

Electricidad Termosolar Máster en Energías Renovables y Mercado Energético

Sesión 1: Fundamentos ópticos en
sistemas de concentración solar

Curso: 2015-2016

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



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

Tema 1: Fundamentos de la energía solar termoeléctrica

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
2	DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA RADIACIÓN DIRECTA	4
3	CALIDAD TERMODINÁMICA DE LA RADIACIÓN SOLAR	7
4	CONCENTRACIÓN Y CONVERSIÓN TÉRMICA DE LA RADIACIÓN SOLAR	9
5	CONCENTRADORES ÓPTICOS	10
6	CONCENTRADORES UTILIZADOS EN CENTRALES ELÉCTRICAS TERMOSOLARES	20
7	REFERENCIAS	22

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.

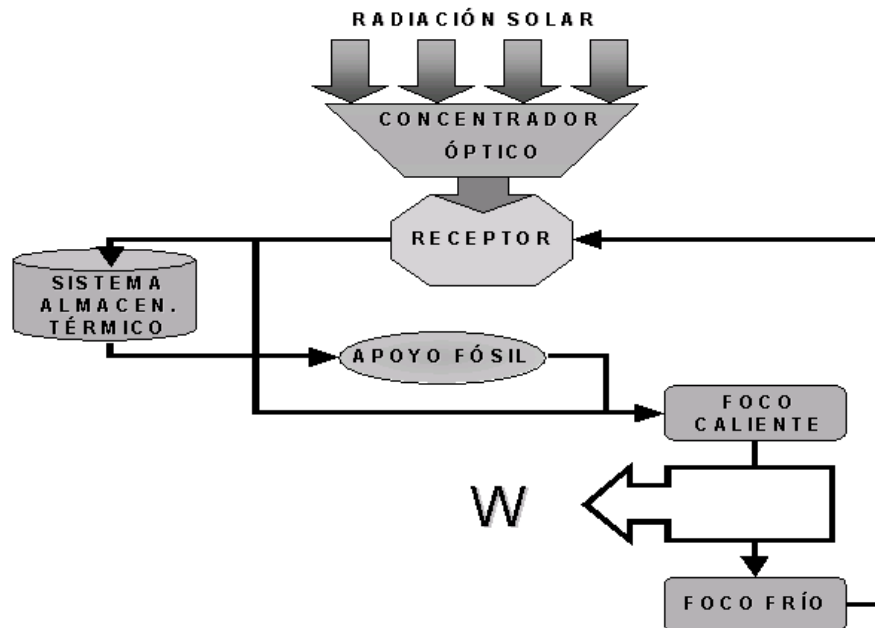


Figura 1. Esquema general de los procesos en centrales solares termoelectricas.

2 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.

