundidas y aire [13]. Todas ellas pueden ser fácilmente representadas por diagramas de bloques funcionales, donde las principales variantes vienen determinadas por los fluidos de transferencia de calor y la interfase receptor solar/bloque de potencia mediante los

correspondientes sistemas de intercambio de calor y de almacenamiento de energía y/o hibridación fósil [14].

El conjunto de experiencias referidas, han servido para demostrar la viabilidad técnica de las Centrales de Torre, cuya tecnología está suficientemente madura tal y como han verificado las instalaciones existentes en la Plataforma Solar de Almería [1] o la central de 10 MW Solar One [15]. Como se resume en la Tabla 1, se considera técnicamente posible alcanzar rendimientos del 23% en punto de diseño y de hasta el 20% anual con costes de inversión actual en el entorno de los 2,1 €/Wp, pero se precisa una primera planta de demostración comercial que valide la tecnología en condiciones reales de producción. Son varias las estrategias de penetración que se vienen intentando en los últimos años, si bien en la actualidad los esquemas con más expectativas de convertirse en una realidad son tres. El esquema preconizado desde EEUU, y que luego ha sido materializado en España por Torresol Energy, está basado en el uso de centrales con funcionamiento únicamente solar que utilizarían la tecnología de sales fundidas y almacenamientos térmicos superiores a las 12 horas equivalentes (Figura 8 -arriba). El proyecto Solar Two de 10 MW realizado en Barstow, California, entre 1996 y 1999 ha demostrado el bajo coste y la fiabilidad de las sales como fluido térmico [16]. Si bien el sistema no estaba optimizado en todos sus componentes, el almacenamiento térmico formado por dos tanques de 12 m de diámetro y 8 m de altura, con una capacidad equivalente a 3 horas y 1.400 t de sales pudo demostrar un 97% de eficiencia. También se pudo demostrar, operando a carga parcial, el funcionamiento ininterrumpido durante una semana las 24 h del día. El concepto cobra, no obstante, su máximo interés para plantas con altos factores de capacidad, y esto ha sido plenamente validado en España en el proyecto GEMASOLAR con una planta de 19 MW, también sólo solar, y con un sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas de 15 horas equivalentes, que ha sido promovido por la empresa Torresol Energy y que se ha conectado a red en junio de 2011 [17]. GEMASOLAR es un proyecto en este sentido rompedor pues pone la tecnología termosolar dentro del ámbito de las centrales eléctricas plenamente gestionables.

Frente a esta estrategia de un gran número de horas de almacenamiento, se vienen desarrollando dos esquemas de trabajo distintos que no obstante se complementan entre sí; el uso de diseños con un bajo riesgo tecnológico basados en receptor de vapor, y el uso de receptores volumétricos de aire con una gran sencillez operacional y rangos más altos de temperaturas de trabajo. Los receptores de vapor saturado surgieron como alternativa dentro del proyecto Europeo SOLGAS promovido por SODEAN en Sevilla, cuyo objetivo era integrar la energía solar en la caldera de recuperación de un ciclo combinado [18]. Los sistemas híbridos ofrecen actualmente costes estimados de producción de la electricidad de origen solar de 0,10-0,15 €/kWh, mientras que los sistemas solares puros alcanzan los 0,15-0,20 €/kWh. La formulación de sistemas híbridos es una de las vías para romper las barreras no tecnológicas y reducir la inversión inicial requerida, que impiden la consecución de un proyecto de demostración comercial. Dos proyectos subvencionados por la Comisión Europea, el proyecto SOLGAS promovido por SODEAN y el proyecto COLON SOLAR promovido por la Cía. Sevillana de Electricidad [18], han establecido la estrategia de penetración en base a la integración del receptor de vapor saturado en sistemas de cogeneración y en la repotenciación de plantas térmicas convencionales de ciclo combinado. El proyecto de viabilidad de la planta SOLGAS finalizó a comienzos de 1996 y tuvo su continuación en la planta COLON SOLAR cuyo proyecto de ejecución se finalizó en abril de 1998. Con la actual legislación de la electricidad renovable, este tipo de plantas híbridas carecen de un marco legal que las ampare, por lo que su desarrollo se

encuentra en situación de suspensión. Como alternativa sólo-solar surge recientemente el proyecto PS10 promovido por la empresa Solúcar Energía. El proyecto consiste en una planta de 11 MW, que utiliza un receptor de vapor saturado a 40bar y 250°C, y una turbina que opera directamente con dicho vapor saturado. Para periodos nublados, la planta incorpora un almacenamiento en vapor saturado con una capacidad 15 MWh (50 minutos a 50% de carga). Esta planta ha sido puesta en marcha y opera comercialmente desde el año 2007. En el año 2009 ha entrado en conexión a red la segunda planta de este tipo, denominada PS20, de 20 MW. Posteriormente han seguido otras plantas en EEUU como Ivanpah promovido por la empresa Brightsource.

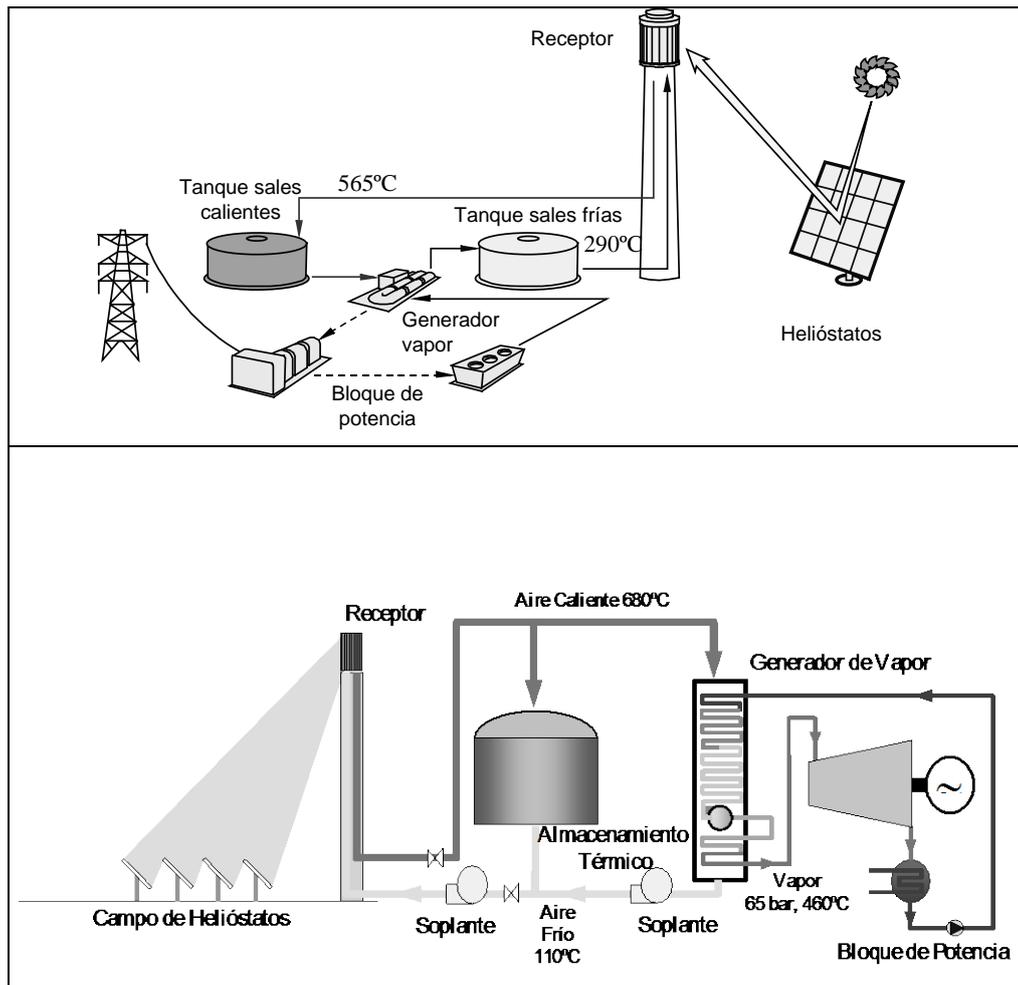


Figura 8. (Arriba) Esquema de central de torre con sales fundidas utilizado en los proyectos Solar Two y Solar Tres. (Abajo) Esquema del proyecto SOLAIR10 basado en el uso de aire como fluido térmico y un receptor volumétrico abierto a la atmósfera.

En paralelo a esta actividad, se ha venido desarrollando en el marco del proyecto Europeo SOLAIR, un esquema diferente de producción de electricidad basada en el uso de un circuito de aire calentado con energía solar en un receptor volumétrico [19], y un sistema de almacenamiento térmico en termoclina con lecho cerámico de alúmina, (Figura 8-abajo). SOLAIR parte del conocido esquema de planta PHOEBUS [20], pero con importantes modificaciones en la configuración del campo de helióstatos, el

almacenamiento térmico y el receptor que es semi-cilíndrico, probados satisfactoriamente en la instalación TSA de la PSA entre 1993 y 1996.

2.3 Los sistemas disco-Stirling

Los discos parabólicos han evolucionado tanto en EEUU como en Europa hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco [21]. Los sistemas disco/Stirling han demostrado la mayor eficiencia de conversión de radiación solar en energía eléctrica con valores máximos del 30 % y hasta un 25 % de promedio diario en unidades de 7 a 25 kW. 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 del orden del 30 al 40 %. 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 aislamiento. Habitualmente, se usan dos métodos para la transferencia de la radiación solar al gas de trabajo. En el primero se ilumina directamente un panel de tubos por el interior de los cuales circula el gas que suele ser helio, hidrógeno o aire. En el segundo método, se utiliza el concepto de tubo de calor o heat pipe, vaporizándose un metal líquido (normalmente sodio) que luego condensa en la superficie de los tubos por los que circula el gas de trabajo y refluye nuevamente al absorbedor.

