

Módulo: Energía Solar Termoeléctrica

Introducción a la Energía Solar Termoeléctrica

Dr. Manuel Romero Alvarez
CIEMAT
Avda. Complutense, 22
28040 MADRID
e-mail: manuel.romero@ciemat.es

TABLA DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN.....	3
1.1	<i>Distribución espacial de la radiación directa.....</i>	4
1.2	<i>Calidad termodinámica de la radiación solar</i>	7
1.3	<i>Concentración y conversión térmica de la radiación solar</i>	9
1.4	<i>Concentradores ópticos.....</i>	10
2	EXPERIENCIAS EN CENTRALES ELÉCTRICAS TERMOSOLARES	17
2.1	<i>Concentradores cilindro-parabólicos</i>	18
2.2	<i>Sistemas de receptor central con campo de helióstatos</i>	21
2.3	<i>Los sistemas disco-Stirling.....</i>	24
3	COSTES Y BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA.....	26
4	LA CARRERA POR LOS PRIMEROS MERCADOS	33
5	ESPAÑA, UN MERCADO PIONERO	33
6	GMI UN PROGRAMA GLOBAL	36
7	EL PROGRAMA DE APOYO DEL BANCO MUNDIAL.....	36
8	ENTORNO DE I+D.....	36
8.1	<i>Actividades de I+D en tecnología de colectores cilindro-parabólicos.....</i>	36
8.2	<i>Desarrollo tecnológico en sistemas de receptor central.....</i>	36
9	CONCLUSIONES.....	36
10	REFERENCIAS.....	36

1 INTRODUCCIÓN

Las Centrales Solares Termoelectricas (CET) son sin duda una de las tecnologías energéticas renovables que pueden hacer un aporte considerable de electricidad no contaminante en el medio plazo [1]. La tecnología solar termoelectrica 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. Tras la etapa compuesta por los equipos propiamente solares, concentrador óptico y receptor solar, este esquema tiene muchas similitudes con las tecnologías termoelectricas convencionales basadas en la conversión mecánica del calor, y ulteriormente la generación eléctrica, en un alternador a partir de un movimiento mecánico rotativo [2]. El diagrama de bloques así descrito se muestra en la Figura 1, en la que además se han insertado un lazo de almacenamiento y un apoyo fósil discrecional, que eventualmente pueden servir para desacoplar la irradiancia y la potencia producida, en el caso de que el perfil de demanda discrepe del aporte solar. El sistema así descrito puede proporcionar una impresión de sencillez tecnológica que sin embargo, no resultaría fidedigna a la vista de la complejidad que entraña la necesidad de concentración solar.

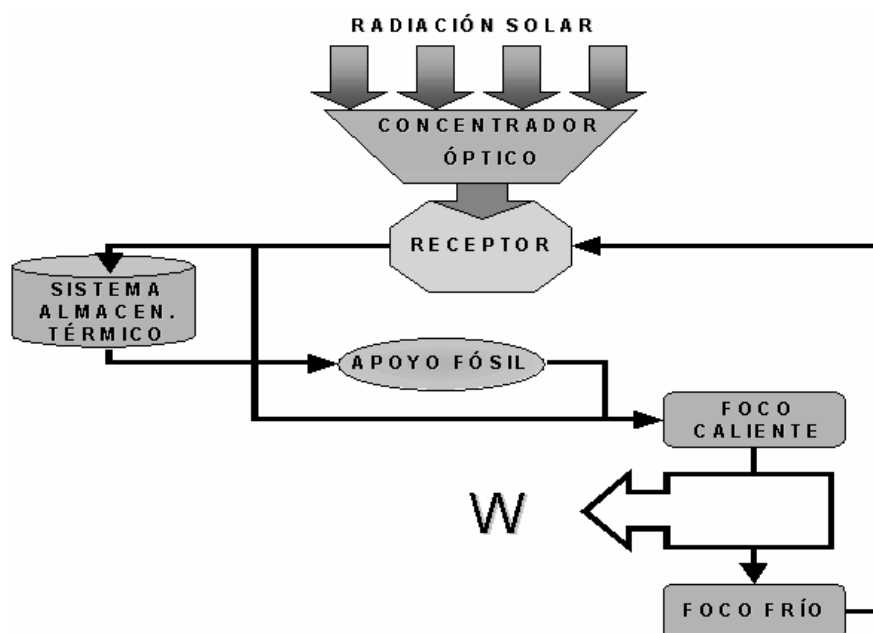


Figura 1. Esquema general de los procesos en centrales solares termoelectricas.

1.1 Distribución espacial de la radiación directa

Para la selección de un emplazamiento de una planta CET es importante valorar la disponibilidad de radiación directa normal, ya que los dispositivos de concentración sólo pueden hacer uso de la fracción directa de la radiación solar. La interacción con la atmósfera da lugar a una importante reducción de la irradiancia procedente directamente de la superficie del Sol, que consigue alcanzar valores máximos a mediodía solar de 1.000 W/m^2 tan solo unos pocos días al año Figura 2.

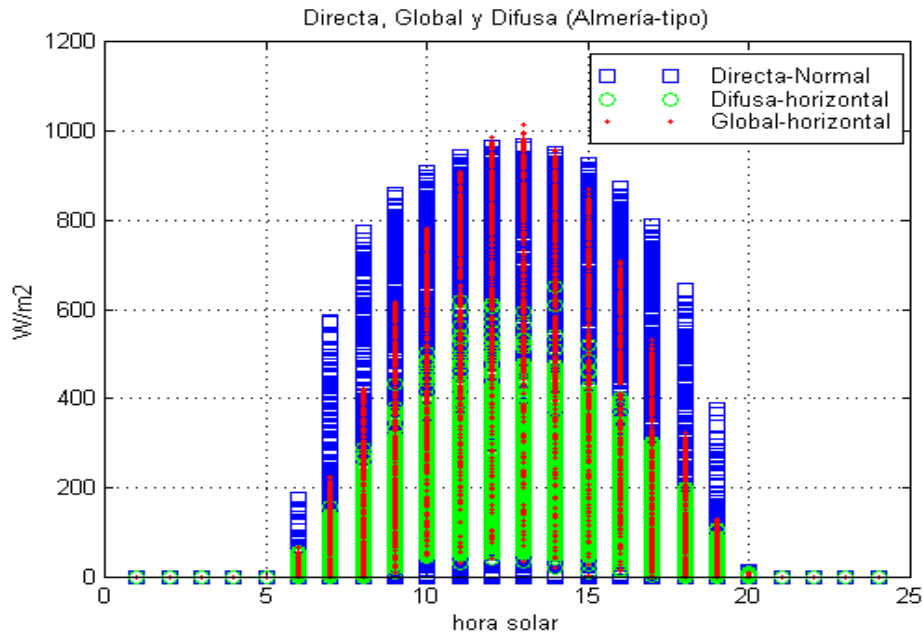


Figura 2. Distribución estadística anual de los valores de radiación directa normal (oscuro) y difusa horizontal (claro) para Almería.

Aunque la componente global de la radiación solar es alta en los Trópicos, el nivel observado de la radiación solar directa no permite su aprovechamiento a través de centrales eléctricas solar térmicas. De este modo, puede decirse de una forma general, que las mejores áreas de aprovechamiento de la radiación solar directa se encuentran localizadas en zonas áridas o semiáridas de nuestro planeta. Los costes de generación de la electricidad solar térmica son actualmente mayores que los producidos en centrales convencionales. Sin embargo, suele considerarse que se puede generar electricidad solar térmica con unos costes aceptables en áreas geográficas con niveles de radiación global por encima de los $1700 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$ (lo que equivaldría a unos $612 \text{ kJ/cm}^2/\text{año}$).

Estas áreas geográficas se encuentran situadas principalmente en [3]:

- los desiertos del Norte y Sur de Africa,
- la Península Arábiga y Oriente Próximo,
- diferentes áreas de la India,
- la parte central y noroeste de Australia,
- las altas planicies de los países andinos,
- el nordeste de Brasil,
- el Norte de México, y
- el sudoeste de los Estados Unidos.

Dentro del continente europeo, las áreas más prometedoras se encuentran localizadas en el Sur de España y las islas Mediterráneas.

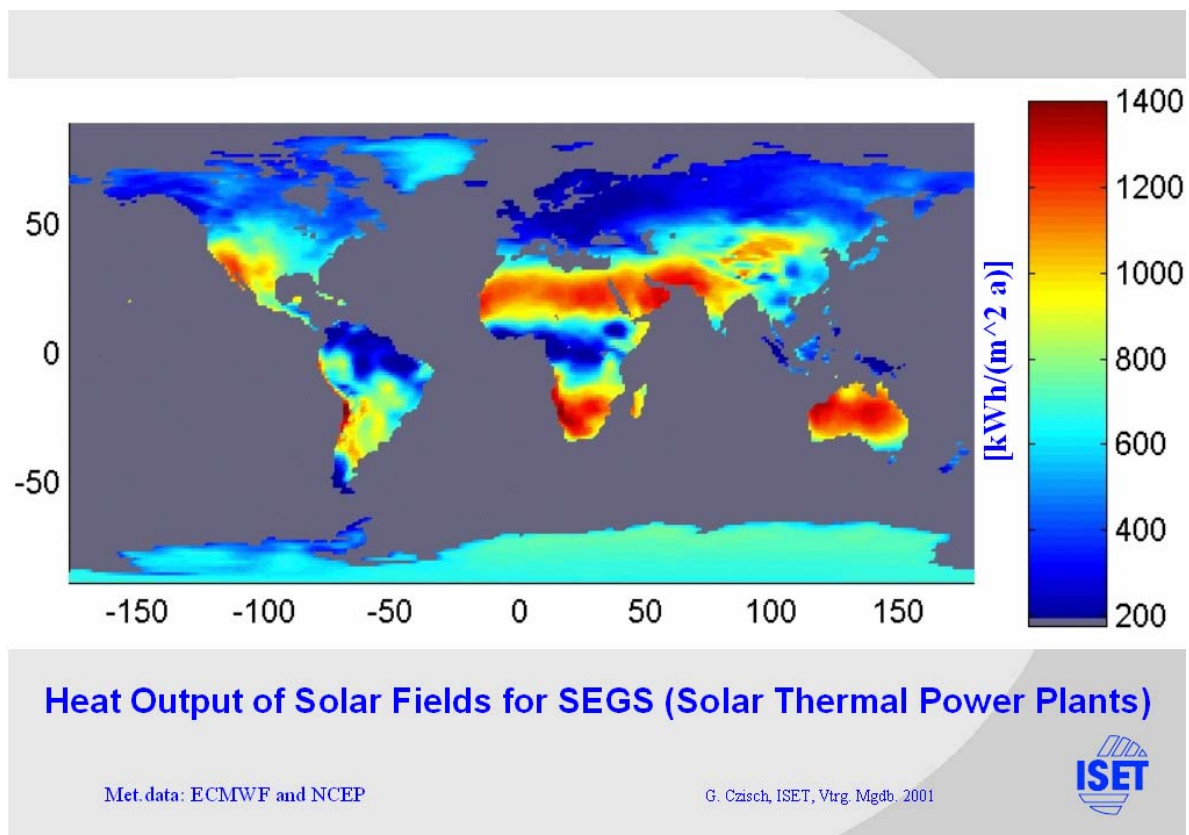


Figura 3. Zonas de interés para la implantación de CET.