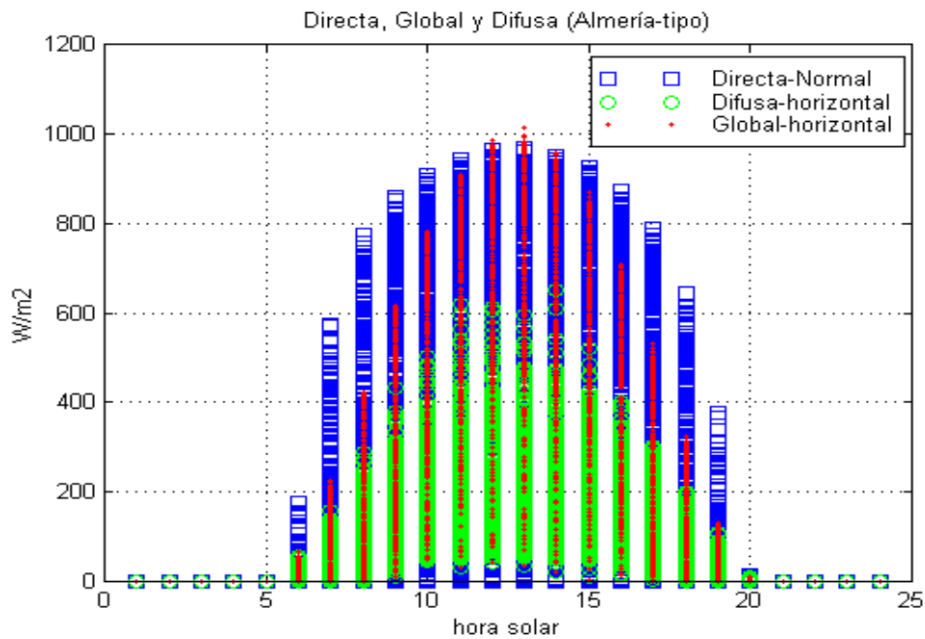


Figura 2. Distribución estadística anual de los valores de radiación directa normal (oscuro) y difusa horizontal (claro) para Almería.

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.

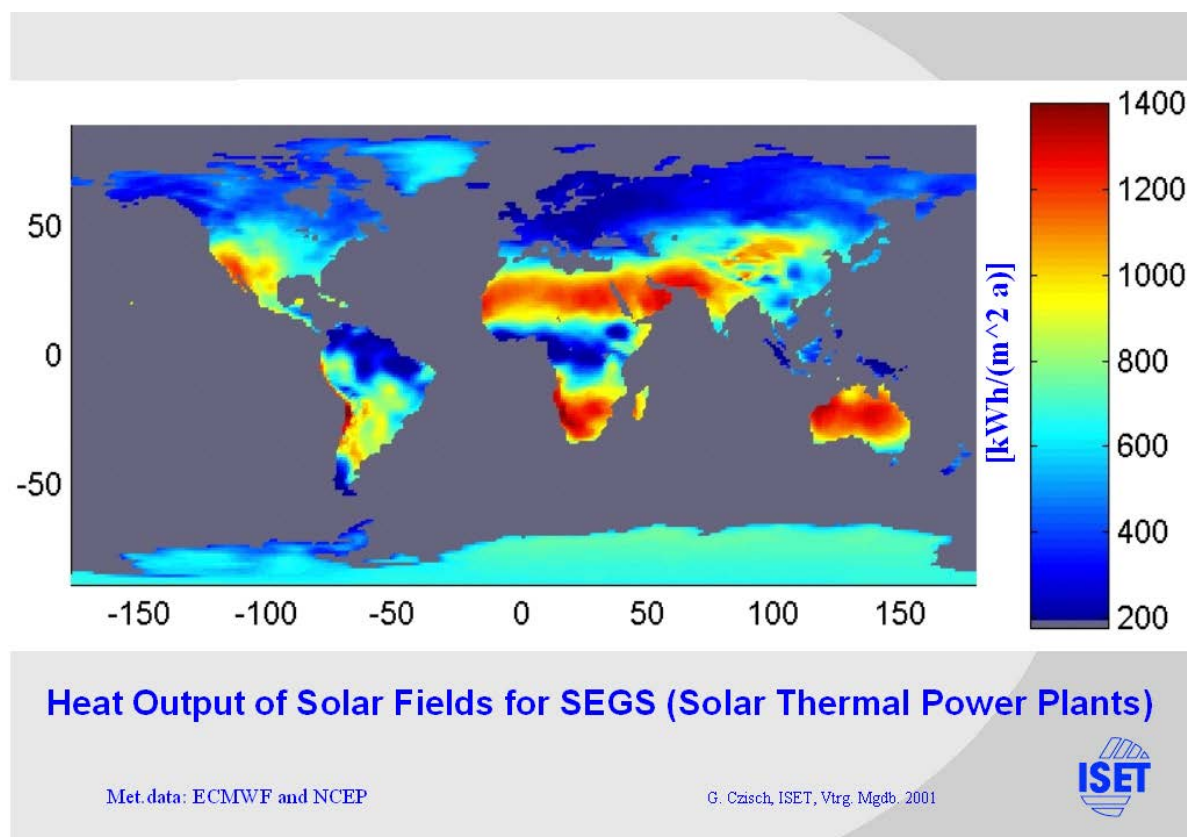


Figura 3. Zonas de interés para la implantación de CET.