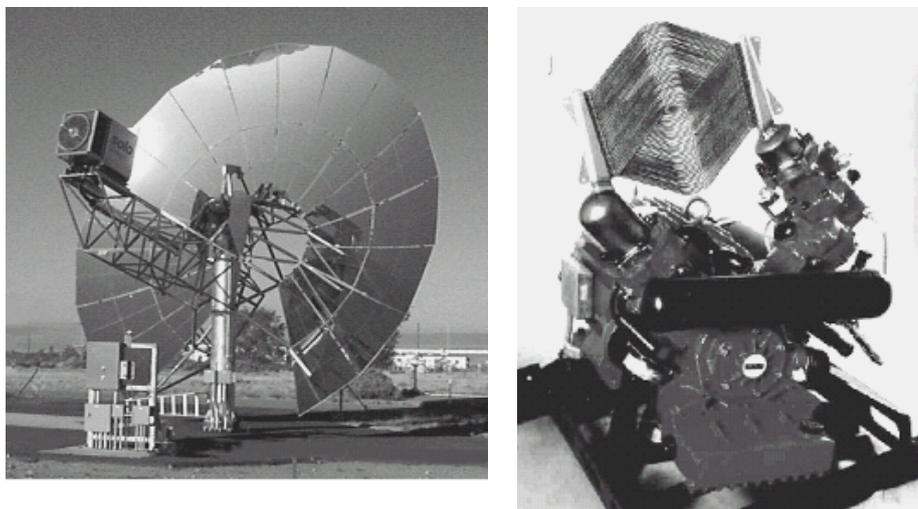


Figura 9. Configuración típica de un sistema disco-Stirling (Izquierda). En concreto se presenta el disco de WGAssociates de 10-kW para aplicaciones remotas con posibilidad de hibridación con gas natural [22]. En el foco se sitúa el receptor conteniendo un absorbedor de tubos y un motor Stirling con pistones dispuesto en V de la firma SOLO Kleinmotoren.

La experiencia operacional con sistemas disco-Stirling se circunscribe a unas pocas unidades ensayadas fundamentalmente en EEUU y en Europa, más concretamente en la Plataforma Solar de Almería [23]. La primera generación de discos estuvo formada por configuraciones faceteadas de vidrio/metal, que se caracterizaron por unas altas

concentraciones ($C=3.000$), y sus excelentes resultados, aunque a precios muy elevados (estimaciones por encima de los 300 €/m² para grandes producciones) y estructuras muy pesadas del orden de los 100 kg.m⁻². El disco Vanguard fue operado en Rancho Mirage (California) en el desierto de Mojave durante un periodo de 18 meses (Febrero 1984 a Julio 1985). Este disco tenía 10,7 m de diámetro, una superficie de 86,7 m² y llevaba un motor/generador de 25 kWe de United Stirling AB (USAB) modelo 4-95 Mark II. Este motor dispone de cuatro cilindros con un desplazamiento de 95 cm³ por cilindro. Los cilindros están dispuestos en paralelo y montados en un cuadrado. Están interconectados con el regenerador, el enfriador y usan pistones de doble acción. El gas de trabajo fue Hidrógeno a una presión máxima de 20 MPa y una temperatura de 720 °C. La potencia del motor se regula mediante la presión del gas. Con más de un 30 % de conversión neta (incluyendo consumos auxiliares), este sistema posee todavía el record mundial. Con posterioridad, entre 1984 y 1988, McDonnell Douglas desarrolló un disco con la misma tecnología, aunque con algunas mejoras. De 10,5 m de diámetro, una superficie de 91,5 m², y con un motor de 25 kWe, se llegaron a vender seis unidades que fueron operadas por compañías eléctricas. Transferida a Boeing, la tecnología ha sido licenciada con posterioridad al consorcio SES, que desde 1998 está relanzando su aplicación con la denominación de disco SES/Boeing. El nuevo prototipo ha acumulado más de 8.000 horas de operación, con un 94% de disponibilidad para irradiancias superiores a 300 kW.m⁻² [24]. Hay que reseñar otros desarrollos en EEUU involucrando a empresas como LaJet, Solar Kinetics, SAIC, Acurex y WG [22] .

En Europa, los principales desarrollos han sido llevados a cabo por las empresas alemanas Steinmüller y Schlaich, Bergemann und Partner (SBP), y la empresa SOLO Kleinmotoren en lo que respecta al suministro del motor Stirling solarizado Figura 10. Se han desarrollado 8 unidades de 7,5 a 8,5 m de diámetro que han sido ensayadas satisfactoriamente en la Plataforma Solar de Almería con más de 30.000 horas acumuladas de operación y disponibilidades por encima del 90% [25]. Son sistemas que pretenden una significativa reducción de costes, aunque a cambio de menores rendimientos. Los concentradores se hacen a partir de membrana de acero inoxidable tensionada. La membrana delantera se deforma con procedimientos de moldeo hidroneumático, sin el uso de un contramolde, para conseguir la geometría parabólica. En operación la membrana se estabiliza gracias a una pequeña presión negativa de 20 a 50 mbar. Una vez conformada se le pegan vidrios delgados de 0,9 mm de espesor de 50 x 30 cm. El motor trabaja con Helio a 630°C y 15 MPa lo que da lugar a rendimientos del conjunto disco-Stirling del 20%, que son sensiblemente inferiores a los planteados por SES/Boeing.



Figura 10. Vista lateral de las tres unidades DISTAL-II de la PSA, fabricadas por la empresa alemana Steinmüller y con el motor SOLO 161 solar en el año 1996. Cada unidad tiene un diámetro de 8,5 m y una potencia eléctrica bruta de 10 kW.

3 COSTES Y BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA

En muchos de estos países el nicho de aplicación para la energía solar está en el mercado eléctrico de plantas a carga intermedia (en el entorno de las 4000 horas nominales por año), tal y como sucede en Europa y queda reflejado en la Figura 11. La capacidad que tiene la energía solar termoeléctrica para dotarse de soluciones tecnológicas con almacenamiento térmico o con hibridación fósil, permite aventurar que es una de las energías renovables con más posibilidades de adaptarse a las curvas de demanda y permite además incrementar las horas de despacho, pudiéndose llevar a cabo diseños con factores de capacidad de 4000 a 6000 horas en base a las tecnologías actuales.

Las tecnologías de concentración solar (TCS) tiene la capacidad de ajustarse a los requisitos que marcan los dos grandes mercados eléctricos: el mercado mayorista con despacho conectado a red para cubrir cargas pico y base por un lado y por otro lado los crecientes mercados distribuidos que incluyen tanto las aplicaciones conectadas a red, como los sistemas aislados.

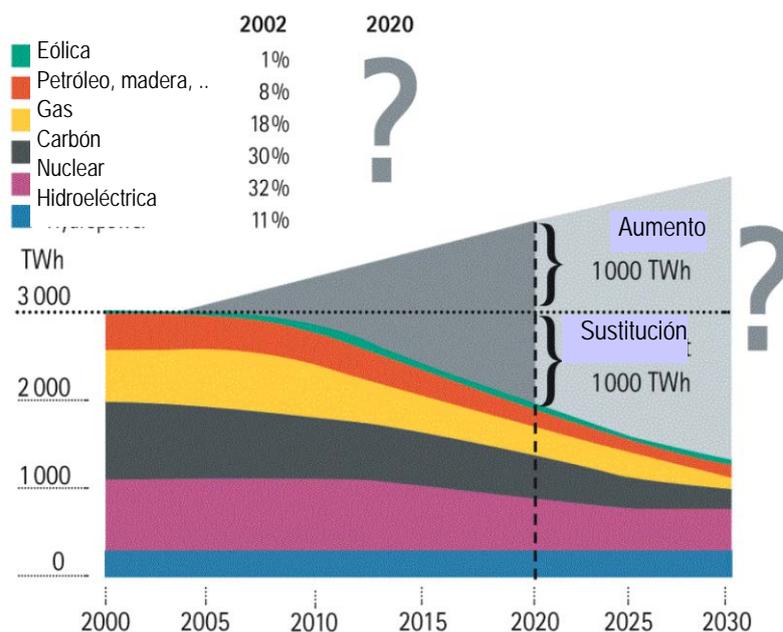


Figura 11. Evolución de la generación eléctrica en la UE-25 entre el 2000 y 2030. Fuente VGB.

Con el creciente papel de los auto-productores eléctricos y la liberalización del sector, cada vez se evidencia una más intensa competencia dentro de la industria energética para ganar cuota de mercado. Los márgenes de beneficio económico son pequeños, y consecuentemente, los promotores mantienen serias dudas sobre si embarcarse en proyectos novedosos con riesgo tecnológico como es el caso de las TCS. Como resultado, no es fácil introducirse en el mercado.

Las medidas para la implantación de las plantas CET y la consecución de los objetivos de costes fijados, conjugan iniciativas en los ámbitos tecnológico, económico y social, y pasan sin duda por la construcción en una primera etapa de una pequeña serie de unidades de demostración con operación en régimen comercial y potencias solares en el entorno de las decenas de MW. En el periodo de 2005 a 2015, estas iniciativas singulares de demostración han venido contando con unas tarifas premiadas de venta de la electricidad y subvenciones a la inversión que han permitido alcanzar los objetivos marcados por la propia Comisión Europea y el Programa Altener. Se considera que hacia el año 2020 la penetración en mercados verdes primero, en nichos de mercado competitivos después y finalmente en un mercado global sostenido para plantas con despachos a carga intermedia, permitirá alcanzar costes de producción plenamente competitivos. Algunas de las medidas de introducción estaban en su momento recogidas en España dentro del Plan de Energías Renovables, donde se fijaba un objetivo alcanzable de 5000 MW instalados antes del año 2020. El decidido apoyo que el R.D. 661/2007 establecía para las centrales solares termoeléctricas un marco favorable que promovió gran ebullición de proyectos en nuestro país. En la actualidad 2.300 MW de plantas se encuentran en funcionamiento. La primera planta comercial, PS10 de 10 MW, se inauguró en septiembre de 2006 en Sevilla, y la planta PS20 en el año 2009. Al proyecto PS10 le siguen muchas plantas de concentradores cilindroparábolicos como Andasol en Granada. La prima establecida a la producción alcanzaba un precio de venta premiado equivalente al 300% del precio promedio de referencia de la electricidad. Cabe reseñar también la iniciativa en este sentido del Banco Mundial a través del GEF (Global Environmental Facility) con el soporte económico a cuatro proyectos de plantas CET en India, Egipto, Marruecos y México [8].