Tal y como se recoge en la Figura 3 una central típica basada en el esquema SEGs puede suministrar energía térmica a turbina, en aquellas partes del planeta con mejor radiación solar directa, con valores por encima de 1000 kWh por m² de colector y año.

Como puede observarse, los recursos existentes, para el aprovechamiento de la componente térmica de la radiación solar para la producción de electricidad, son ciertamente elevados y ampliamente extendidos por el Mundo. Asumiendo como hipótesis de trabajo que se utilizase solamente el 1% de las áreas áridas o semiáridas existentes en el Mundo, el potencial existente de generación eléctrica con energía solar térmica sería suficiente para abastecer la demanda anual de electricidad en el Mundo. La Tabla 1 resume los cálculos que apoyan este razonamiento.

Tabla 1. Producción eléctrica con centrales solar térmicas y abastecimiento de la demanda en el año 2000 .

1. Radiación solar global sobre la superficie terrestre	(TWh/año)	$240 * 10^6$
2. Áreas desérticas (7% de la superficie terrestre)	(TWh/año)	$16 * 10^6$
3. Fracción útil de la radiación solar global (70%)	(TWh/año)	$11,2 * 10^6$
4. Eficiencia energética de la electricidad solar (15%)	(TWh/año)	$1,68 * 10^6$
5. Porcentaje del área que cumpliría los requisitos de infraestructura (1% de las áreas desérticas)	(TWh/año)	$16,8 * 10^3$
6. Demanda eléctrica en el Mundo en el año 2000	(TWh/año)	$15 * 10^3$

Fuente: Pilkington, 1996.

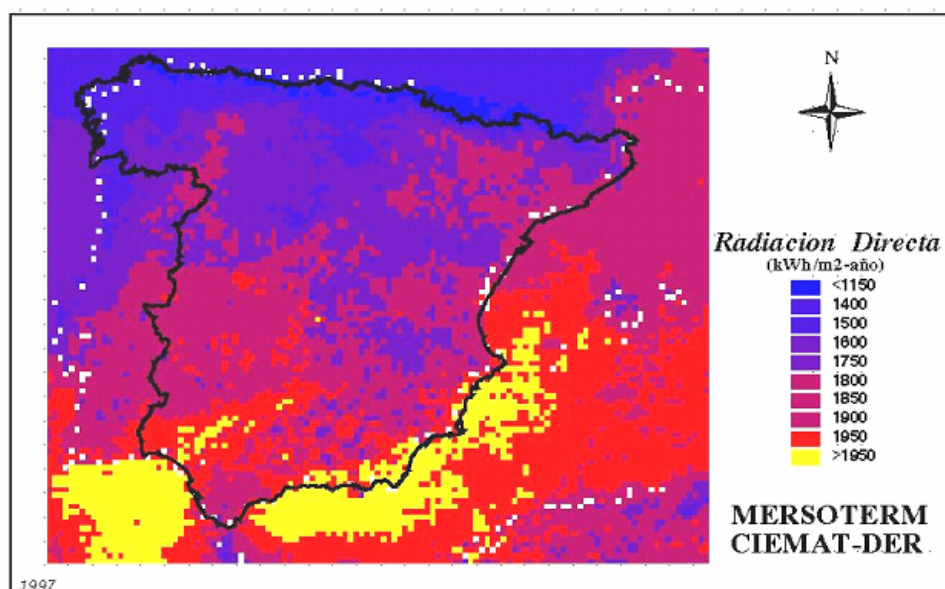


Figura 4. Distribución espacial de la radiación solar directa anual sobre la Península Ibérica a partir del tratamiento de datos del satélite Meteosat.

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 [4].

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 1700 kWh/m².año. En la Figura 4 se aprecia como 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.

1.2 Calidad termodinámica de la radiación solar

La radiación solar posee una elevada calidad termodinámica al ser el resultado de procesos que tienen lugar en la superficie del Sol a una temperatura equivalente de cuerpo negro visto desde la Tierra de 5.777 K. En las aplicaciones solares que utilizan la potencia incidente de la irradiancia solar para su conversión a trabajo útil, como es el caso de las CET, resulta fundamental la medida de la calidad de esa energía incidente, expresada en términos de exergía, magnitud que como es sabido se utiliza para designar la parte de la energía que puede convertirse en trabajo mecánico en un proceso perfectamente reversible. Si se designa como G_s la radiación solar incidente y como W^* el trabajo máximo que puede obtenerse (es decir, en condiciones de reversibilidad perfecta), se puede definir un rendimiento exergético, η^* tal como se refleja en la Ecuación 1:

$$\eta^* = \frac{W^*}{G_s} = \frac{\int_0^\infty W_\lambda^* d\lambda}{\int_0^\infty G_\lambda d\lambda} = 1 - \frac{T_a}{T_s} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$\eta^* = 1 - \frac{4T_a}{3T_s} (1 - 0,28 \log f) \quad \text{Ecuación 2}$$

Planck propuso, tras un análisis teórico que involucraba cilindros y pistones radiadores perfectos, el factor de Carnot asociado a las temperaturas de cuerpo negro (T_s) y ambiente (T_a), como límite exergético de la energía radiante. Particularizando pues la ecuación propuesta por Planck a una temperatura ambiente de 300 K y al Sol como radiador, a unos 5.777 K, adquiere un valor de 0,948. Otras ecuaciones han sido propuestas para tener en cuenta la distribución espectral de la radiación solar y, de esta forma, han evaluado el potencial exergético asociado a cada diferencial de longitud de onda, resultando de mayor calidad las ondas más cortas [5]. Teniendo además en cuenta el hecho de que el receptor también emite radiación, adquiere un valor en las condiciones propuestas, 300 K y 5.777 K, de 0,93. Adicionalmente, se puede tener en cuenta el factor de dilución de la radiación solar¹ tal y como llega a un receptor solar (Ecuación 2).

Esta nueva aproximación puede bajar el rendimiento exergético hasta valores de 0,55 para factores de dilución f muy reducidos, tales como 10^{-10} . El valor de “ f ” viene determinado por la geometría del sistema Sol-Tierra y el tamaño del Sol, tal y como se muestra en el apartado siguiente, existiendo una clara relación entre el factor de dilución y

¹ El factor de dilución solar “ f ” expresa la relación de mezcla entre la radiación solar que procede directamente de la superficie del Sol y la de albedo. Dado que la temperatura T_s es mucho mayor que la del ambiente, la mezcla puede contemplarse como la dilución de radiación “caliente” procedente del Sol, con radiación “fría” del ambiente, de calidades termodinámicas muy diferentes.

la concentración óptica de la radiación solar incidente. Esta relación se recoge en la Ecuación 3, siendo n el índice de refracción del material y el ángulo θ es el formado por los dos rayos más divergentes del haz de irradiancia incidente. La potencia emisiva del Sol es $E_s=63,2 \text{ MW.m}^{-2}$ que se corresponde con un valor de $f=1$, mientras que el valor de la constante solar extraterrestre $G_s=1.367\pm 0,1 \text{ W.m}^{-2}$ se obtiene para un $f=2,165\cdot 10^{-5}$.

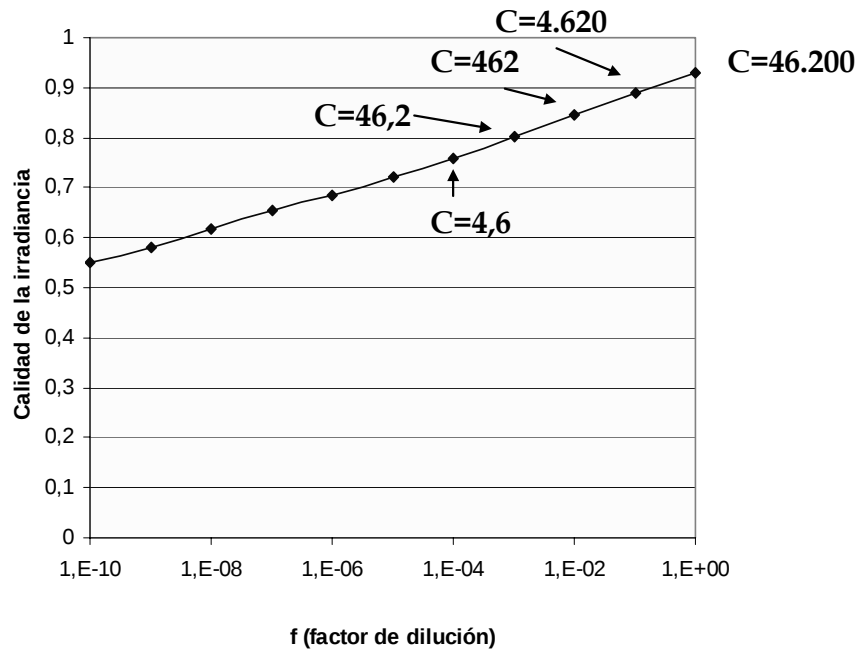


Figura 5. Variación en la calidad termodinámica de la irradiancia con el factor de dilución. El valor máximo de 0,93 se alcanza para un $f=1$ que se correspondería con una concentración óptica de 46.200

$$f = \frac{C}{46.200} \frac{1}{n^2 \sin^2 \theta} \quad \text{Ecuación 3}$$

1.3 Concentración y conversión térmica de la radiación solar

Si bien la radiación solar es una fuente térmica de elevada temperatura y elevada exergía en origen, la utilización de la misma en las condiciones del flujo que llega a la superficie terrestre destruye prácticamente todo su potencial de convertirse en trabajo, por la drástica reducción de la temperatura disponible en el fluido. Por esta razón, se hace uso en las CET, de sistemas de concentración óptica, que permiten lograr mayores densidades de flujo y con ello temperaturas más elevadas. Supongamos un modelo simplificado de un sistema termosolar de concentración (Figura 1), formado por un concentrador óptico ideal, un receptor solar que se comporte como un cuerpo negro solamente presentando pérdidas por emisión (un receptor de cavidad o un receptor volumétrico se aproximarían teóricamente a esta condición) y una máquina o motor térmico con un rendimiento ideal de Carnot [6]. El rendimiento del sistema vendrá marcado por el balance de pérdidas radiativas y convectivas en el receptor solar, tal y como se expresa en la Ecuación 4,

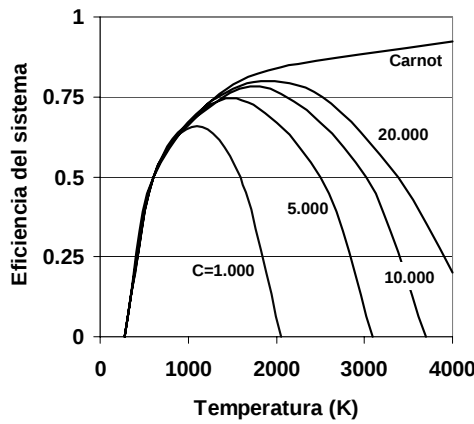


Figura 6. Variación de la eficiencia de un sistema termosolar ideal (concentrador óptico, receptor y máquina térmica) con la temperatura a distintos niveles de concentración.