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.

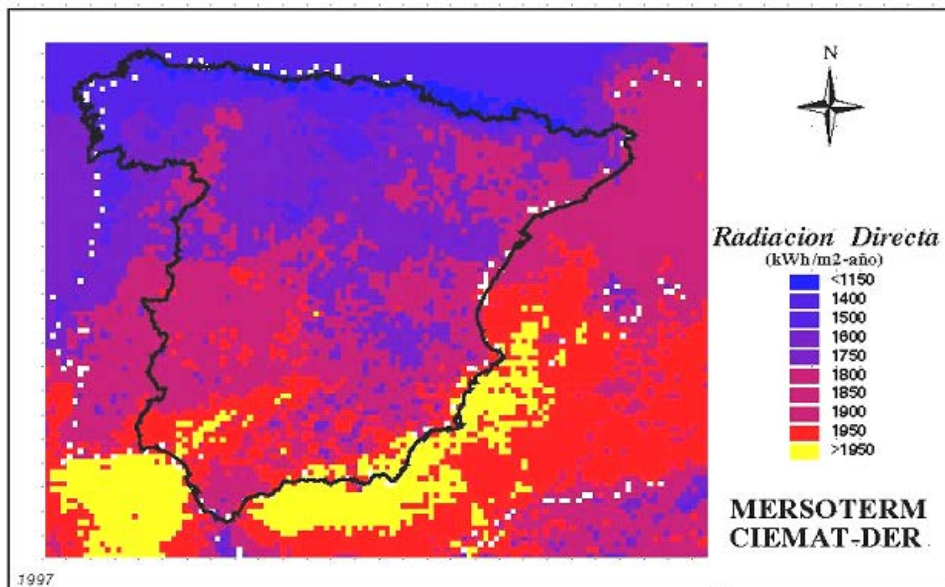


Figura 4. Distribución espacial de la radiación solar directa anual sobre la Península Ibérica a partir del tratamiento de datos del satélite Meteosat.

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.

3 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).

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.

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 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 $E_S=63,2 \text{ MW}\cdot\text{m}^{-2}$ que se corresponde con un valor de $f=1$, mientras que el valor de la constante solar extraterrestre $G_S=1.367\pm 0,1 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ se obtiene para un $f=2,165\cdot 10^{-5}$.

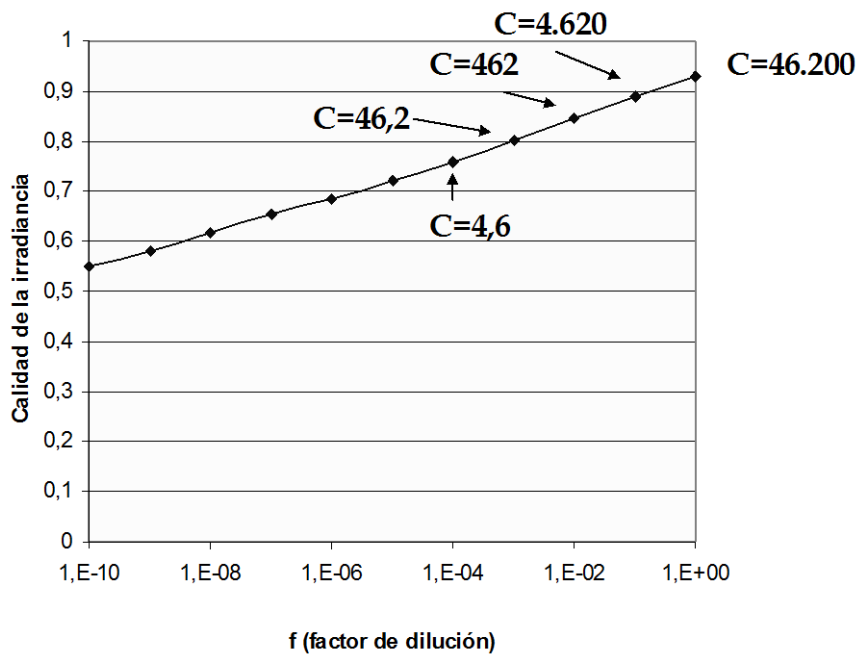


Figura 5. Variación en la calidad termodinámica de la irradiancia con el factor de dilución. El valor máximo de 0,93 se alcanza para un $f=1$ que se correspondería con una concentración óptica de 46.200