Las medidas de apoyo y subvenciones institucionales vienen motivadas por la reducción de emisiones a la atmósfera de gases que promueven el efecto invernadero. Se estima que una CET evita unas 2.000 t anuales de emisiones de CO₂ por cada MWe instalado, o lo que es lo mismo, cada GWh producido con CET evita la emisión de 700 a 1000 t de CO₂, por lo que resultan idóneas para contribuir al 8% de reducción de emisiones pretendido por la política Comunitaria en el año 2010.

Se precisa además definir una política fiscal para las plantas CET. Dado el carácter capital-intensivo de las mismas, una imposición fiscal similar a la de las plantas térmicas convencionales daría lugar a un mayor gravamen por kWh a lo largo de la vida de la planta en el caso de la tecnología solar [4]. Este hecho no resulta nada despreciable cuando la imposición fiscal viene a suponer hasta un tercio del LEC o coste de la electricidad producida, y tiene un impacto equivalente al de la tecnología en la mejora de su competitividad.

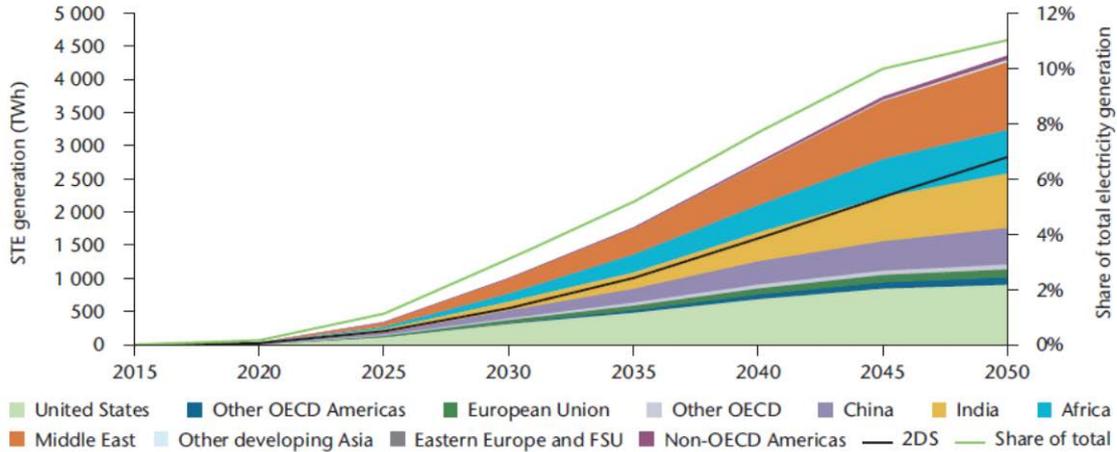


Figura 12. Evolución prevista de la energía solar termoeléctrica en escenarios de apoyo a las energías renovables según la AIE.

USD/MWh	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Minimum	146	116	96	86	72	69	66	64
Average	168	130	109	98	80	77	72	71
Maximum	213	169	124	112	105	101	96	94

Note: All LCOE calculations in this table are based on 8% real discount rates as in ETP 2014 (IEA, 2014b).

Figura 13. Previsión de la evolución del coste de la electricidad producida según hoja de ruta de la AIE.

Resulta evidente que una tecnología dependiente de altas inversiones iniciales y con cierto riesgo tecnológico precisa desarrollar una curva de aprendizaje en los próximos años para conseguir la deseada reducción de costes (Figura 12 y Figura 13). Sin duda los primeros proyectos tienen lugar en países industrializados pero con buena radiación solar, de forma que se pueda reproducir el comportamiento posterior en los mercados naturales situados en los grandes desiertos. Ese es el caso de España, Suroeste de EEUU y Australia. La motivación y el esquema de apoyo a estos proyectos se sustentará fundamentalmente en razones de tipo medioambiental. En paralelo se desarrollan algunos proyectos financiados fundamentalmente por el Banco Mundial para ayudar a la introducción de estas tecnologías en países en vías de desarrollo. Son en este caso proyectos híbridos sol-gas.

El interés del Banco Mundial por las CET viene motivado por los resultados del estudio de viabilidad realizado en el año 1999 [8]. El mencionado estudio basa sus hipótesis de desarrollo en la combinación de mejoras en la ingeniería y las correspondientes reducciones de costes por la propia comercialización. El coste del kWh también en este estudio ofrece reducciones del 40%. La metodología empleada establecía el cálculo del LEC (Levelized Electricity Cost). Se realizó un estudio del LEC para cinco opciones, tres con cilindroparabólicos y dos con receptor central. Los detalles de estas plantas se recogen en la Tabla 4. Los valores del LEC se proporcionan para el total de la planta (diseño híbrido fósil-solar) y también para la opción sólo-solar.

Tabla 4. Supuestos técnico-económicos y LEC resultante para las cinco plantas seleccionadas en el estudio de viabilidad promovido por el Banco Mundial.

Technical Assumptions of the Enermodal Study		Nearterm Trough 30 MW Rankine	Nearterm Power Tower 30 MW Rankine	Nearterm Trough 200 MW Rankine	Longterm Trough 200 MW Rankine	Longterm Power Tower 200 MW Rankine
Solar Field	000 m ²	183	275	1210	1939	1490
Storage	hours	0	0	0	12	6,50
Solar Capacity	MW	30	30	200	200	200
Total Capacity	MW	30	30	200	200	200
Solar Capacity Factor	%	25,0%	45,0%	25,0%	50,0%	45,0%
Total Capacity Factor	%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
Heat Collection Efficiency	%	44,2%	46,8%	44,2%	53,6%	52,1%
Power Cycle Efficiency	%	37,5%	40,0%	38,0%	40,0%	43,0%
Parasitic Efficiency	%	83,6%	84,0%	85,5%	90,2%	90,6%
Peak Solar-to-Electric Net Eff.	%	(a) 13,9%	(b) 15,7%	(C) 14,4%	18,4%	20,3%
Annual Solar Efficiency	%	12,5%	14,9%	13,0%	16,6%	19,3%
Demonstrated experience for comparison with assumptions: <ul style="list-style-type: none"> (a) KJC measured in the 30MW SEGS VI plant daily peak efficiencies of ... Annual efficiency of the SEGS plants was ... (b) Solar One reached 8.7% peak solar-to-electric net efficiency and 5.8% annual solar efficiency Solar Two operated near design expectations (8%) until the feeder pipe collapsed because of unforeseen transfer loads 						
Investment Cost Assumptions of the Enermodal Study		Nearterm Trough 30 MW Rankine	Nearterm Power Tower 30 MW Rankine	Nearterm Trough 200 MW Rankine	Longterm Trough 200 MW Rankine	Longterm Power Tower 200 MW Rankine
Site Works	\$/kW	158	117	57	55	39
Solar Field / Heliostat & Tower	\$/kW	1534	2267	1184	1026	712
HTF System & Boiler	\$/kW	282	177	234	67	85
Thermal Storage	\$/kW		420		476	190
Power Block & BOP	\$/kW	780	933	441	326	415
Services	\$/kW	275	391	192	195	145
Land	\$/kW	11	11	10	16	11
Contingency	\$/kW	454	646	316	322	239
Total Investment in US	\$/kW	3494	4962	2434	2483	1836
Discount in Developing Countries	\$/kW	-524	-744	-365	-372	-275
Total Investment in Developing Countries	\$/kW	2970	4218	2069	2111	1561
LEC Results of the Enermodal Study		Nearterm Trough 30 MW Rankine	Nearterm Power Tower 30 MW Rankine	Nearterm Trough 200 MW Rankine	Longterm Trough 200 MW Rankine	Longterm Power Tower 200 MW Rankine
O & M Cost	c/kWh	2,3	2,6	1,1	0,5	0,6
Total Plant LEC	c/kWh	10,4	13,9	7,2	6,1	4,9
Solar LEC	c/kWh	16,6	15,3	10,1	6,1	5,0
- with CO2 credit \$25/t	c/kWh	14,9	13,4	8,3	4,3	3,2
- with CO2 credit \$40/t	c/kWh	13,9	12,3	7,2	3,2	2,1

4 LA CARRERA POR LOS PRIMEROS MERCADOS

La conciencia medioambiental y los apoyos económicos asociados vía tarifas premiadas en países europeos, como es el caso de España, está rompiendo recientemente la etapa de parón en el desarrollo de estas plantas, desde las experiencias pioneras en California [40]. Pero a esto se añade otro hecho favorable y es la fuerte bajada de los tipos de interés y de los costes del capital registrados en los últimos años, lo que favorece que los inversores se atrevan con proyectos renovables más intensivos en capital. ¿Qué ha cambiado entonces?. Fundamentalmente la voluntad política y el entorno económico favorables [41]. En este entorno, los promotores de proyectos sugieren una estrategia de penetración de las CET en el mercado en tres etapas:

- 1) Integración de campos solares en plantas térmicas. Esta estrategia permite abrir el mercado en aquellos países donde no existen políticas de apoyo específicas. De este modo se pueden diseñar pequeños campos solares que apoyan a plantas de ciclo combinado o plantas convencionales de carbón. La inversión adicional requerida en estos casos sería de unos 350-1200 €/kW instalado, consiguiéndose contribuciones solares modestas por debajo del 10%.
- 2) Incremento de la contribución solar: En paralelo al previsible incremento de los precios de los combustibles fósiles, ahorros económicos en la compra de derechos de emisión por evitar emisiones de CO₂ y la lógica reducción de costes en el campo solar, se iría viendo un incremento de la proporción de producción solar en la planta hasta valores del 50%.
- 3) Sistemas de almacenamiento térmico: A precios suficientemente altos del combustible fósil, éste sería totalmente sustituido por la energía solar mediante diseños sobredimensionados del campo solar. El objetivo último estaría en conseguir plantas en carga base funcionando sin ningún apoyo fósil.