siendo α , τ y ε , la absorbancia, transmitancia y emitancia del absorbedor, C el factor de concentración y G la irradiancia. El primer término expresa las ganancias en el receptor, al que se añade el segundo término con las ganancias procedentes de la cubierta a una temperatura T_C , el tercer término expresa las pérdidas por radiación a una temperatura T y el último término las pérdidas por convección entre el absorbedor y el ambiente (T_A), que en nuestro caso ideal se despreciarían. La temperatura del receptor y su rendimiento térmico en estas circunstancias estarían ligados por la relación que se representa en la Ecuación 5.

$$\eta_T = (\alpha\tau) + (\alpha\varepsilon) \frac{\sigma T_C^4}{C \cdot G_{S,Directa}} - (\varepsilon\bar{\rho}) \frac{\sigma T^4}{C \cdot G_{S,Directa}} - U \frac{(T - T_A)}{C \cdot G_{S,Directa}} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$T = \left(CG_{S,Directa} \frac{(\alpha\tau) - \eta_T}{(\varepsilon\bar{\rho})\sigma} + \frac{(\alpha\varepsilon)}{(\varepsilon\bar{\rho})} T_C^4 \right)^{\frac{1}{4}} \quad \text{Ecuación 5}$$

Como resultado de convolucionar la Ecuación 5 del receptor solar con la típica expresión del rendimiento ideal de Carnot encontraremos que la eficiencia del sistema dependerá de la temperatura del receptor y de la relación de concentración, tal y como se muestra en la Figura 6. Para cada concentración existirá una temperatura óptima y a su vez la temperatura óptima aumentará con la concentración. Existe por tanto una clara conexión entre la concentración alcanzada y la eficiencia teórica del sistema.

La concentración de factor C tiene el inconveniente de rechazar incidentalmente la radiación solar difusa que no tiene una dirección preferente, y además requiere costosos equipos ópticos y mecánicos, por lo que se plantean unos límites prácticos a los máximos

teóricos alcanzables. A esto hay que añadir la propia limitación de que el Sol no es una fuente luminosa puntual y que en base al ángulo sólido que subtiende de 32' se establece por la Ecuación 3 un valor de $C=46.200$. Es decir, que una imagen ideal formada a una distancia de 500 metros (distancia frecuente para centrales tipo torre) tendría un diámetro de 4,7 metros solamente por el propio tamaño del Sol.

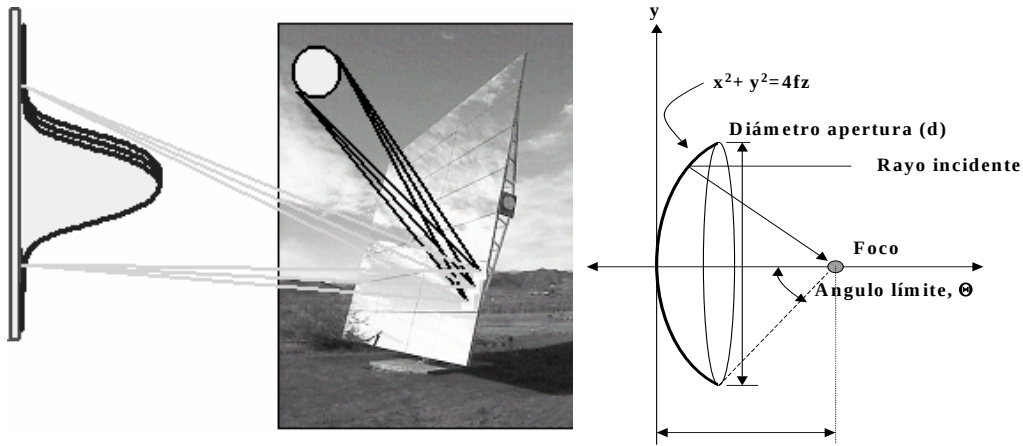


Figura 7. Configuración de un concentrador parabólico ideal (derecha) y efecto en la imagen reflejada del tamaño del Sol para una superficie reflectante no ideal (izquierda).

En el diseño de un concentrador solar se ha de prestar atención no sólo al tamaño del Sol, sino también a su forma o Sunshape. La dispersión y la absorción en la fotosfera solar modifican la distribución uniforme de la irradiancia esperada en un radiador de cuerpo negro, por lo que la distribución uniforme se reemplaza frecuentemente por una distribución de "periferia oscurecida", más realista. A esto hay que añadir otros efectos propios de los errores de curvatura y de ondulación de la superficie reflectante, o de aberración en la imagen por interceptación del rayo reflejado, así como los errores propios del mecanismo de seguimiento solar. Resulta sencillo aproximar los efectos de errores aleatorios en el concentrador añadiendo simplemente las desviaciones estándar en cuadratura, es decir, $\sigma^2 = \sum \sigma_i^2$, para obtener la función de distribución resultante. La consecuencia de la convolución de todos estos errores hace que del concentrador parabólico ideal con foco puntual pasemos a un concentrador con una imagen de perfil Gaussiano (Figura 7).

1.4 Concentradores ópticos

Los concentradores ópticos de la radiación solar siguen los principios básicos de la ley de Snell según la cual el rayo de luz sigue el recorrido que precisa el mínimo tiempo. Las plantas CET por los requisitos de tamaño del concentrador y por razones de inversión económica utilizan generalmente concentradores de tipo reflexivo. La representación de la reflexión de un rayo según la ley de Snell se representa en la Figura 8, dando lugar a una imagen tal y como se representa en la Figura 9 que viene determinada por el cono que subtiende el tamaño del Sol.

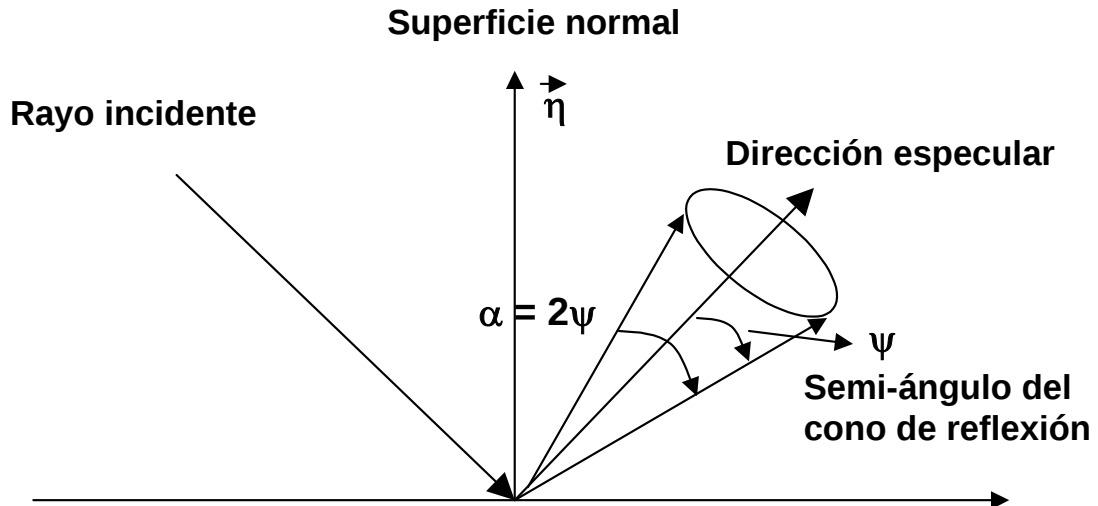


Figura 8. Geometría de la reflexión según la ley de Snell

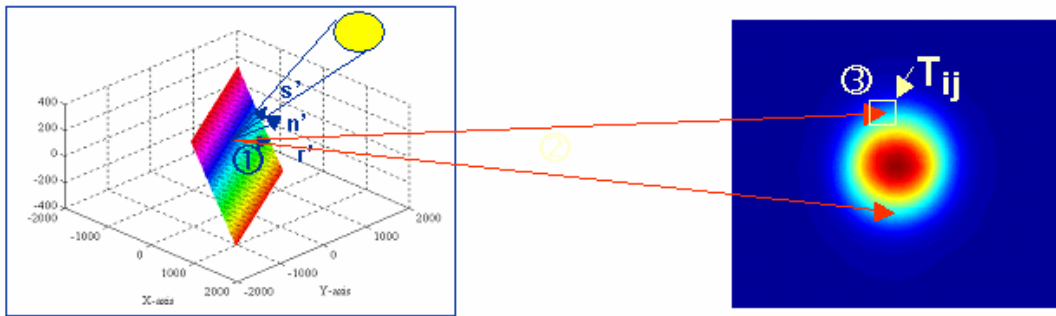


Figura 9. Geometría Sol, reflector y receptor según la ley de la reflexión.

La imagen que obtenemos sobre la apertura del receptor será una imagen degradada del Sol. Su descripción, surge de la convolución de la distribución real de brillo con la función de error del concentrador, dando lugar a un perfil típicamente Gaussiano. Los errores reales en la construcción de un concentrador solar se pueden distribuir entre errores tanto microscópicos como macroscópicos propios del material especular que vienen de la rugosidad de la superficie reflectante de partida (especularidad) y de la ondulación permanente del material producida durante su producción (waviness), y los errores macroscópicos motivados por el deficiente curvado que generan un error de curvatura frente a la curva de referencia.

Categorías de errores:

* Estructural (curvatura)	Fabricación	➡	Slope error (β)
* Ondulación (waviness)	Material		
* Textura (especificidad)	Material	➡	Error reflexión (ψ)

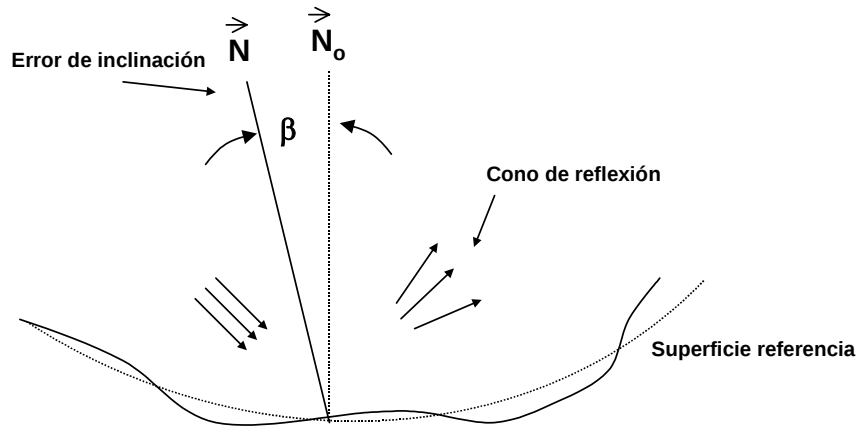


Figura 10. Error en la normal producido por la rugosidad y el curvado inadecuado de la superficie.