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

4 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

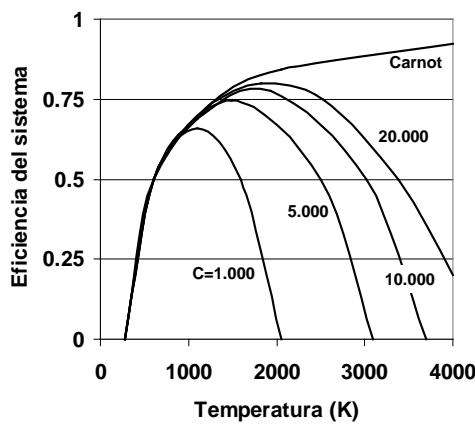


Figura 6. Variación de la eficiencia de un sistema termosolar ideal (concentrador óptico, receptor y máquina térmica) con la temperatura a distintos niveles de concentración.

convectivas en el receptor solar, tal y como se expresa en la Ecuación 4, 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 subtende 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.

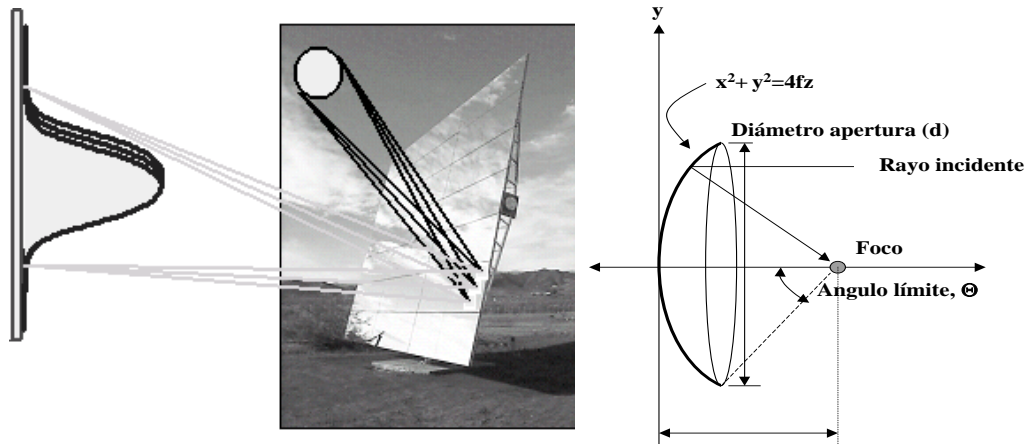


Figura 7. Configuración de un concentrador parabólico ideal (derecha) y efecto en la imagen reflejada del tamaño del Sol para una superficie reflectante no ideal (izquierda).

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).

5 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 subtende el tamaño del Sol.