5 ESPAÑA, UN MERCADO PIONERO

España se enfrenta a este periodo de transición donde la energía va a ocupar cada vez un papel más predominante desde la debilidad de su profunda dependencia energética, muy por encima de la media Europea (50%) y superando ya el 80%. Pero no es solo la seguridad de suministro energético la que impulsa el proceso de implantación de las energías renovables. Más del 75% de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero contemplados por el Protocolo de Kyoto tienen origen energético (concretamente, el 78% de acuerdo con los datos del inventario de emisiones correspondiente al año 2002 publicado por el Ministerio de Medio Ambiente). El decidido apoyo que el R.D. 436/2004 y después el 661/2007 establecieron para las centrales solares termoeléctricas sirvieron para generar una gran ebullición de proyectos en nuestro país [42]. En la actualidad más de 2.300 MW de plantas se encuentran en funcionamiento. La primera planta comercial, PS10 de 10 MW, se inauguró en septiembre de 2006 en Sevilla. Tras la paralización de los programas de ayuda en 2012, el sector industrial termosolar español se ha visto obligado a fijar el 100% de su actividad en el mercado internacional donde empresas como Abengoa, Sener, Ibereólica, Aries o ACS/Cobra, son líderes.

Tabla 5. Principales empresas españolas en energía solar termoeléctrica.

PROMOTORAS		COMPONENTES
Abengoa	Eufer	Abengoa
ACS-Cobra	Florida Power and Light	Albiasa
Acciona	Grupo Hernando	Asturfeito
Agni	Iberdrola	Cristalería Española
Albiasa	Iberecoica Solar	Flabeg
Aries	Prosolar	Rioglass Solar Abengoa
Capital Energy	SAMCA	Schott España
Endesa	Sener	Sener
Enerstar	Solar Millennium	Solel
Enhol	Valoriza	
Epuron		



Figura 14. Conexiones en alta tensión vía cable entre el norte de África y el sur de Europa.

Todos los proyectos comerciales en España se encuentran distribuidos en las regiones con mejor insolación del Sur (Andalucía, Murcia, Castilla la Mancha, Extremadura) y en zonas privilegiadas de la cuenca del Ebro (Zaragoza y Lérida) y del Duero (Zamora). Cabe reseñar que un 3% del territorio sería más que suficiente para suministrar toda la demanda eléctrica de España. Los promotores industriales involucrados en estos proyectos son Abengoa, ACS, Iberdrola, Sener, Samca y Acciona (Tabla 5).

El interés de las empresas españolas en las CET está más allá del ámbito geográfico peninsular, siendo el sur del Mediterráneo un emplazamiento idóneo para la penetración masiva de estas centrales. La cercanía geográfica, el prácticamente infinito recurso solar disponible y la proyectada conexión eléctrica entre ambos lados harán posible proyectos conjuntos (Figura 14). Un primer ejemplo lo constituye el proyecto lanzado en Argelia, donde la empresa española Abengoa ha conseguido en concurso internacional el contrato de suministro de la planta.

6 GMI UN PROGRAMA GLOBAL

Una de las barreras no tecnológicas que ha venido afectando constantemente a las CET y su desarrollo ha han sido el desconocimiento de éstas por parte de políticos, reguladores, contratistas y promotores. Un mayor conocimiento y difusión de las potencialidades de las CET impulsaría, sin duda, y aceleraría su implantación en el mercado. Con ese objetivo se ha creado un foro de colaboración entre países interesados denominado Global Market Initiative (GMI). GMI es un acuerdo de cooperación internacional establecido a partir de la cumbre de Medio Ambiente celebrada en Johannesburgo en Septiembre de 2002. El objetivo principal de esta acción coordinada era el facilitar y favorecer la construcción de 5.000 MW de CET en todo el mundo en los próximos 10 años [44]. Se estima que una vez alcanzado ese objetivo, el mercado mundial de CET será dinámico y auto-sostenido en el año 2020. Estudios como el realizado por Sargent and Lundy en el año 2003 dan crédito a este planteamiento [45]. Para ello se deben fijar unos objetivos regionales. La propuesta consiste en orquestar mediante acuerdo de los distintos países una serie de medidas de apoyo tales como tarifas premiadas, beneficios fiscales o apoyo públicos, de manera que se consiga una masa crítica de proyectos que dinamice el sector.

Para aprovechar las distintas características de los países, una de las peculiaridades de GMI es que define tres estrategias distintas, dependiendo de las regiones.

- Región 1: Contiene el Sur de Europa, Israel y el Sur de los EEUU, donde ya existe un tejido industrial propio, políticas de apoyo público y buenos niveles de radiación solar. En estos países se propone que existan esquemas de tarifas premiadas, como es el caso de España, para comenzar a movilizar el desarrollo de proyectos.
- Región 2: Se trata de países en vías de desarrollo que están o van a estar en un futuro próximo conectados a la región 1 mediante redes de alta tensión. Este es el caso de México y el Norte de Africa. La electricidad producida por estos países puede ser vendida en la región 1 y por ello estos países recibirían una compensación en forma de precio premiado. En esta región 2 es necesario proponer políticas que incentiven la formulación de esquemas de integración energética norte-sur. Asimismo deben recibir créditos preferenciales.
- Región 3: Para otros países en vías de desarrollo, que no estén interconectados con la región 1, como es el caso de Brasil, India, Irán, Jordania o Sudáfrica, la financiación preferente sería en forma de subsidios (subvenciones, créditos blandos, bonos de emisiones, tarifas verdes,...), soportadas por países de la región 1 y organismos como el Banco Mundial.

En la Figura 15 se recogen los principales proyectos con configuración sólo-solar que actualmente hay en el mundo. Como se puede observar, la mayoría, con la excepción de Sudáfrica, se corresponden con ejemplos de la región 1, donde la política de tarifas premiadas tiene un claro origen medioambiental y por tanto no se permiten hibridaciones. En la Figure 16 se recogen los proyectos híbridos solar-fósil, que en buena medida son amparados por el Banco Mundial o por iniciativas nacionales. En este caso la hibridación es una clara estrategia para iniciar el mercado.

El ejemplo más claro de estrategia en región 1 es el aplicado por España con una política de apoyo a los proyectos de CET y la garantía de suministro en el mercado eléctrico español. Italia y Portugal están analizando apoyos similares. En EEUU también se ha iniciado un proceso rápido de lanzamiento de proyectos. En el año 2002 el Congreso solicitó al DOE desarrollar una iniciativa para impulsar la construcción de 1.000 MW en el suroeste del país. SunLab y la industria trabajaron en dicho estudio. Dicho análisis concluyó que la construcción de esos 1.000 MW era factible en un plazo de 6-8 años, requiriéndose un programa de inversiones totales de 1.800 M\$, equivalente a 1,4\$/W instalado de cilindroparabólicos, 2\$/W de CRS y 2,6\$/W de disco/Stirling. Estados como el de California han adoptado recientemente objetivos que pueden impulsar definitivamente el sector. Un primer proyecto de demostración de 1 MW se ha inaugurado en Arizona y también se ha puesto ya en funcionamiento una planta de 64 MW en Eldorado Valley, cerca de Las Vegas. El proyecto ha sido desarrollado por la empresa Solargenix, cuya mayoría accionarial es del Grupo Español Acciona, siendo éste el propietario del 95% del proyecto. La planta de Eldorado surge como una iniciativa singular del Parlamento de Nevada, obligando a la compañía eléctrica local a introducir energía solar termoeléctrica en su portafolio. La valoración del potencial en el suroeste de EEUU establece un nicho 10-20 superior al de España.

El ejemplo más reseñable de región 2 es el impulsado por Argelia. Argelia ha establecido una nueva ley de tarifas premiadas a la electricidad de origen termosolar, en marzo de 2004 [46]. Es el primer país no perteneciente a la OCDE que toma esta iniciativa. La ley aprobada en Argelia permite la integración de la energía solar en sistemas de ciclo combinado o en plantas con ciclo Rankine alimentadas por gas natural. El objetivo es que la contribución de las energías renovables en el mix de energía primaria ascienda al 5% en el año 2010. Como consecuencia de esta ley, en junio de 2005 se ha publicado la primera convocatoria de ofertas, promovida por NEAL (Agencia de las Nuevas Energías de Argelia), para el suministro de una planta de 150 MW con esquema ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), alcanzando la parte solar una potencia de 30 MW. La planta ha sido ya construida por la empresa española Abengoa.

El objetivo de NEAL, en el que participa la empresa de hidrocarburos Sonatrach, es impulsar una serie de plantas que combinen los excelentes recursos solares de Argelia, con los recursos en gas natural, no solo para suministrar las necesidades de la nación, sino también para abrirse al mercado de la electricidad verde en Europa, mediante el cable a través del Mar Mediterráneo. El potencial técnico en Argelia de las CET es enorme, habiéndose estimado en más de 20.000 TWh/año para emplazamientos disponibles con irradiancia superior a 2000 kWh/m².año. Con este potencial Argelia podría suministrar cinco veces la demanda eléctrica de la Europa de los 25 en el año 2020.