En los tres casos estos errores producen un giro en la normal, generando un error en la dirección del rayo reflejado. No obstante conviene discriminar los errores de especificidad y ondulación (waviness), con los errores macroscópicos también llamados de curvatura. Los primeros pueden ser medidos en el laboratorio tomando muestras del material reflectante, ya que dependen de la granulosis, textura y ondulación intrínseca del material, mientras que los segundos son errores propios del concentrador y su proceso de fabricación.

El parámetro que mejor define la calidad de un concentrador reflexivo es su error de pendiente (slope error). Se llama error de pendiente (β) al ángulo formado por la normal a la superficie de referencia (N_0) y la normal a la superficie real (N). Para especificar la distribución de β en una superficie se utiliza el error cuadrático medio o rms (root mean square).

$$RMS = \langle \beta^2 \rangle^{1/2} = \left[\frac{\int \beta^2 dA}{\int dA} \right]^{1/2} \quad (\text{Ecuación 6})$$

El rms es un valor determinista de los errores de la superficie, pero puede expresarse con un valor probabilístico como es la desviación estándar. Para ello, y por comodidad se expresa dicho σ en una línea que intersecta y es ortogonal a la normal del heliostato. Suponiendo que este plano de referencia se encuentra a una distancia unidad, la

probabilidad de que N intersekte un elemento de superficie $dr.ds$ es $F(r,s).dr.ds$ donde $F(r,s)$ es una función de densidad de probabilidad que está normalizada a la unidad cuando se integra sobre el plano $r-s$.

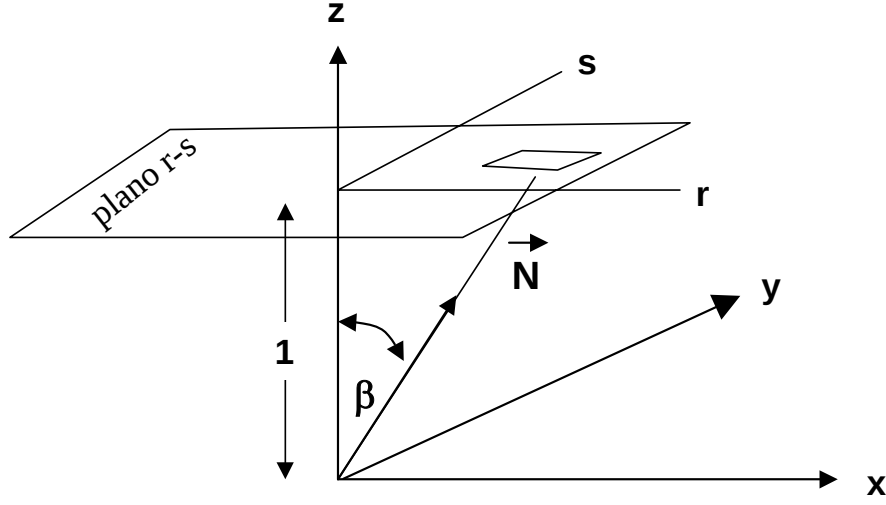


Figura 11. Traslación del error de la normal a un plano

En nuestro caso se puede aproximar sin problema F a una distribución circular normal, ya que al ser convolucionado con otros errores de especularidad, seguimiento solar (tracking) y sunshape o disco solar, se produce un efecto de amortiguación por el Teorema del Límite Central. Asimismo al ser el error de pendiente la suma de una serie de errores de superficie aleatorios, su distribución tenderá a ser circular normal.

Si denominamos según las coordenadas definidas en la Figura 11:

$$\rho = \tan \beta = (r^2 + s^2) \quad (\text{Ecuación 7})$$

y para valores de ρ parecidos a β , caso este que sucede en los concentradores de gran tamaño, podemos expresar F en la forma:

$$F(\rho) = \frac{1}{2\pi\sigma^2} \exp\left[-\frac{\rho^2}{2\sigma^2}\right] \quad (\text{Ecuación 8})$$

Utilizando la expresión anterior para obtener el rms de ρ , podemos relacionar σ con β y con el rms mediante la expresión:

$$RMS = \langle \rho^2 \rangle^{1/2} = \sigma\sqrt{2} = \langle \beta^2 \rangle^{1/2} \quad (\text{Ecuación 9})$$

Podemos, en resumen, expresar la calidad de imagen de un concentrador reflexivo mediante tres parámetros relacionados con su error de pendiente, el rms de β , la dispersión σ de la normal o la dispersión σ del haz reflejado.

$$\sigma_C^2 = \sigma_{Sunshape}^2 + \sigma_{esp+wav}^2 + \sigma_{curvatura}^2 + \sigma_{tracking}^2 \quad (\text{Ecuación 10})$$

Los errores de waviness y especularidad se pueden medir en el rayo reflejado mediante un reflectómetro. Los otros han de ser medidos en el propio concentrador. El error del sunshape es aproximadamente de 2,19 mrad.

Los concentradores ideales reflexivos ideales han sido descubiertos recientemente y se denominan CPC por Compound Parabolic Concentrator. El primer ejemplo de un CPC fue diseñado de forma independiente y a la vez, en el año 1966, en varios países: en EEUU Hinterberger y Winston, en Alemania Polke y en la URSS Baranov y Melnikov. Consta esencialmente de reflectores parabólicos que redirigen la radiación desde la apertura hasta el absorbente, como si de un embudo se tratase. Las mitades derecha e izquierda pertenecen a diferentes parábolas como su propio nombre indica. El eje derecho de la parábola forma un ángulo θ_a con el plano medio del colector y el eje izquierdo forma un ángulo $-\theta_a$ con dicho plano, y sus focos son A y B respectivamente. En los puntos C y D la inclinación es paralela al plano medio del colector (Figura 12)

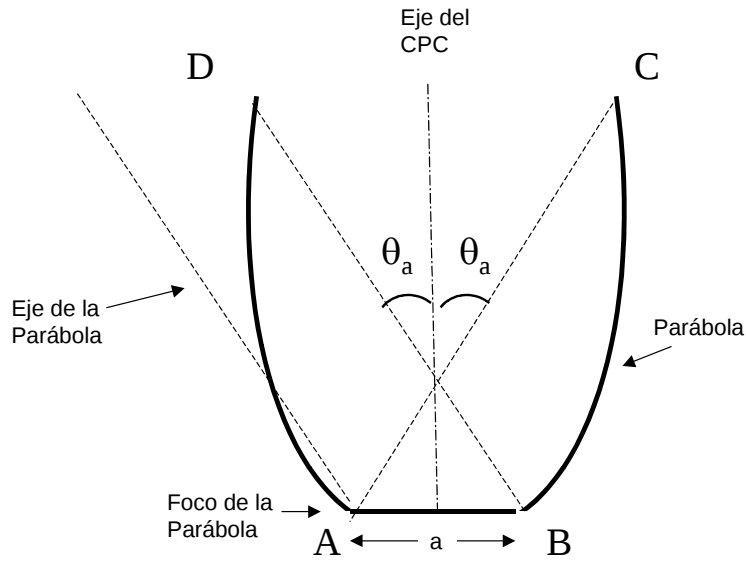


Figura 12. Esquema óptico de un concentrador CPC

Este diseño tiene la siguiente aceptación angular característica: Todos los rayos que inciden sobre la apertura con un ángulo de aceptación que sea $|\theta| > \theta_a$ serán reflejados entre las dos superficies y serán expulsados al exterior. Esta propiedad implica que la concentración (asumiendo reflectividad = 1) es igual al límite termodinámico. Las ventajas que estos diseños ofrecen se pueden resumir en las siguientes:

- La concentración es independiente de la forma del absorbente, depende del perímetro y ángulo de aceptación de éste.
- La restricción de los ángulos de salida del receptor. Este extremo es importante porque algunos receptores tienen poca absorbancia a ángulos de incidencia altos.
- Permite la orientación asimétrica de la fuente y la apertura (para diseños de colectores que presentan variaciones estacionales).
- Los CPC pueden ser usados para reconcentradores o concentradores secundarios con altos rendimientos.

El objetivo en su diseño es maximizar la concentración de la radiación, en dos dimensiones. El diseño viene determinado únicamente por los rayos extremos y estos por el tamaño de la fuente. En tres dimensiones el diseño se complica, pero una solución de compromiso puede ser aceptar como buenos los límites impuestos para el de dos dimensiones. Por sus características los CPC son concentradores terminales que suelen ubicarse en la apertura del receptor. Existen otras variantes del concentrador CPC, como son los concentradores tipo trompeta y los concentradores cónicos.

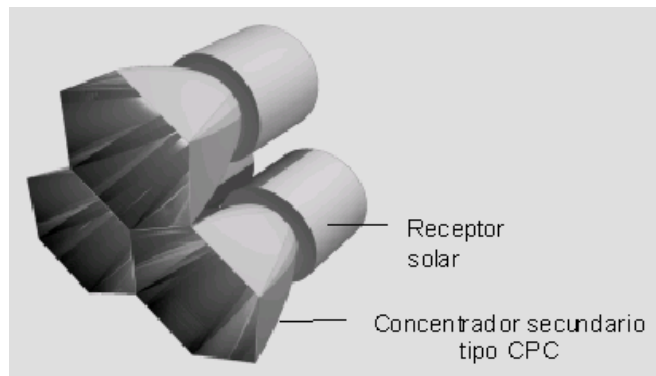


Figura 13. Ejemplo con un cluster de 3 CPC usados como reconcentradores de un receptor solar.

En lo que respecta a los concentradores primarios, la superficie más adecuada para concentrar la radiación directa procedente del Sol es la parábola. Se trata sin lugar a dudas del concentrador más simple. Todos los rayos para-axiales que incidan sobre la superficie serán reflejados hacia el foco. Se trata de un dispositivo de concentración con formación de imagen, por lo que las relaciones de concentración que se pueden obtener son inferiores a las de los concentradores ideales tipo CPC. El esquema óptico de un concentrador parabólico se encuentra recogido en la Figura 7.

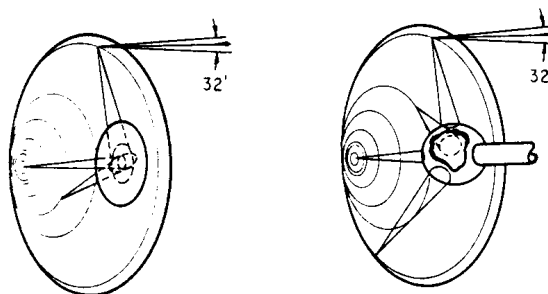


Figura 14. Trazado de rayos en un concentrador primario parabólico con receptor plano y esférico.

Si el objetivo del absorbente es interceptar todos los rayos, éste debe de ser de un tamaño lo suficientemente grande para que nos permita recoger todos los rayos provenientes del Sol con un cono de 32', tal y como se recoge en la Figura 14. Para un dimensionado adecuado de la geometría del paraboloide y del absorbedor, hay que tener en cuenta la relación entre la distancia focal, f , el diámetro de apertura del concentrador (d) y el ángulo límite (Θ).

$$f/d = \frac{1}{4 \tan(\Theta * 2)} \quad (\text{Ecuación 11})$$

La Ec. 11 recoge dicha relación demostrando que para 45 ° corresponde una relación focal de 0,6. En aquellos casos donde se usan receptores de cavidad, los ángulos límite son inferiores a 50 °, por lo que normalmente el receptor está situado lejos y la curvatura del concentrador es pequeña.