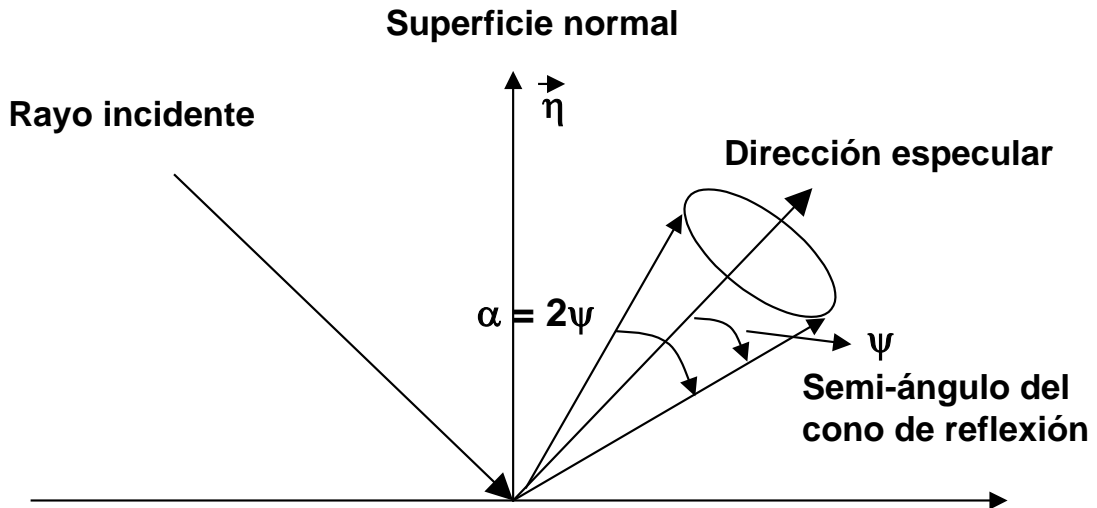


Figura 8. Geometría de la reflexión según la ley de Snell

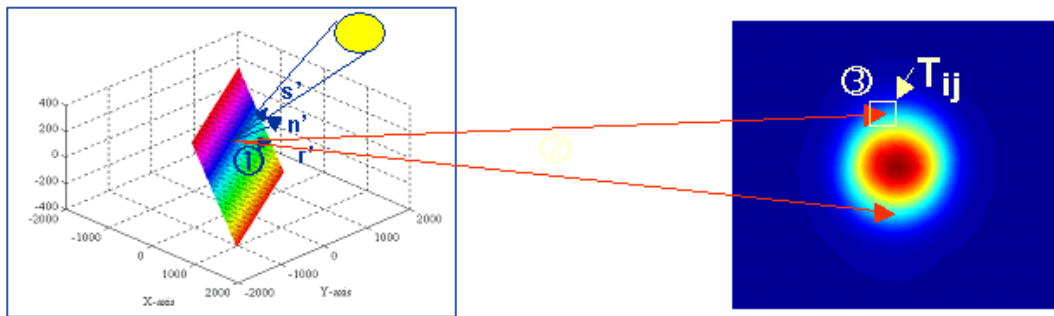


Figura 9. Geometría Sol, reflector y receptor según la ley de la reflexión.

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	➡	Error reflexión (ψ)
* Textura (especularidad)	Material	➡	

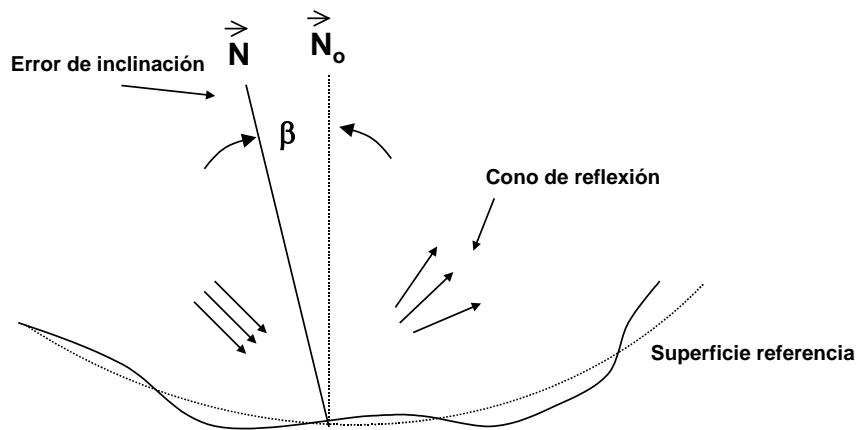


Figura 10. Error en la normal producido por la rugosidad y el curvado inadecuado de la superficie.

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 especularidad 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 $r-s$.