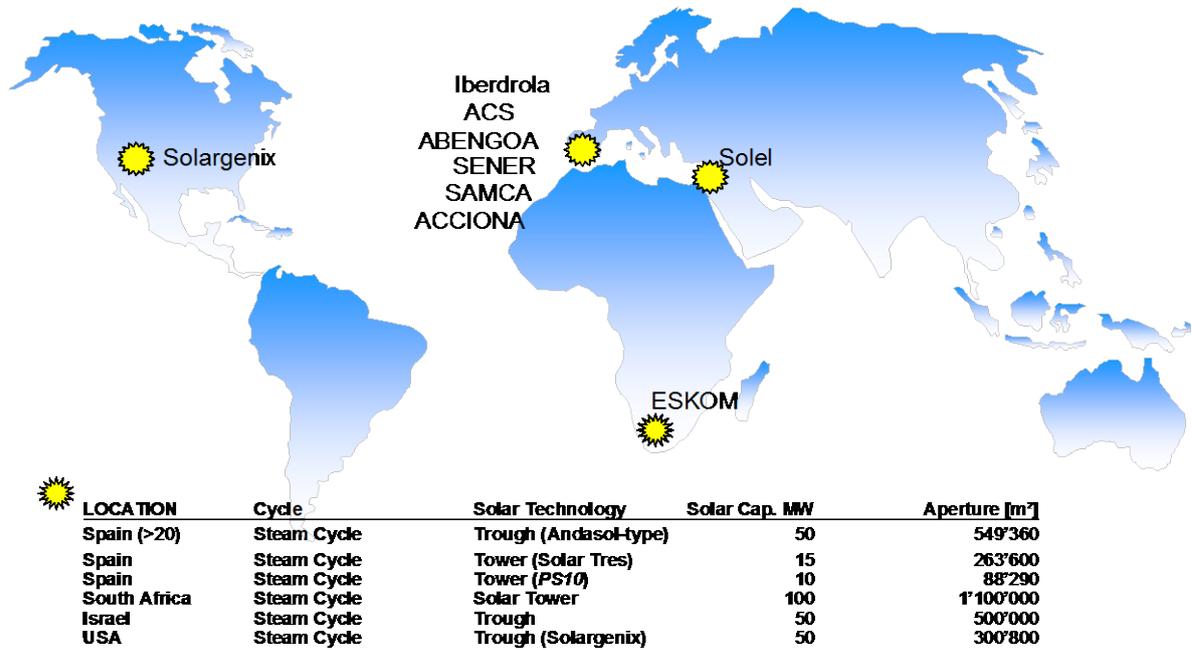


Figura 15. Proyectos de plantas solares termoeléctricas con esquema solo-solar

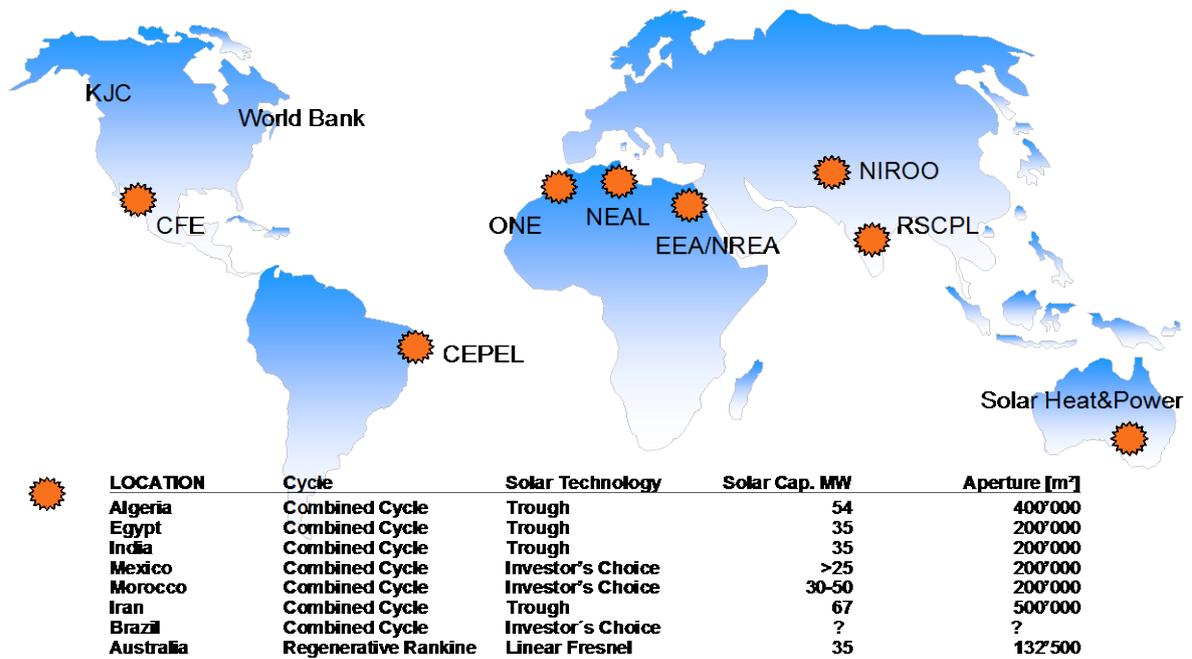


Figura 16. Proyectos de plantas solares termoeléctricas con esquema híbrido solar-fósil

7 EL PROGRAMA DE APOYO DEL BANCO MUNDIAL

Con el apoyo financiero del Global Environmental Facility (GEF), hay en la actualidad cuatro países promoviendo proyectos de plantas tipo ISCC, Egipto, India, México y Marruecos [47]. El GEF está reconocido como el principal mecanismo financiero de UNFCCC y ofrece ayudas para cubrir los costes incrementales por introducir tecnologías que mitiguen las emisiones en países en vías de desarrollo. En particular su Programa Operativo número 7 pretende impulsar en estos países el aprendizaje de nuevas tecnologías. Una de las tecnologías identificadas por GEF es la energía solar termoeléctrica. Los cuatro proyectos antes mencionados han sido apoyados como ejemplo. En cada uno de los proyectos la ayuda está limitada a 50 M\$, por lo que el campo solar se dimensionan para tamaños de 25 a 35 MW. Una breve descripción de los proyectos se recoge en la Tabla 6. Los proyectos de Egipto y Marruecos son ya una realidad, mientras que los proyectos de India y México se encuentran muy retrasados.

Tabla 6. Proyectos solares termoeléctricos financiados por el GEF

Location	Expected Technology	Size	Project Type	Cost (US\$)
Mathania, India	Natural gas-fired ISCC with Parabolic Trough solar field	140 MW. Solar component: 35 MW, Solar field: 219 000 m ²	Greenfield: EPC cum O&M (5 yrs)	Total 200 million: 49.75 m (GEF); 125 m loan (KfW); 26 m (Indian and Rajasthan government);
Ain Beni Mathar, Morocco	Natural gas-fired ISCC; Technology choice left to bidder	180 MW. Solar component: 26 MW	Merchant IPP: BOO/ BOOT	Total 200 million: 43.9 m (GEF); Balance from private IPP
Kuraymat, Egypt	Natural gas-fired CCGT; Technology choice left to bidder	127 MW. Solar component: 29 MW	Merchant IPP: BOO/ BOOT	Total 228 million: 41 m (GEF); balance from private IPP; risk guarantee –IRBD
Baja California Norte, Mexico	Natural gas-fired ISCC with Trough solar field	300 MW. Solar component: 29 MW	Merchant IPP: BOO	Total 178 million: 50 m (GEF); balance from private IPP

8 ENTORNO DE I+D

Los desarrollos tecnológicos deben incidir en la mejora de las eficiencias de los distintos componentes, la búsqueda de esquemas óptimos de integración con el ciclo termodinámico, la reducción de costes y el aumento de su fiabilidad y durabilidad. En el caso de los colectores cilindro-parabólicos existe una importante limitación tecnológica asociada a la máxima temperatura de trabajo que se sitúa en los 400°C. A esto se añaden las ineficiencias y costes asociados al uso de un aceite térmico como fluido de transferencia entre el receptor solar y el generador de vapor. Por este motivo los esfuerzos de desarrollo tecnológico se centran en la búsqueda de mejores medios de transferencia de calor que sustituyen al aceite. Un segundo problema es la inexistencia de soluciones eficientes y de bajo coste para el almacenamiento térmico de la energía, por lo que los factores de capacidad se ven seriamente limitados. A esto se añaden las mejoras necesarias en la durabilidad de los tubos absorbedores.

Para las centrales de torre el primer gran objetivo es demostrar en las primeras plantas comerciales los factores de capacidad y eficiencias predichas a partir de las experiencias en plantas piloto. Asimismo se deben verificar los objetivos de costes marcados por los componentes solares, y sobre todo para los helióstatos, al no existir hasta ahora experiencias de producción en serie. Para los receptores solares se han de demostrar además las eficiencias predichas en pequeños prototipos y la durabilidad del absorbedor. Las centrales de torre presentan todavía niveles relativamente bajos de automatización y de integración de los sistemas de control, lo que penaliza la operación de la planta, siendo éste otro aspecto que requiere mejoras tecnológicas.

Por último los sistemas disco-Stirling son, sin lugar a dudas, la tecnología con un mayor potencial a largo plazo, por sus altas eficiencias y su modularidad que los hacen extraordinariamente atractivos desde el punto de vista de la planificación de la inversión. La limitación en cuanto a su potencia unitaria (por debajo de 25 kW) es, no obstante, un obstáculo para muchas aplicaciones que pretenden producción eléctrica a gran escala. Las experiencias de operación se restringen a unas pocas unidades por lo que el riesgo tecnológico es alto. También es limitada la experiencia sobre fiabilidad a partir del número de horas acumuladas de ensayo. Se trata además de un sistema que precisa establecer un sistema de producción en masa para reducir costes de utillajes, sobre todo en los motores, por lo que los costes de la inversión para las primeras plantas son altos y la incertidumbre en su reducción también más elevada, resultando ineludible una estrategia industrial que contemple la exportación hacia un mercado amplio para garantizar su viabilidad.

El número de agentes científicos e industriales involucrados en el I+D de las CET es necesariamente reducido, si bien está aumentando de forma significativa en los últimos años. Desde el año 1977 existe un marco estable de colaboración internacional dentro de la Agencia Internacional de la Energía denominado SolarPACES (Solar Power and Chemical Energy Systems) que cubre proyectos de investigación y demostración en sistemas de concentración solar para producción de electricidad, calor industrial y procesos químicos [11]. SolarPACES recoge la participación activa de Centros Tecnológicos y Empresas de 14 países comprometidos con el desarrollo tecnológico y la implantación de las CET, entre los que España, Alemania, EEUU, Israel y Australia presentan un claro liderazgo. La Plataforma Solar de Almería, centro de ensayos en sistemas de concentración solar del CIEMAT, juega un papel determinante dentro de este marco de colaboración internacional.