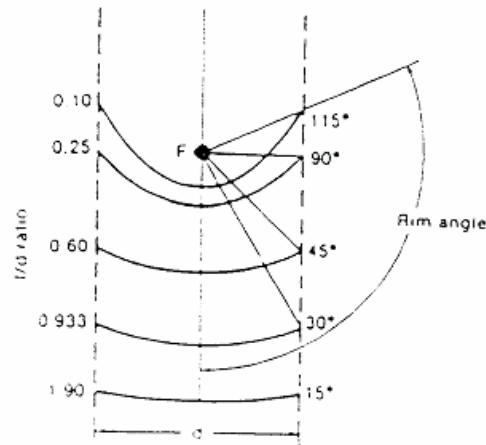


Figura 15. Opciones para la selección de la relación f/d en relación al ángulo límite.

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 [5]:

- 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.

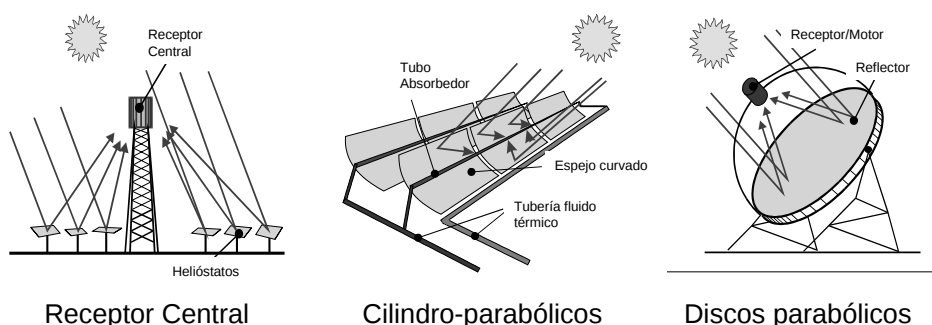


Figura 16. Configuraciones más habituales de los sistemas de concentración solar por reflexión utilizados en Centrales Eléctricas Termosolares.

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 2. 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 comercialmente	Demostración	Prototipos-
Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	demostración
Almacenamiento	Limitado	Sí	Alto
disponible	Sí	Sí	Baterías
Diseños híbridos			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.

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 17 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 17. 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 Stirlings), 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 3 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.

Tabla 3. Plantas de Colectores Cilindro Parabólicos en el mundo

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 18, 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).

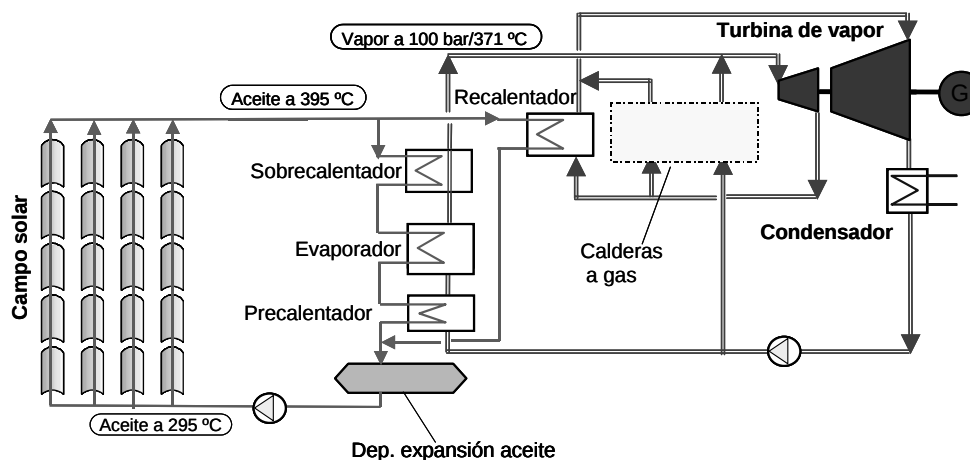


Figura 18. Esquema simplificado de una planta SEGS típica

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 19 muestra una vista aérea de las plantas SEGS.



Figura 19. 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 18. 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 €/kWhe, 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 1.000 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 4. 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

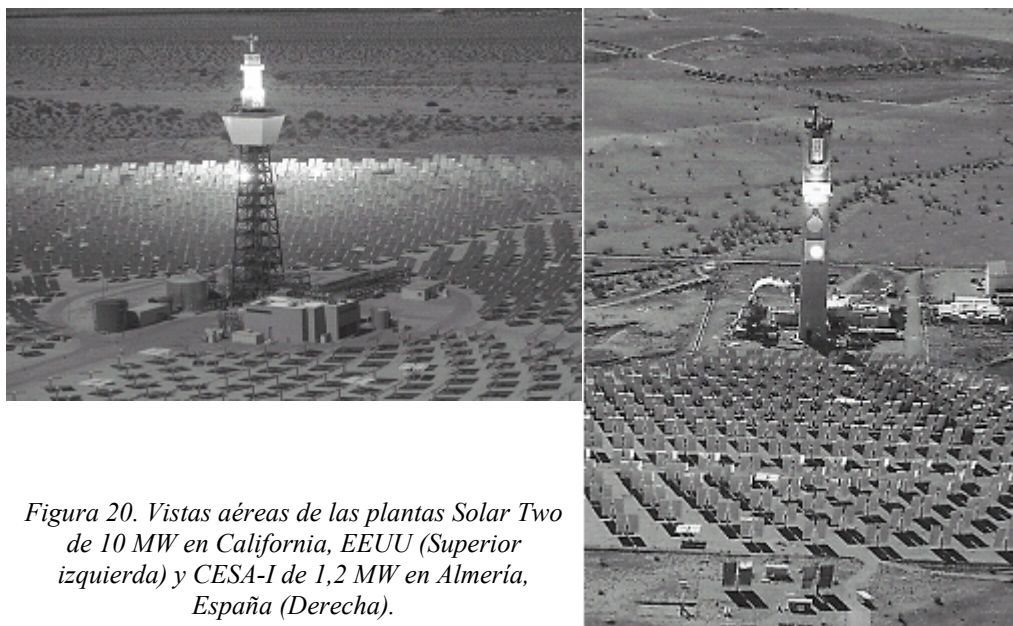


Figura 20. Vistas aéreas de las plantas Solar Two de 10 MW en California, EEUU (Superior izquierda) y CESA-I de 1,2 MW en Almería, España (Derecha).

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 4 se recoge un listado de dichas plantas. Tal y como se observa se caracterizan 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 [5], 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 [5] o la central de 10 MW Solar One [15]. Como se resume en la Tabla 2, 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 en EEUU 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 21 -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 va a ser plenamente validado en España en el proyecto SOLAR TRES con una planta de 15 MW, también sólo solar, y con un sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas de 16 horas equivalentes, que está siendo promovido por la empresa SENER en colaboración con la empresa norteamericana BOEING [17].

Frente a esta estrategia norteamericana, se vienen desarrollando en Europa 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.

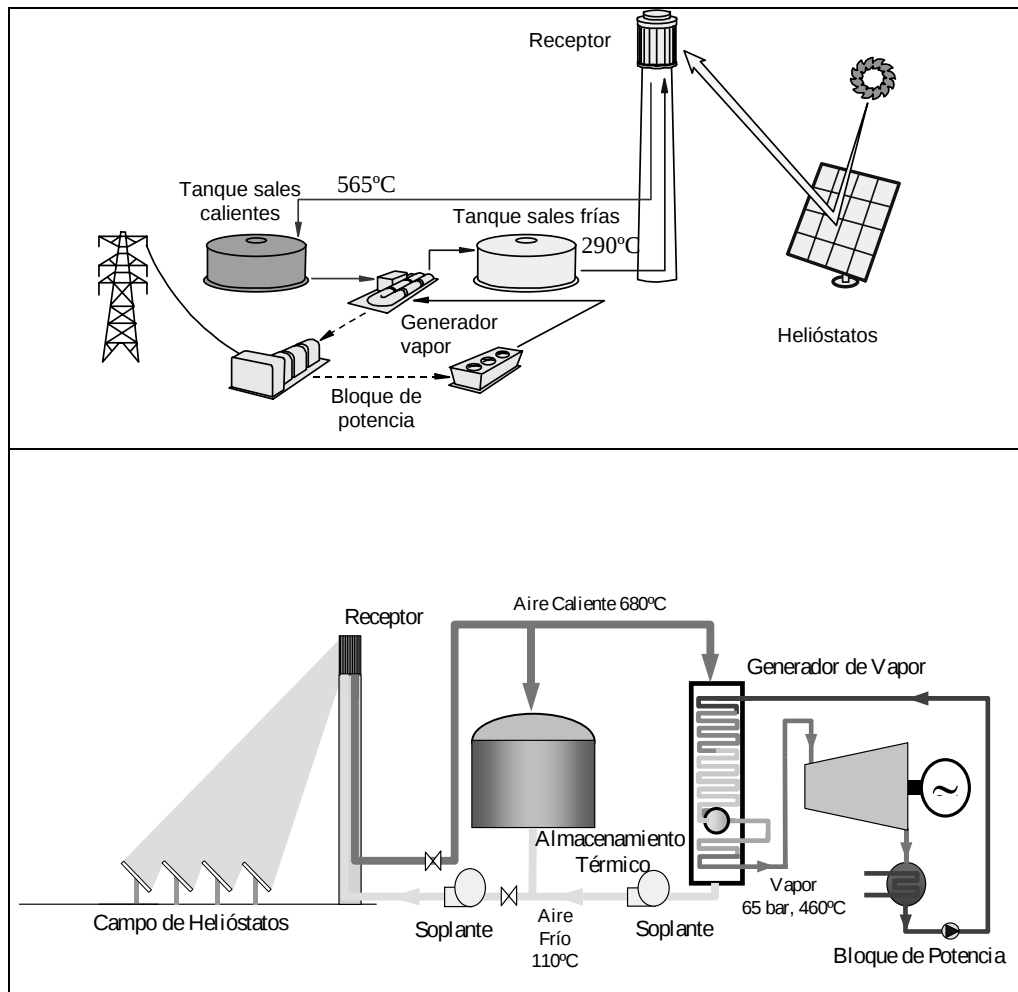


Figura 21. (Arriba) Esquema de central de torre con sales fundidas utilizado en los proyectos Solar Two y Solar Tres. (Abajo) Esquema del proyecto SOLAIR10 basado en el uso de aire como fluido térmico y un receptor volumétrico abierto a la atmósfera.

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 21-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.