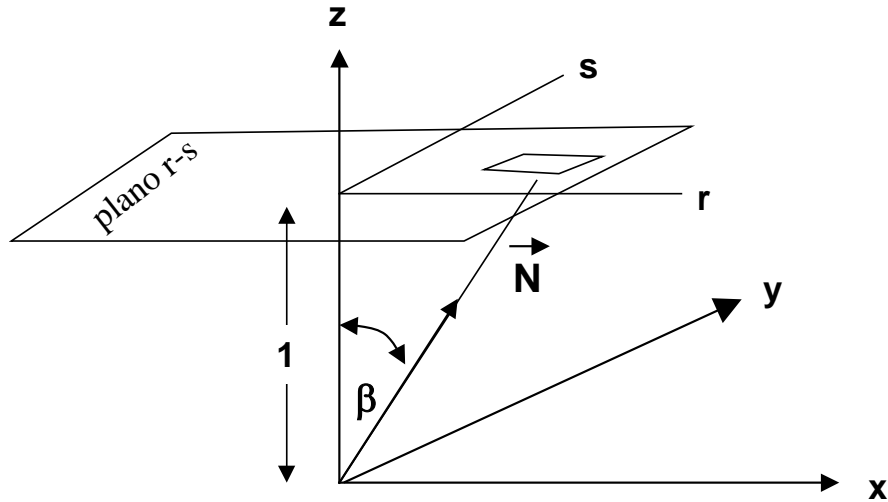


Figura 11. Traslación del error de la normal a un plano

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 β_a con el plano medio del colector y el eje izquierdo forma un ángulo $-\beta_a$ 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)

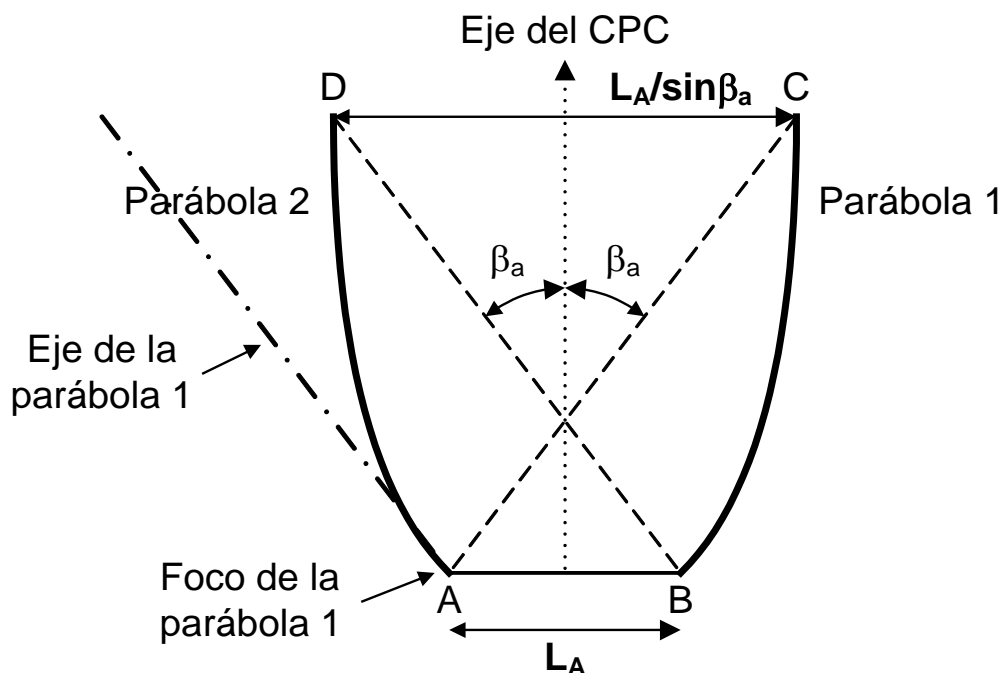


Figura 12. Esquema óptico de un concentrador CPC

Este diseño tiene la siguiente aceptación angular característica: Todos los rayos que inciden sobre la apertura con un ángulo de aceptación que sea $|\beta| > \beta_a$ 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.