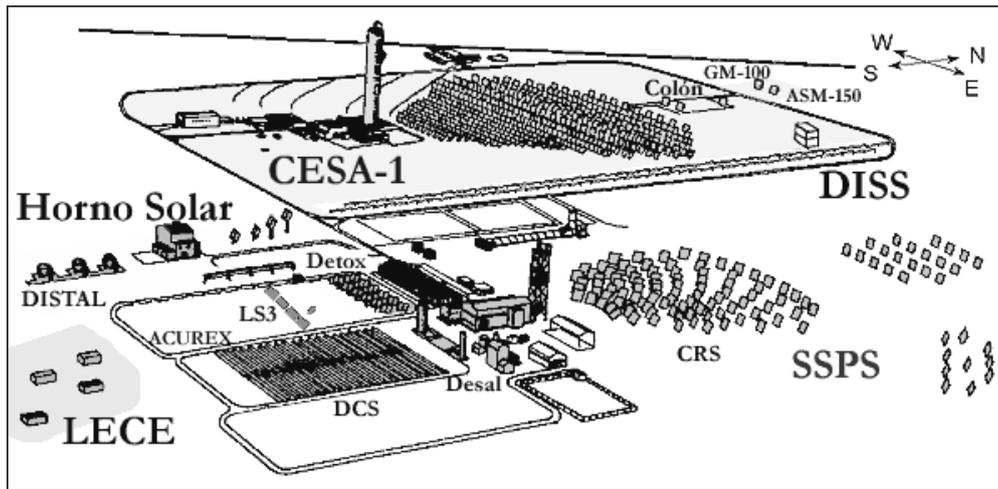


Figura 17 Representación artística de las principales instalaciones ubicadas en la Plataforma Solar de Almería, entre las que destacan las centrales de torre CESA-1 y CRS, los sistemas de colectores cilindroparábolicos DCS, LS3 y DISS y la instalación de sistemas disco-Stirling DISTAL. Éstas se completan con un horno solar, un banco de ensayos en procesos de detoxificación solar y química solar y la instalación LECE para el ensayo de componentes solares pasivos para edificación. Toda esta variedad de instalaciones convierten a la PSA en el centro de ensayos más versátil del mundo para estas tecnologías.

El proyecto SolarPACES tuvo su origen en el proyecto SSPS (Small Solar Power Systems) de la AIE que concentró en el año 1977 la colaboración de ocho países en la construcción de las plantas CRS (Central Receiver System) y DCS (Distributed Collector System) de 500 kW cada una. En la misma época se añadió a estas plantas el proyecto CESA-1 promovido por la Administración Española con una planta de torre de 1,2 MW. Las instalaciones de la PSA se han ido enriqueciendo con posterioridad en los años 80 y 90 con la incorporación de nuevos colectores cilindroparábolicos experimentales como LS3 y DISS, un horno solar y los discos-Stirling DISTAL. La colaboración internacional amparada por la AIE a través de SolarPACES y el apoyo de distintos proyectos de investigación y de movilidad científica desde la CE, la mayoría de ellos con la PSA como centro de acogida de los ensayos y experimentación, hacen que la revisión de los esfuerzos y desarrollos en tecnología termosolar de concentración pasen por las actividades de I+D realizadas en esta instalación científica de CIEMAT.

8.1 Actividades de I+D en tecnología de colectores cilindro-parabólicos

La tecnología de las plantas termosolares con captadores cilindro parabólicos (CCP) ha sido mejorada significativamente desde las primeras plantas, que se instalaron a principios de los años 80. Buena prueba de ello es la drástica reducción de costes que se ha ido alcanzando, gracias en gran medida a la valiosa aportación realizada por la empresa LUZ International, que fue la promotora de las ocho plantas SEGS que se encuentran actualmente en servicio en California (USA). A pesar de la clara reducción de costes, aún nos encontramos fuera del rango de competitividad con las plantas convencionales de ciclo combinado que consumen gas natural. Esto obliga a abaratar aún más el coste de la electricidad generada con las plantas termosolares con CCP.

Diversos estudios de viabilidad han sido realizados durante los últimos años. Se ha estudiado la viabilidad de extrapolar la experiencia Californiana de las plantas SEGS a España y Marruecos, [26] y [27], así como la viabilidad de plantas de CCP con generación

directa de vapor en el tubo absorbente, una de las mejoras tecnológicas más prometedoras para este tipo de CET. También se ha realizado el prediseño de una CET con CCP en Egipto.

Todos estos proyectos y estudios de viabilidad llegaron a la conclusión de que existe un gran mercado potencial para las plantas termosolares, y una reducción de los costes de la electricidad generada por estas plantas conduciría inmediatamente a la implementación comercial de este tipo de sistemas.

Tomando como base tanto los estudios previos realizados por LUZ antes de su desaparición en 1991, como otros estudios más recientes ([28],[29],[30]), el CIEMAT, en colaboración con el DLR alemán, promovió en 1996 un completo programa tecnológico destinado a desarrollar una nueva generación de plantas termosolares para producir electricidad mediante CCP con generación directa de vapor a alta presión en los tubos absorbentes. Este programa de I+D se centra en tres temas principales:

- Desarrollo e implementación de componentes mejorados para los colectores cilindro-parabólicos.
- Desarrollo de la tecnología de Generación Directa de Vapor en los colectores solares (Direct Steam Generation, DSG) para eliminar el aceite que se utiliza actualmente en las plantas SEGS como fluido caloportador entre el campo solar y el bloque de potencia. Esta eliminación incrementaría el rendimiento general de la planta, a la vez que se reducirían los costes de inversión necesarios.
- Optimización del diseño general de la planta y los procedimientos de Operación y Mantenimiento.

A este ambicioso programa de I+D se le dio el nombre de proyecto DISS (Direct Solar Steam). Según los estudios realizados, la implementación de todas las mejoras perseguidas en el proyecto DISS conduciría a un aumento del 20% en la producción eléctrica anual de este tipo de plantas termosolares y a una reducción del 15% en el coste de inversión inicial, provocando una reducción del 30% en el coste final de la electricidad generada [28]. El 65% de esta reducción en el coste de electricidad sería debido a la introducción del proceso DSG, mientras que el 35% restante es debido a los otros componentes. La Figura 21 muestra el desglose de estas reducciones de costes y mejoras tecnológicas.

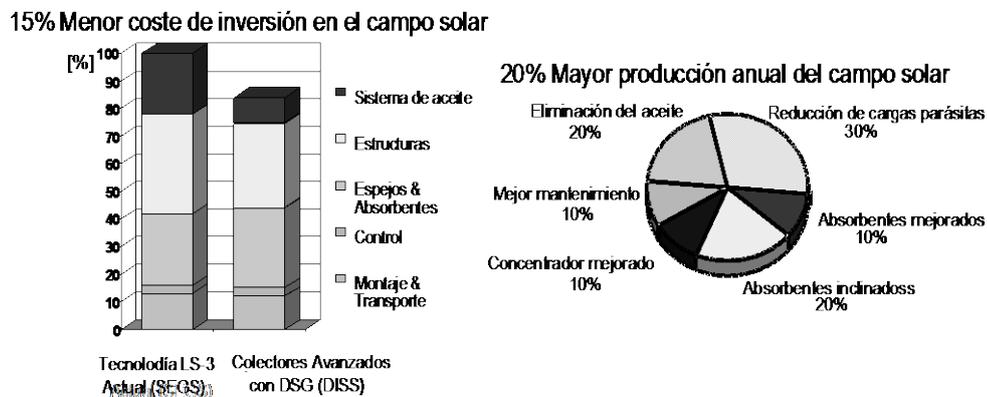


Figura 14. Beneficios esperados del proyecto DISS

Los resultados experimentales conseguidos hasta el momento en la PSA dentro de la segunda fase del proyecto DISS han puesto de manifiesto que la generación directa de vapor con CCP es viable y presenta un alto potencial para reemplazar a la tecnología HTF en el plazo de unos cinco años. El lazo de ensayos DSG instalado en la PSA fue operado durante más de 2.500 horas hasta junio de 2001, produciéndose directamente, en los tubos absorbentes de los CCP, vapor sobrecalentado a 390°C, tanto a 30 bar, como a 60 bar y 100 bar.

Tras los buenos resultados experimentales conseguidos en el proyecto DISS, el próximo paso será la realización de la ingeniería de detalle de una primera planta DSG pre-comercial que aglutine todo el know-how y la experiencia adquirida por los socios del proyecto DISS.

Paralelamente con la realización del diseño de una primera planta pre-comercial, también se intentarán desarrollar nuevos componentes (recubrimientos selectivos, juntas rotativas, etc.) que hagan posible la producción de vapor sobrecalentado a temperaturas próximas a los 500°C, superando así el límite actual de los 400°C. También parece interesante el estudio de posibles sistemas de almacenamiento térmico para plantas DSG, ya que la particularidad de este nuevo proceso requiere sistemas de almacenamiento diferentes a los actualmente disponibles comercialmente.

Hay que destacar el trabajo realizado por el CIEMAT en el desarrollo de nuevos recubrimientos selectivos, espejos de primera superficie y recubrimientos anti-reflexivos con aplicación en los CCP. Actualmente existen acuerdos con entidades externas para la comercialización de algunos de los nuevos productos logrados por el CIEMAT.

Dentro del campo de los colectores cilindro parabólicos, el CIEMAT está participando también en el proyecto EUROROUGH, dentro del cual se está desarrollando un nuevo diseño estructural para CCP. Este nuevo diseño será netamente Europeo y supondrá un avance importante en el desarrollo de las plantas termosolares con CCP.

8.2 Desarrollo tecnológico en sistemas de receptor central

Junto a los proyectos de plantas de demostración de plantas de receptor central mencionados en 2.2, se mantiene una línea de investigación continuada en el desarrollo tecnológico de componentes y sistemas con el fin de reducir costes y mejorar la eficiencia de los mismos. Los dos componentes de mayor relevancia en este tipo de plantas son los heliostatos y el receptor solar. El campo de heliostatos es un factor de enorme peso económico en el coste de la planta, llegando a representar hasta un 60% de la inversión en la parte solar, siendo el mecanismo de accionamiento y las facetas o superficie reflectante, con un 66 % del total, los elementos que más influyen en el coste. Un heliostato, de la actual generación, consta básicamente de una superficie reflectante, una estructura soporte, un mecanismo de accionamiento en acimut y en elevación, pedestal, cimentación y un sistema de control. El desarrollo de los heliostatos muestra una clara evolución desde los primeros, de pequeña superficie con una estructura pesada y rígida con segundas superficies acristaladas, a los más recientes de mayor tamaño, mucho más ligeros de peso y de más bajo coste con reflectores a base de espejos de alta reflectividad o polímeros plateados pegados sobre membranas tensionadas.