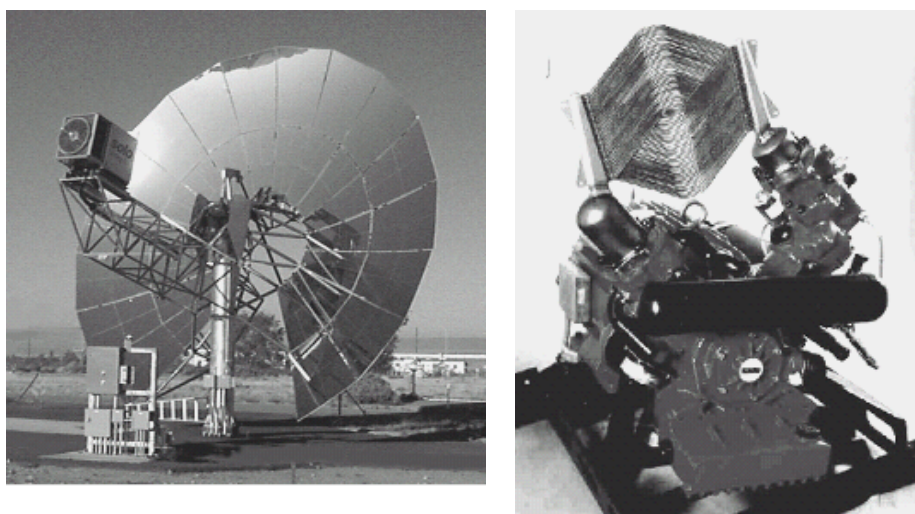


Figura 22. Configuración típica de un sistema disco-Stirling (Izquierda). En concreto se presenta el disco de WGAssociates de 10-kW para aplicaciones remotas con posibilidad de hibridación con gas natural [22]. En el foco se sitúa el receptor conteniendo un absorbedor de tubos y un motor Stirling con 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, Bergermann und Partner (SBP), y la empresa SOLO Kleinmotoren en lo que respecta al suministro del motor Stirling solarizado Figura 23. 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 23. 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 24. La capacidad que tiene la energía solar termoelectrónica 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.

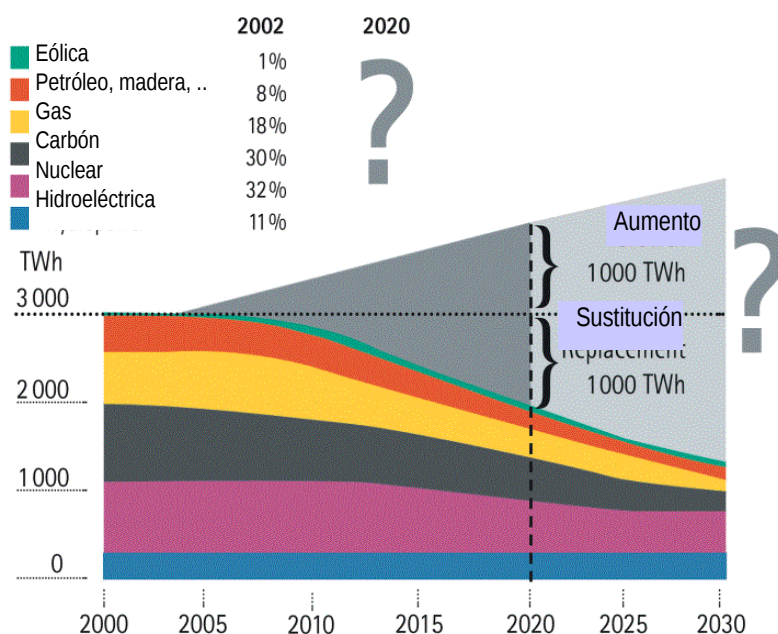


Figura 24. Evolución de la generación eléctrica en la UE-25 entre el 2000 y 2030. Fuente VGB.

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 deben contar con unas tarifas premiadas de venta de la electricidad y subvenciones a la inversión que permitan alcanzar los objetivos marcados por la propia Comisión Europea y el Programa Altener de 0,08 €/kWh en el año 2010. 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 0,04 €/kWh. Las medidas de introducción están recogidas en España dentro del Plan de Energías Renovables, donde se fija un objetivo

alcanzable de 500 MW instalados antes del año 2010. El decidido apoyo que el R.D. 436/2004 establece para las centrales solares termoelectrificadas está sirviendo para generar una gran ebullición de proyectos en nuestro país. En la actualidad más de 1.500 MW de plantas se encuentran en fase de promoción. La primera planta comercial, PS10 de 10 MW, se inaugurará en septiembre de 2006 en Sevilla. La prima establecida a la producción establece 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 CO_2 por cada MWe instalado, o lo que es lo mismo, cada GWh producido con CET evita la emisión de 700 a 1000 t de CO_2 , 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.

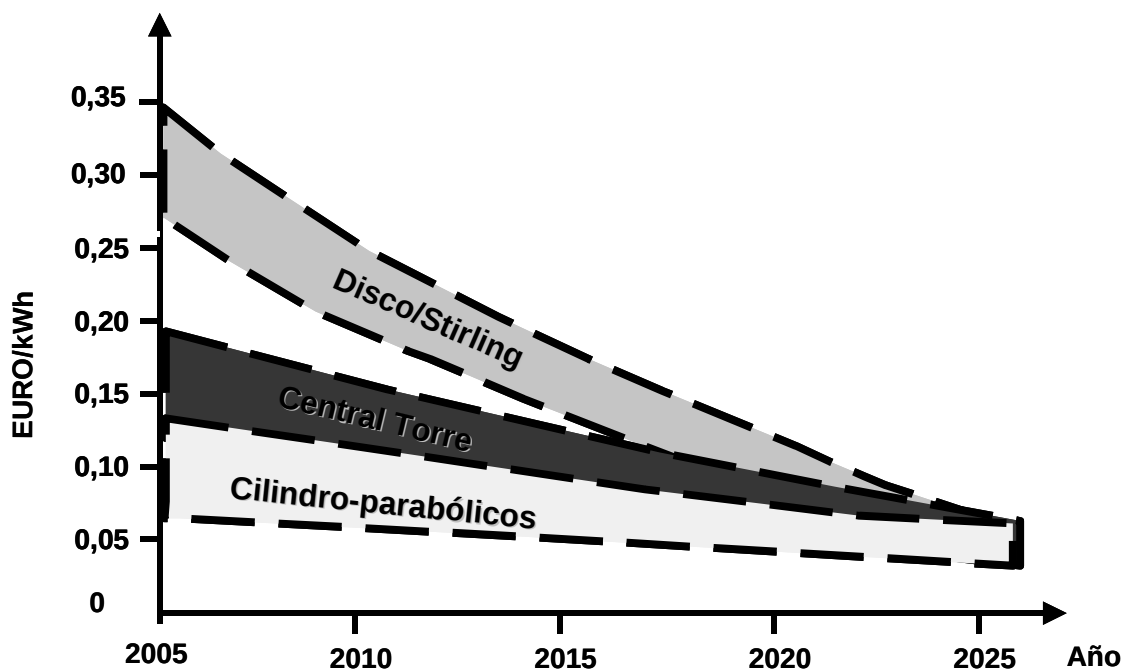


Figura 25. Evolución prevista del coste de la electricidad en el período 2005-2025 producida para las tres tecnologías de CET

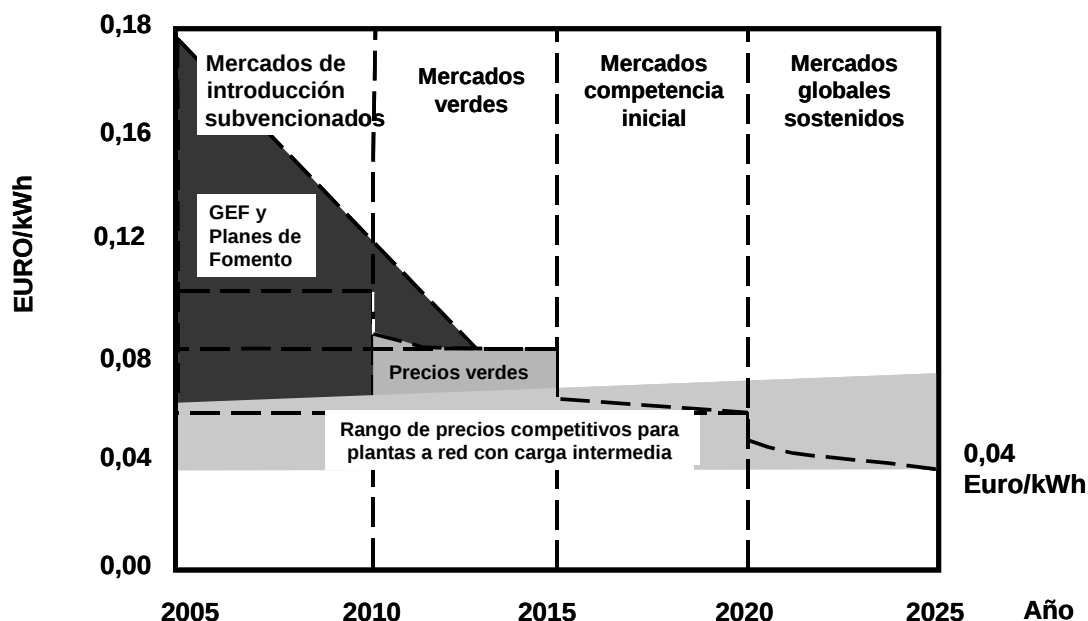


Figura 26. Estrategia de penetración en el mercado de las CET

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 25 y Figura 26). Sin duda los primeros proyectos tendrán 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.

Las áreas en que los sistemas fotovoltaicos y las CET pueden operar se solapan solamente en una franja estrecha (Figura 27). Debido a su carácter modular, la operación de sistemas FV ocupa un amplio rango desde sistemas inferiores a 1 W hasta varios MW. Los sistemas FV pueden ser operados como aislados o conectados a la red. Las CET pueden también trabajar en ambos mercados. En el caso de los sistemas disco/Stirling existen pequeñas unidades de varios kW y por tanto en zonas de alta irradiancia ($>1800 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{año}$) pueden competir con sistemas FV. Los sistemas de producción centralizada (cilindroparábolas y receptor central) están orientados a sistemas de varios MW.

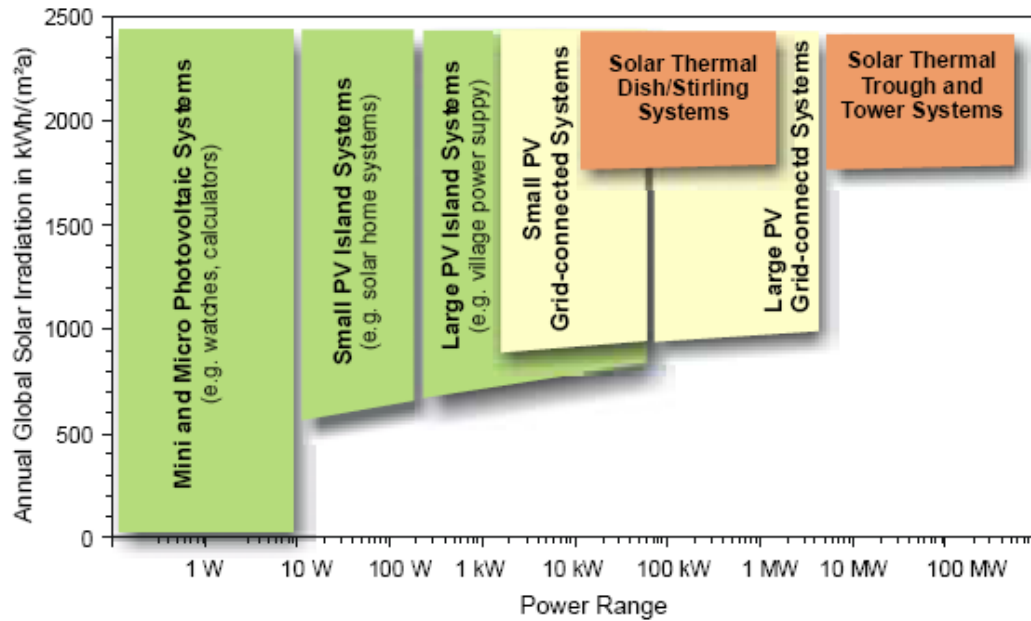


Figura 27. Areas de aplicación de los sistemas fotovoltaicos y las centrales eléctricas termosolares en función de la potencia la instalación y la irradiancia disponible.