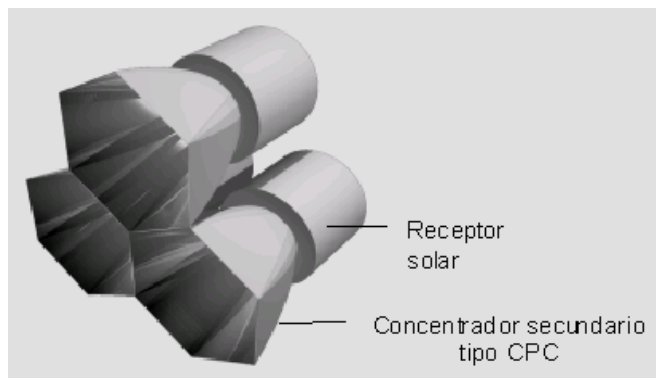


Figura 13. Ejemplo con un cluster de 3 CPC usados como reconcentradores de un receptor solar.

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.

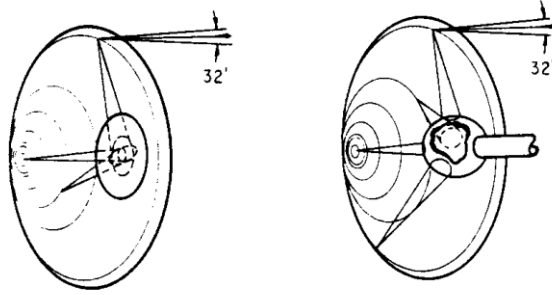


Figura 14. Trazado de rayos en un concentrador primario parabólico con receptor plano y esférico.

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.

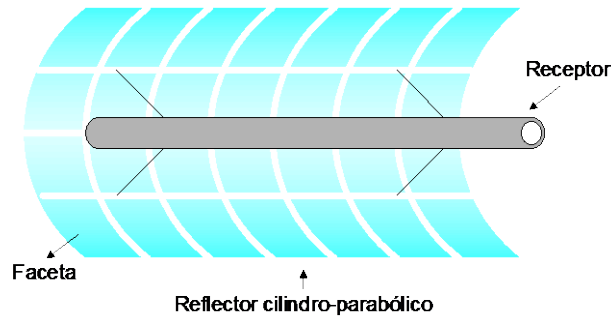


Figura 15. Elementos básicos de un Concentrador Cilindro-Parabólico (CCP).

El concentrador cuyo uso está más extendido es el concentrador cilindro-parabólico (Figura 15), formado por una superficie reflectante cilindro-parabólica cuyo foco es lineal y hace el seguimiento solar en un eje. La energía reflejada por el reflector se concentra en un receptor tubular por el que circula el fluido de transferencia de calor. En estos sistemas las temperaturas del fluido de trabajo pueden alcanzar los 400°C.

La razón de concentración C para este sistema se determina a partir de la relación entre la apertura de la superficie parabólica y el área total de tubo receptor (Ec. (11)),

$$C = \frac{A_C}{A_R} = \frac{L_A \cdot L}{2\pi R \cdot L} = \frac{L_A}{2\pi R} \quad (\text{Ecuación 11})$$

donde A_C es el área de apertura del concentrador, A_R es el área de receptor, L_A es el ancho de la superficie de apertura del concentrador, L es la longitud del concentrador y R es el radio del tubo receptor (ver Figura 16).

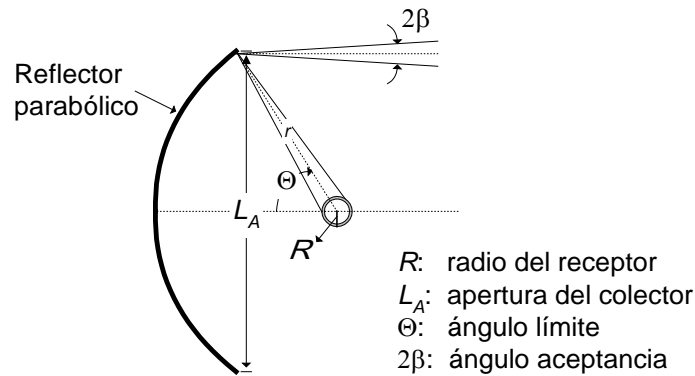


Figura 16. Ángulo límite y ángulo de aceptación en un CCP.