España ocupa un lugar de privilegio en la tecnología de heliostatos, habiendo participado CIEMAT activamente en la mayoría de los desarrollos nacionales. La tecnología de heliostatos de vidrio/metal se centra en unidades entre 70 m², como es el caso del heliostato COLON desarrollado por INABENSA [31], el heliostato Sanlúcar de 91 m²

desarrollado por la misma compañía y el GM-100 de 105 m² desarrollado por CIEMAT [32], todos ellos ensayados en la PSA. Los precios se mueven, según los escenarios de producción, entre las 110 y las 200 €/m². La disponibilidad de estos helióstatos ha resultado ser superior al 95% en la mayor parte de los casos y su calidad de imagen entre 2 y 2,5 mrad en rayo reflejado. La reflectividad promedio anual de un campo de helióstatos está entre el 85% y el 92%.

Un tipo de helióstato alternativo lo constituyen los denominados de membrana tensionada, donde la superficie reflectante está soportada sobre una fina membrana metálica rigidizada por tensión. El mayor hito logrado hasta el momento actual, es el helióstato de Steinmüller (ASM-150), también ensayado en la PSA, con 150 m² y una calidad de imagen de 2 mrad [33]. A pesar de estos resultados, el helióstato de membrana no ha conseguido mejorar, por el momento, las expectativas de costes de los más probados helióstatos de vidrio/metal con espejo convencional.

En el campo de los receptores solares, la realidad es mucho más compleja, estando muy ligados los desarrollos al tipo de planta y el ciclo termodinámico considerados. Básicamente se dividen en receptores tubulares y receptores volumétricos atendiendo a proceso de intercambio en la superficie absorbente, y en externos o de cavidad atendiendo a la configuración de su alojamiento [5]. Se han ensayado en el mundo una gran cantidad de configuraciones, buena parte de ellas en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería, con sodio líquido, sales fundidas, vapor saturado, vapor sobre-calentado, aire atmosférico y aire presurizado como fluidos refrigerantes. Los receptores de tubos, tanto en cavidad como externos, han venido siendo los más usados en el pasado. Se han utilizado receptores de cavidad en la planta Francesa de Thémis, y en las plantas CRS (Receptor Sulzer) y CESA-1 de la PSA. También se han probado receptores externos en las plantas Solar One, CRS (Receptor Agip/Franco Tosi) y Solar Two con sales fundidas. Las eficiencias de los receptores tubulares oscilan entre 80 y 93%, siendo los flujos máximos de radiación admitidos del orden de 700 kW.m⁻², con la excepción del sodio fundido que admite densidades de flujo superiores.

Los receptores volumétricos están específicamente concebidos para optimizar el intercambio de calor con aire como fluido térmico, siendo el absorbedor iluminado una matriz o medio poroso (malla metálica o monolito cerámico), a través del cual fluye el gas de refrigeración. Pueden estar abiertos al exterior o con una ventana delante. Se consigue trabajar entre 700°C y 850°C de temperatura de salida con este tipo de receptores para absorbedores metálicos y más de 1.000°C con absorbedores cerámicos. Los flujos máximos de radiación pueden sobrepasar los 1.000 kW.m⁻², si bien las eficiencias térmicas son inferiores a las de los tubulares (70-80%).

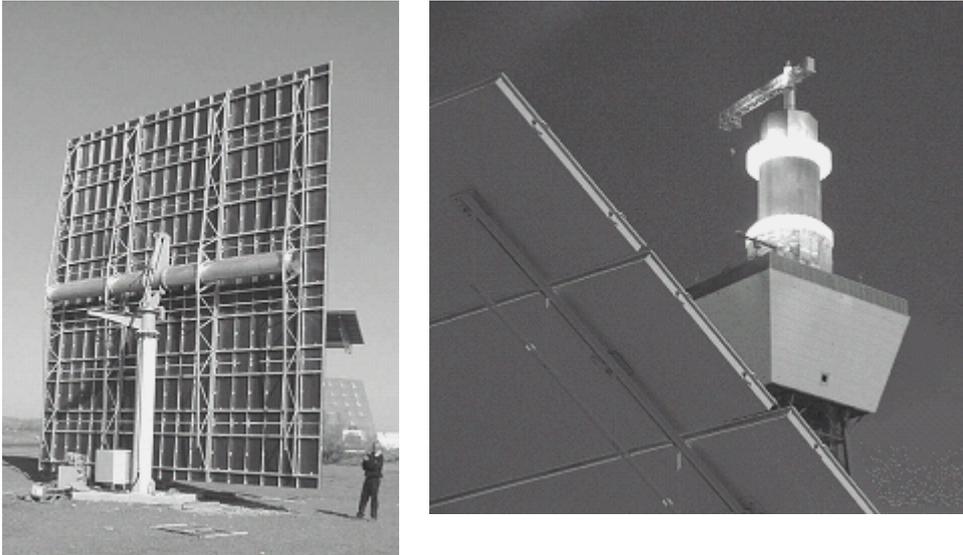


Figura 15. Izquierda: Vista trasera del heliostato Sanlúcar de 91 m² desarrollado conjuntamente por INABENSA y CIEMAT en el año 2000. Derecha: Receptor externo cilíndrico de tubos de la planta Solar Two con sales fundidas como fluido térmico.

Centrándonos en los últimos desarrollos con participación de CIEMAT, podemos destacar el receptor avanzado de sales RAS [34], el diseño de un receptor saturado de alta eficiencia para el proyecto COLON SOLAR [35] y el diseño y evaluación de nuevos prototipos de receptores volumétricos de aire caliente a presión atmosférica con absorbedor metálico como SIREC [36] y cerámico como HITREC [37]. CIEMAT está trabajando junto con la Agencia Aeroespacial Alemana desde el año 1999 en un receptor de aire presurizado llamado REFOS, que ha operado satisfactoriamente a una temperatura de 800°C y una presión de 15 bar [38]. El esfuerzo de diseño en el caso del receptor de cavidad de vapor saturado se centra en resolver los problemas hasta ahora asociados a la etapa de sobrecalentamiento en los receptores de vapor anteriores, consiguiéndose además altas eficiencias del orden del 94%. Hay importantes retos tecnológicos, no obstante, ligados a la controlabilidad del receptor y su integración híbrida con la caldera de recuperación. En el caso de los receptores volumétricos los esfuerzos actuales se centran en escalar la tecnología existente con absorbedor metálico desde los ya probados 2,5 MW a los 55 MW, en resolver los problemas asociados a la inestabilidades observadas en el flujo de aire, reducir las elevadas pérdidas térmicas por recirculación de aire y en el desarrollo de nuevos conceptos con absorbedor cerámico que permitan operar a temperaturas más altas.

9 CONCLUSIONES

Las tecnologías de CCP y de Receptor Central se encuentran ya suficientemente maduras para la realización de los primeros proyectos comerciales en tamaños de 10-50 MW. La penetración en el mercado eléctrico de las centrales solares termoelectricas está comenzando ya, tras varias décadas donde el único referente era la experiencia de las plantas SEGS en California a finales de los ochenta y comienzos de los noventa. Las CET pueden constituir una opción tecnológica seria para la producción masiva de electricidad renovables en el cinturón solar del planeta.

España está siendo el país pionero en el desarrollo de proyectos comerciales, con 50 plantas comerciales en operación. La existencia de un marco estable de primas premiadas a

la producción eléctrica ha sido un revulsivo claro para el sector. EEUU está iniciando también un claro proceso de impulso, con la construcción de una primera planta comercial en Nevada y varios proyectos en California y Arizona. Otro país que ha establecido ayudas y un marco tarifario propio para las CET es Argelia, donde una primera planta ya está en promoción, con participación española. Cabe reseñar también el fuerte impulso de nuevos mercados como Sudáfrica, Chile, los países MENA y China.

Es de esperar que la conjunción de todas estas iniciativas consiga generar la masa crítica para el definitivo despegue de la tecnología. Una actuación coordinada resulta esencial para evitar cometer el error de las plantas SEGS donde todo el esfuerzo se concentraba en una única zona geográfica y en un solo agente industrial. La diversificación en un buen número de promotores y tecnólogos, y en diversos países favorecerá la tasa de éxito.

El estado tecnológico actual permite asegurar que para tamaños en el entorno de 30-50 MW se pueden alcanzar en punto de diseño el 21-23% de rendimiento en la conversión solar-electricidad, con proyecciones de costes de producción a corto plazo de 0,08 €/kWh.

10 REFERENCIAS

- [1]. Romero M., Zarza E. (2007) "Concentrating Solar Thermal Power". In: Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy. F. Kreith and Y. Goswami (Eds.) Chapter 21. CRC Press Taylor&Francis Group, Boca Raton, Florida.
- [2]. Becker M., Meinecke W., Geyer M., Trieb F., Blanco M., Romero M., Ferriere A. (2002), "Solar Thermal Power Plants". Libro: "The future for Renewable Energy 2: Prospects and Directions". Eurec Agency. Pub. James&James Science Publishers Ltd., London, UK. pp. 115-137. ISBN: 1-902916-31-X
- [3]. Herring G. "Concentrating solar thermal power gains steam in Spain, as momentum builds for major projects in the US, North Africa, the Middle East, Asia and Australia". Photon International, December 2009, 46-52.
- [4]. Tyner C.E., Kolb G.J., Geyer M., Romero M. (2000), "Concentrating solar power in 2001- An IEA/SolarPACES Summary of Status and Future Prospects", Edited by IEA-SolarPACES. May be downloaded at www.solarpaces.org.
- [5]. Winter C.J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L. (Eds) (1991), "Solar Power Plants", Springer-Verlag, Berlin, ISBN 3-540-18897-5.
- [6]. Baonza F., Marcos M.J., Romero M., Izquierdo M. (2000), " Integración de pequeñas Plantas Solares de Torre en Sistemas de Cogeneración Aislados", Colección Documentos CIEMAT, CIEMAT, Madrid, noviembre 2000, ISBN: 84-7834-380-6.
- [7]. DeMeo E.A., Galdo J.F. (1997), "Renewable Energy Technology Characterizations", TR-109496 Topical Report, December 1997, U.S. DOE-Washington and EPRI, Palo Alto, California.
- [8]. Enermodal Engineering Ltd. (1999). "Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Final Report". Prepared by Enermodal Engineering Ltd. in association with Marbek Resource Consultants Ltd., by contract of World Bank/GEF, Washington D.C., May 5, 1999.
- [9]. Price H., Luepfert E., Kearney D., Zarza E., Cohen G., Gee R., Mahoney R. (2002), "Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology", Int. J. Solar Energy Eng., Vol. 124, pp. 109-125.
- [10]. Cohen G.E., Kearney D.W., Kolb G.J. (1999). "Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Power Plants," SAND99-1290, Sandia National Laboratories, Printed June 1999.
- [11]. Herring G. "Concentrating solar thermal power gains steam in Spain, as momentum builds for major projects in the US, North Africa, the Middle East, Asia and Australia". Photon International, December 2009, 46-52.
- [12]. IEA (2010) Energy Technology Perspectives 2010 – Scenarios and strategies to 2050. ISBN 978-92-64-08597-8
- [13]. Centrales à Tour: Conversion Thermodynamique de l'Energie Solaire (1982), Entropie No. 103, Vol. especial.
- [14]. Romero M., Buck R., Pacheco J.E. (2002), "An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies.", Int. J. Solar Energy Eng., Vol. 124, pp. 98-108.
- [15]. Radosevich L.G., Skinrood A.C.(1989), "The power production operation of Solar One, the 10 MWe solar thermal central receiver pilot plant", J. Solar Energy Engineering, 111, 144-151.
- [16]. Pacheco J.E., Gilbert R. (1999), "Overview of recent results of the Solar Two test and evaluations program". En Renewable and Advanced Energy Systems for the 21st Century RAES'99 April 11–15, 1999 — Maui, Hawaii, pp. RAES99-7731, Eds.R. Hogan, Y. Kim, S. Kleis, D. O'Neal and T. Tanaka; ASME, New York, 1999. ISBN: 0-7918-1963-9.