Un estudio comparativo llevado a cabo por Quaschnig [39] en el año 2004 demuestra que ya con los costes de producción actual, los sistemas CET presentan valores del LEC un 50% por debajo de los sistemas FV (Figura 28). Si observamos la curva de aprendizaje de los sistemas FV, la reducción de costes es de un 20% cada vez que se duplica el volumen de mercado. En el pasado, esta duplicación se conseguía cada cuatro años. Asumiendo los mismos niveles de crecimiento para la próxima década, podríamos obtener una reducción de costes del 50%. En el caso de las CET con colectores cilindro-parabólicos la reducción obtenida es de alrededor de 0,88. En otras palabras, se espera una reducción del 12% cada vez que se duplica el volumen de mercado. Sin embargo, se estima, que los ritmos de crecimiento serán mucho mayores (así lo está demostrando el caso de España), al no existir las limitaciones tecnológicas que se encuentran en la FV. Esta combinación de mayores crecimientos, pero menores reducciones porcentuales de costes de producción reflejan un reducción del 40% en los próximos 10 años.

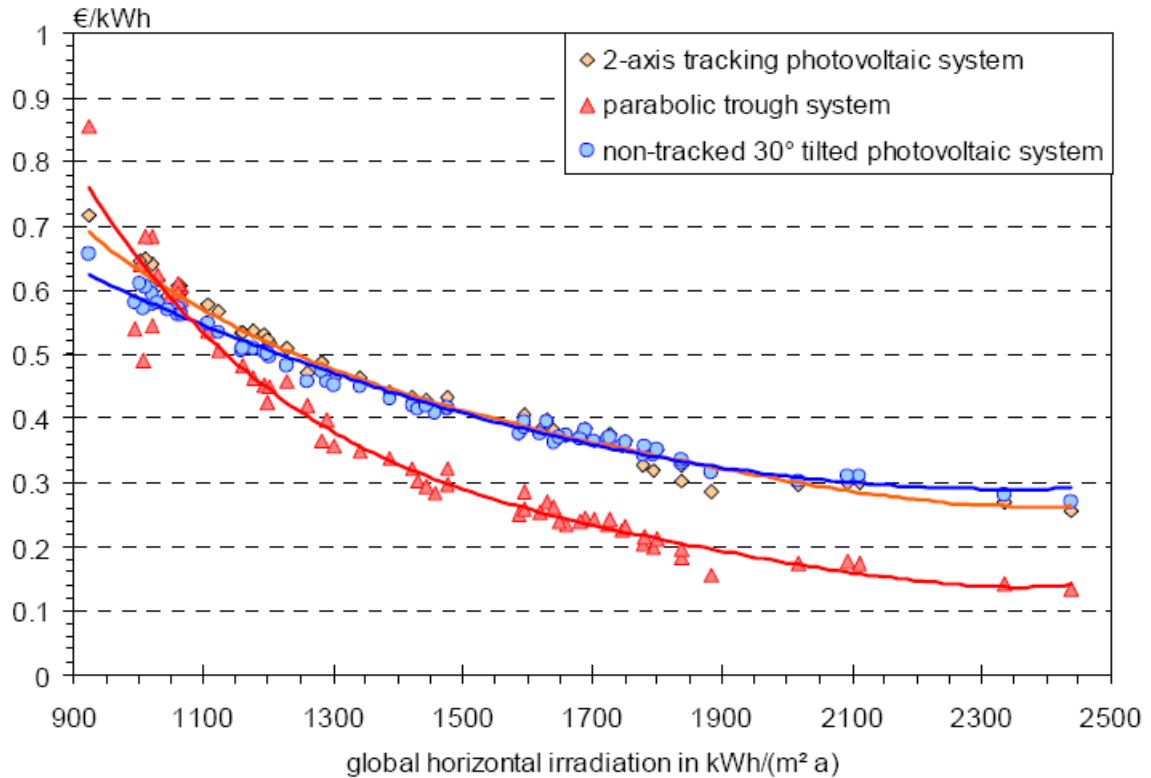


Figura 28. Comparación del LEC simulado para sistemas FV con y sin seguimiento y sistemas térmicos cilindro-parabólicos.

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 5. Los valores del LEC se proporcionan para el total de la planta (diseño híbrido fósil-solar) y también para la opción sólo-solar.

Tabla 5. 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: (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 establece para las centrales solares termoelectricas está sirviendo para generar una gran ebullición de proyectos en nuestro país [42]. En la actualidad más de 1.500 MW de plantas se encuentran en fase de promoción. La primera planta comercial, PS10 de 10 MW, se inaugurará en septiembre de 2006 en Sevilla. La prima establecida a la producción establece un precio de venta premiado equivalente al 300% del precio promedio de referencia de la electricidad, y está siendo analizada con interés y hasta admiración desde otros países [43].

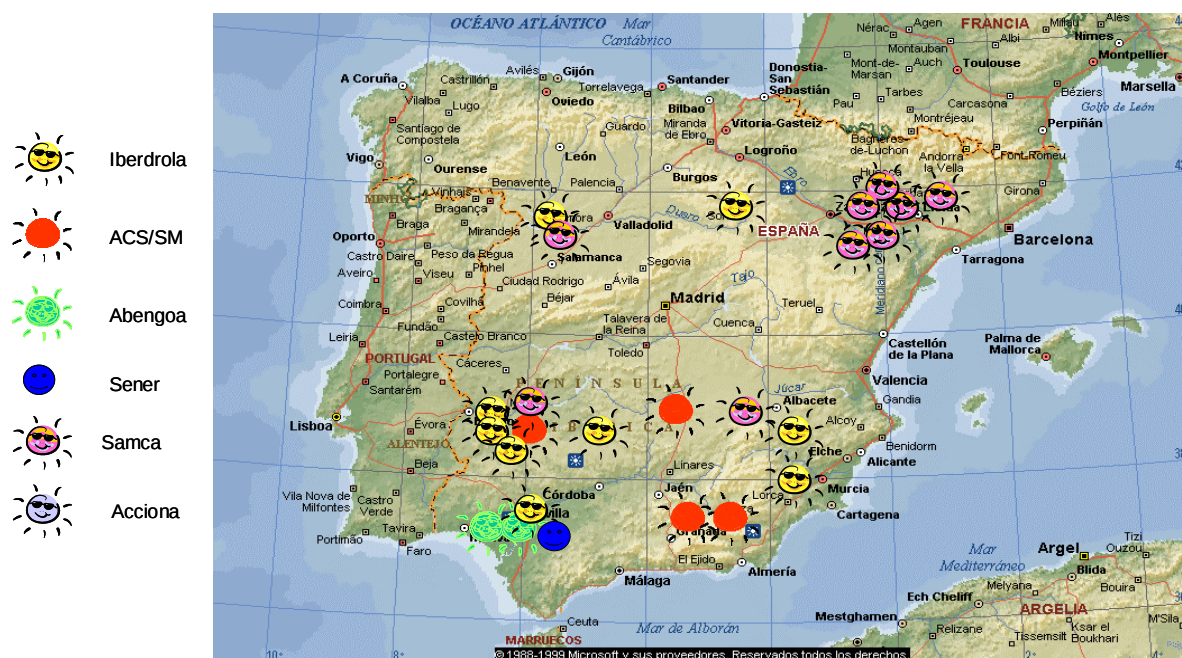


Figura 29. Distribución geográfica de aquellas promociones de las que el autor tiene noticias en septiembre de 2006.

Tabla 6. Resumen de iniciativas en promoción ordenadas por grupo empresarial.

Compañía	Promoción Total MW/Número plantas	Tecnología	Emplazamiento
ABENGOA	200 MW (6)	CP y CRS con vapour saturado	Sevilla
ACS y Solar Millenium	200 MW (4)	CP con aceite. Almacenamiento en sales	Granada (2), Ciudad Real, Badajoz
Iberdrola	450 MW (9)	CP con aceite. Almacenamiento en sales	Zamora, Soria, Badajoz (3), Puertollano, Sevilla, Albacete, Murcia
Samca	450 MW (9)	CP con aceite. Almacenamiento en sales	Zaragoza (6), Zamora, Albacete y Extremadura
Acciona	?. Analizando varios proyectos	CP con aceite. Diseño Solargenix.	? 1 planta 64 MW en Nevada
Sener	17 MW	CRS con sales fundidas	Sevilla



Figura 30. Conexiones en alta tensión vía cable entre el norte de Africa y el sur de Europa.

Todos los proyectos comerciales en fase de desarrollo 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). En la Figura 29 se representa la distribución de proyectos. 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 6).

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 30). 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 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 es 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 2015. 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 orquestrar 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 África. 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 31 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 Figura 32 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 mas 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, estando ya en fase de elaboración un proyecto en Tavira (Portugal) con una potencia de 7,5 MW y basado en tecnología Fresnel. 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 se encuentra en fase muy avanzada de construcción una planta de 64 MW en Eldorado Valley, cerca de Las Vegas. El proyecto está siendo 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 termoelectrica 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. En el reciente congreso de SolarPACES celebrado en junio de 2006 en Sevilla, se ha anunciado que el concurso ha sido ganado 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.

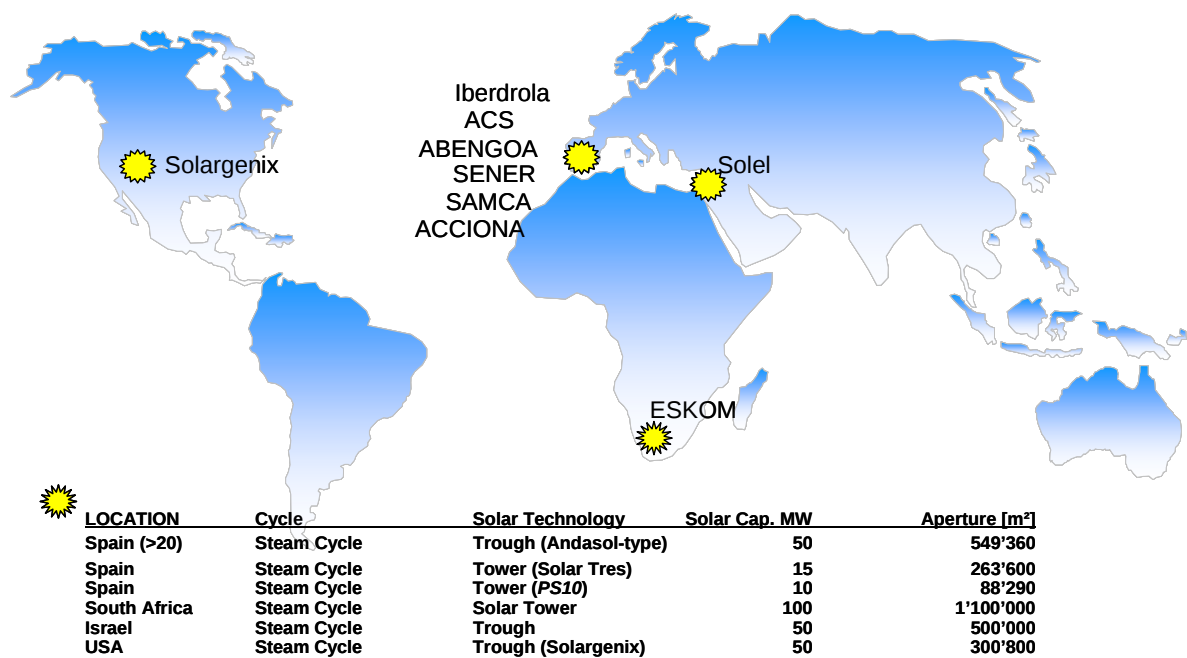


Figura 31. Proyectos de plantas solares termoelectricas con esquema solo-solar

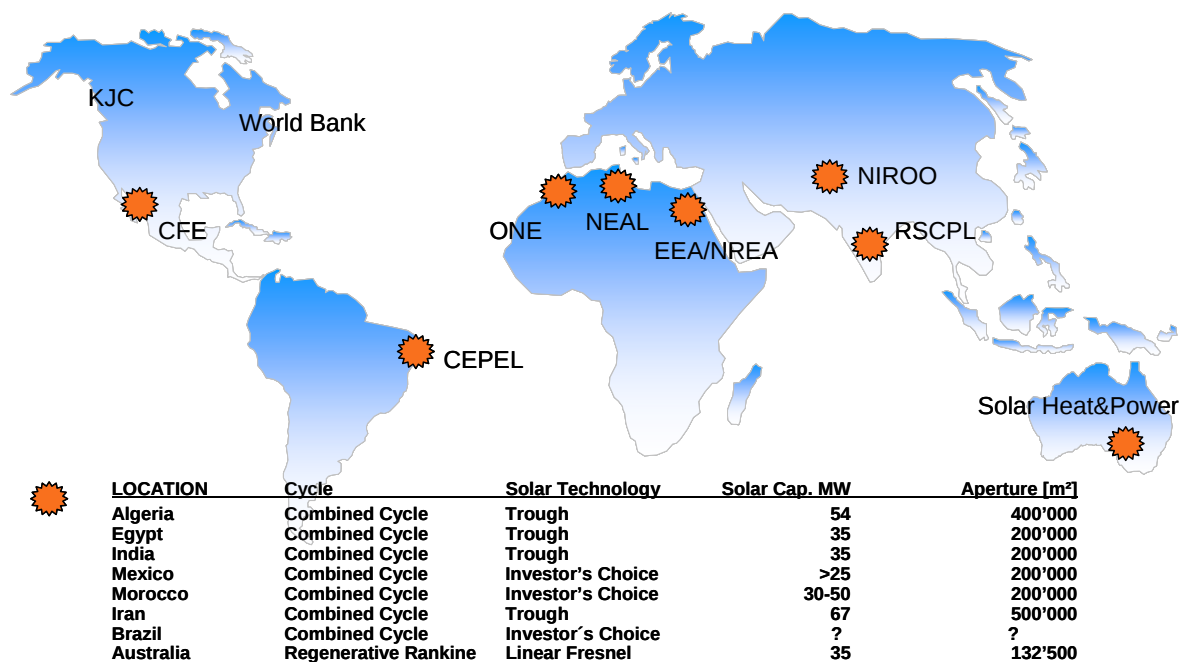


Figura 32. Proyectos de plantas solares termoelectricas con esquema hibrido solar-fosil

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 termoelectrica. 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 7.

Tabla 7. Proyectos solares termoelectricos 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.

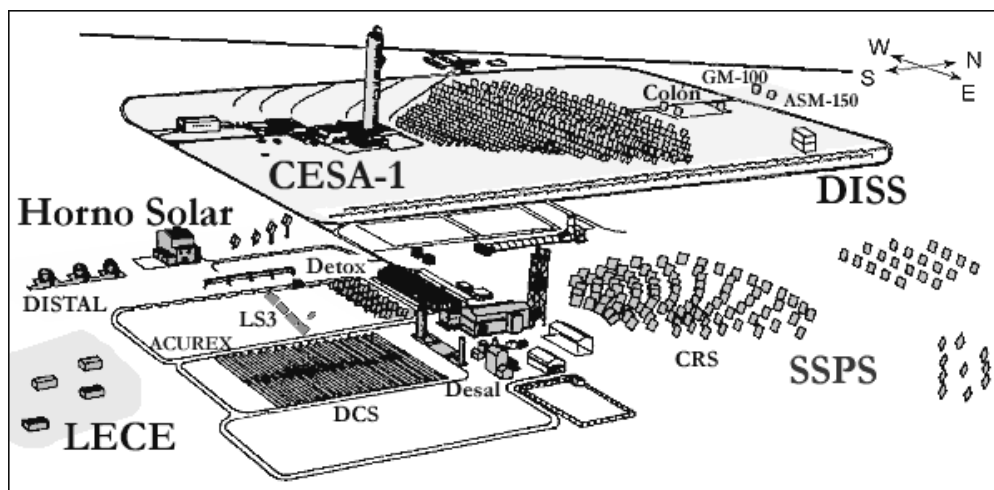


Figura 33. Representación artística de las principales instalaciones ubicadas en la Plataforma Solar de Almería, entre las que destacan las centrales de torre CESA-1 y CRS, los sistemas de colectores cilindroparabólicos DCS, LS3 y DISS y la instalación de sistemas disco-Stirling DISTAL. Éstas se completan 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 cilindroparabólicos 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 34 muestra el desglose de estas reducciones de costes y mejoras tecnológicas.

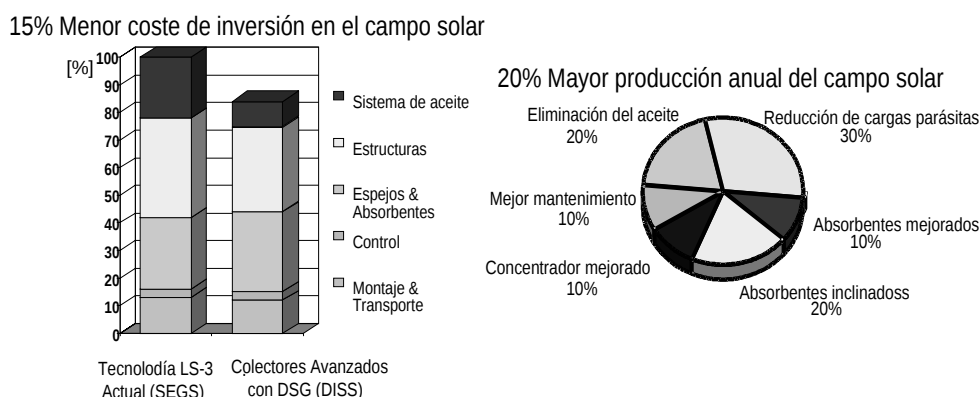


Figura 34. Beneficios esperados del proyecto DISS

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 EUROTROUGH, 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%).

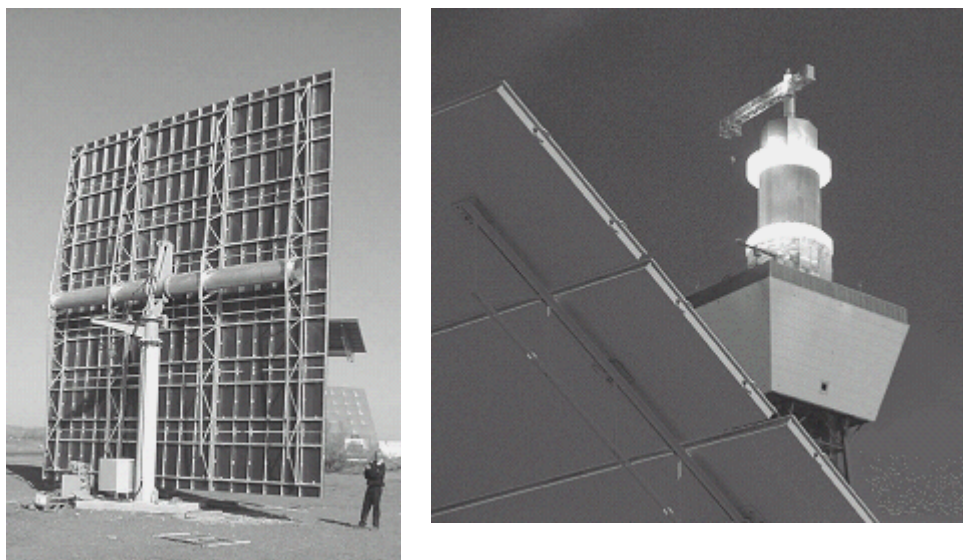


Figura 35. Izquierda: Vista trasera del helióstato Sanlúcar de 91 m² desarrollado conjuntamente por INABENSA y CIEMAT en el año 2000. Derecha: Receptor externo cilíndrico de tubos de la planta Solar Two con sales fundidas como fluido térmico.

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 más de 20 proyectos actualmente en fase de promoción. 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 próximos proyectos en California. 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 la incipiente apertura de proyectos en Australia y Portugal, así como la existencia de un programa amparado por el Banco Mundial que pretende la demostración de estas tecnologías en países como Egipto, Marruecos, México e India.

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]. 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
- [2]. Mancini, T., G.J. Kolb, and M. Prairie, (1997), "Solar Thermal Power", *Advances in Solar Energy: An Annual Review of Research and Development*, Vol. 11, edited by Karl W. Boer, American Solar Energy Society, Boulder, CO, USA. ISBN 0-89553-254-9.
- [3]. IEA (2003), "Renewables for power generation. Status and prospects". IEA Publications, Paris (France). 2003 Edition. ISBN : 92-64-01918-9
- [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]. Geyer M., Richter C., Romero M., Steinfeld A. (2004). "International Energy Agency – Solar Power and Chemical Energy Systems. Annual Report 2003". Ed. DLR. Printed May 2004. May be downloaded at www.solarpaces.org
- [12]. Aringhoff R., Geyer, M., Herrmann, U., Kistner, R., Nava, P., Osuna, R. (2002). "AndaSol-50 MW Solar Plants with 9 hour storage for Southern Spain". *Proc. 11th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*. September 4-6, 2002. Zurich, Switzerland. Ed. A. Steinfeld. pp. 37-42. ISBN: 3-9521409-3-7.
- [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. Téllez (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 helióstato 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/>