- [17]. Gould W.J., Zavoico A.B., Collier W.E., Grimaldi I. (2000), "Solar Tres 10 MWe Central Receiver Project". Energy 2000-The beginning of a new millenium. Ed. in chief: P. Catania.; Energex 2000: Proceedings of the 8th International Energy Forum, Las Vegas, NV, July 23-28, 2000. pp. 394-399. ISBN: 1-58716-016-1.
- [18]. Ruiz V., Silva M., Blanco M. (1999), "Las centrales energéticas termosolares", *Energía*, No. 6, Año XXV, 47-55
- [19]. Hoffschmidt B., V. Fernandez, R. Pitz-Paal, M. Romero, P. Stobbe, F. Tellez (2002). "The Development Strategy of the HitRec Volumetric Receiver Technology - Up-Scaling from 200kWth via 3MWth up to 10MWel -". 11th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies. September 4-6, 2002. Zurich, Switzerland. Pp. 117-126. ISBN: 3-9521409-3-7..
- [20]. Schmitz-Goeb M, Keintzel G. (1997), "The Phoebus solar power tower", In Proceedings of the 1997 ASME Int. Solar Energy Conf., 27-30 April, 1997, Washington D.C., Ed. D.E. Claridge and J.E. Pacheco, ASME, New York, pp. 47-53.
- [21]. Stine W., Diver R.B (1994), "A Compendium of Solar Dish/Stirling Technology", report SAND93-7026; Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico.
- [22]. Diver R., Andraka C., Rawlinson K., Thomas G., Goldberg V. (2001), "The Advanced Dish Development system project", Proceedings of Solar Forum 2001 Solar Energy: The Power to Choose April 21-25, 2001, Washington, DC, Ed. S. J. Kleis and C.E. Bingham, ASME, New York (CD-Rom).
- [23]. Mancini T., Heller P., Butler B., Osborn B., Schiel W., Goldberg V., Buck R., Diver R., Andraka C., Moreno J. (2003), "Dish-Stirling Systems: An Overview of Development and Status", *Int. J. Solar Energy Eng.*, Vol. 125, pp. 135-151.
- [24]. Stone K., Leingang E., Rodriguez G., Paisley J., Nguyen J., Mancini T., Nelving H. (2001), "Performance of the SES/Boeing Dish Stirling System", Proceedings of Solar Forum 2001 Solar Energy: The Power to Choose April 21-25, 2001, Washington, DC, Ed. S. J. Kleis and C.E. Bingham, ASME, New York (CD-Rom).
- [25]. Schiel W., Keck T., Kern J., Schweitzer A. (1994), "Long term testing of three 9 kW dish/Stirling systems", *Solar Engineering 1994*, ASME 1994 Solar Engineering Conference, pp. 541-550.
- [26]. Klaiss, H.;Staiss, F. (1992) "Solar Thermal Power Potential In The Mediterranean Area" Editorial Springer-Verlag
- [27]. ENDESA, FLAGSOL, "Prefeasibility study on the Electricity Production with Parabolic Troughs in the Mediterranean Area", performed in 1.994, with the financial support of the EU (DG-I).
- [28]. Ajona, J.I. "Benefits Potential of Electricity Production with Direct Steam Generation in Parabolic troughs". Libro Publicado por el CIEMAT en octubre de 1994, Doc. R2E35/BEN/01/94.
- [29]. Dagan, E.; Müller, M.; Lippke, F. "Direct Solar Steam Generation in Parabolic Trough Collectors". Libro editado por la Plataforma Solar de Almería, Almería 1992. Documento DISS R-03/92
- [30]. Müller, M; et all. "Direct Solar Steam in Parabolic Trough Collectors (DISS). Predesign of a flexible PSA-Based Test Facility". plataforma Solar de Almería. Project DISS Technical Report R-10/94. Almería, 1994
- [31]. Osuna R., F. Cerón, M. Romero y G. García (1999), "Desarrollo de un prototipo de heliostato para la planta Colón Solar". *Energía*. Año XXV No. 6 (1999) 71-79.
- [32]. Monterreal, R., Romero, M., García, G. and Barrera, G., "Development and testing of a 100 m² glass-metal heliostat with a new local control system". Libro: *Solar Engineering 1997*, pp. 251-259, Eds. D.E. Claridge and J.E. Pacheco, Editorial: ASME, New York, 1997. ISBN: 0-7918-1556-0.
- [33]. Weinrebe, G., Schmitz-Goeb, M. and Schiel, W., (1997), "On the performance of the ASM150 stressed membrane heliostat", 1997 ASME/JSME/JSES Int. Solar Energy Conference, April 27-30, Washington, DC (USA), *Solar Engineering: 1997*.
- [34]. Leon, J., Sanchez-Gonzalez, M., Romero, M., Sanchez-Jimenez, M. and Barrera, G., (1994), "Design and first test of an advanced salt receiver based on the internal film concept". Libro: 7th Int. Symp. on Solar Thermal Concentrating Technologies, Vol. 4, pp. 921-933, E. Shpilrain (Ed.). Editorial: Institute for High Temperatures of Russian Academy of Sciences (IVTAN), Moscow, Russia. ISBN: 5-201-09540-2.
- [35]. Peral V., Valverde A., Ballestrín, Alarcón D. (1999), "Receptor solar integrado con caldera de recuperación de gases de turbina". *Energía*. Año XXV No. 6 (1999) 88-95.
- [36]. Tellez F.M., Romero M., Marcos M.J. (2001), "Design of "SIREC-1" wire mesh open volumetric solar receiver prototype", En *Solar Engineering 2001*, Proceedings of the Int. Solar Energy Conference, ASME Solar Energy Division, April 21-25, 2001, Washington D.C., Ed. S.J. Kleis and C.E. Bingham, ASME, New York (CD-Rom).
- [37]. Hoffschmidt B., Pitz-Paal R, Böhmer M., Fend T., Rietbrock P. (1999), "200 kWth open volumetric air receiver (HiTRec) of DLR reached 1000°C average outlet temperature at PSA", *J. Phys. IV France*, 9, Pr3-551-556.
- [38]. Buck R., Braüning T., Denk T., Pfänder M., Schwarzbözl P., Tellez F. (2001), "Solar-Hybrid Gas Turbine-Based Power Tower Systems (REFOS)", En *Solar Engineering 2001*, Proceedings of the Int. Solar Energy Conference, ASME Solar Energy Division, April 21-25, 2001, Washington D.C., Ed. S.J. Kleis and C.E. Bingham, ASME, New York (CD-Rom).
- [39]. Quaschnig, V.: Technical and economical system comparison of photovoltaic and concentrating solar thermal power systems depending on annual global irradiation. In: *Solar Energy*, Vol. 77 (2004), pp.171-178.

- [40]. Aringhoff R., Brakmann G., Geyer M., Teske S. (2005) Solar thermal power –Now!. Published by Greenpeace. September 2005. Available at www.solarpaces.org
- [41]. Morse F. (2006) Outlook for Large Scale Concentrating Solar Power. Proceedings World Renewable Energy Congress 2006. Florencia (Italia), 19-25 Agosto 2006.
- [42]. Romero M., Zarza E. (2003). “Desarrollo tecnológico e implantación de las centrales eléctricas termosolares en España”. *Energía*. 168, 60-66.
- [43]. Mancini T., Geyer M. (2006). “Spain pioneers Grid-Connected Solar-Tower Thermal Power”. IEA OPEN Energy Technology Bulletin No. 36. September 2006. Agencia Internacional de la Energía. www.iea.org.
- [44]. Aringhoff R., Geyer M., Morse F. (2004) The Concentrating Solar Power Global Market Initiative. Published by SolarPACES, ESTIA and SEIA. www.solarpaces.org
- [45]. Sargent & Lundy Consulting Group, 2003. Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts, prepared for Department of Energy and National Renewable Energy Laboratory, Chicago, IL, May
- [46]. Hasni T. (2006) Renewable Energy Development Strategy in Algeria. Keynote Speech. 13th International Symposium on Solar Concentrating Technologies and Applications. Seville, Spain, 19-23 June 2006 . Disponible en www.solarpaces2006.com
- [47]. Philibert C. (2004). International Technology Collaboration and Climate Change Mitigation. Case Study 1: Concentrating Solar Power Technologies. IEA/International Energy Agency. Ref. COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2004)8. <http://www.oecd.org/env/cc/>
- [48]. Technology Roadmap-Solar Thermal Electricity (2014) International Energy Agency. Disponible en <http://www.iea.org>
- [49]. REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report. (<http://www.ren21.net>). ISBN 978-3-9815934-2-6