Para un receptor cilíndrico, de acuerdo con la Figura 16 se obtienen las siguientes relaciones:

$$\frac{R}{r} = \sin \beta \quad (\text{Ecuación 12})$$

$$\frac{L_A}{2r} = \sin \Theta \quad (\text{Ecuación 13})$$

donde r es la distancia desde el extremo de la parábola al centro del receptor, 2β es *ángulo de aceptación* (que como mínimo será el subtendido por el Sol de $32'$) y Θ es el *ángulo límite*² del concentrador.

Por tanto la razón de concentración C se puede expresar también como:

$$C = \frac{\sin \Theta}{\pi \sin \beta} = \frac{\sin \Theta}{\pi} C_{2D_{\max}} \quad (\text{Ecuación 14})$$

La razón de concentración C para un CCP (Ec. (14)) puede ser como máximo 67.7 (con un índice de refracción $n = 1$) considerando el mejor caso que corresponde a un ángulo $\Theta = \pi/2$ rad y siendo $\beta = \theta = 4.7 \cdot 10^{-3}$ rad (semiángulo subtendido por el Sol). En la práctica las imperfecciones de la superficie reflectante, los errores en la posición del tubo receptor y de seguimiento, disminuyen este valor de concentración y aconsejan utilizar receptores de mayor diámetro que el que se calcule para conseguir una determinada concentración. Este valor máximo teórico representa por tanto una cota inferior para el tamaño del receptor, siendo el óptimo el que suponga una solución de compromiso entre mejorar la eficiencia óptica del sistema e incrementar las pérdidas térmicas al aumentar la superficie receptora. En la práctica los valores típicos de concentración de un CCP están entre 20 y 30 y las dimensiones de algunos concentradores disponibles actualmente en el mercado alcanzan hasta los 5.8 m de apertura y los 100 m de longitud.

² En la literatura en inglés el ángulo límite es referido como *rim angle*.

La geometría más efectiva para concentradores primarios es la parábola. Todos los rayos paraxiales que incidan sobre su superficie serán reflejados sobre el foco. El esquema se puede ver en la Figura 17.

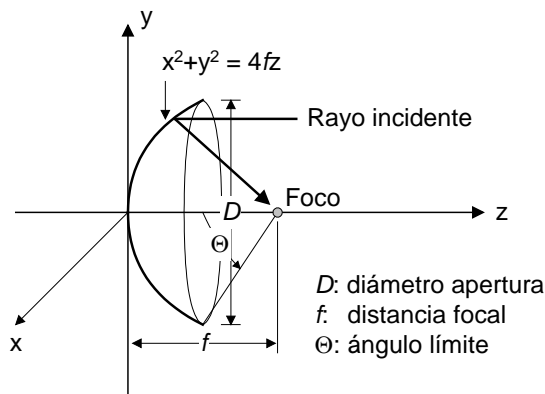


Figura 17. Esquema de un Concentrador Parabólico Tridimensional.

La relación entre el cociente f/D y el ángulo límite Θ (Figura 17) viene dada por la geometría del paraboloides que es descrita por:

$$x^2 + y^2 = 4fz \tag{Ecuación 15}$$

donde x e y son las coordenadas en el plano de apertura y z es la distancia del plano al vértice, f es la distancia focal. Dado que a pequeños ángulos límite el paraboloides tiende a parecerse a una esfera y que los paraboloides facetados suelen usar superficie esféricas, se demuestra que es válida la relación (Ec. (16)):

$$f / D = \frac{1}{4 \tan(\Theta/2)} \tag{Ecuación 16}$$

De igual modo que para un CCP la razón de concentración alcanzable depende del ángulo límite Θ y del semiángulo de aceptación β , para un paraboloides de revolución también se encuentra, cuando se relacionan las áreas del concentrador y de receptor, la siguiente expresión para la razón de concentración C sobre un plano de apertura.

$$C = \frac{\sin^2 \Theta \cdot \cos^2(\Theta + \beta)}{\sin^2 \beta} \tag{Ecuación 17}$$

Si representamos C frente al ángulo límite Θ resulta la Figura 18. Puede observarse que el factor de concentración máximo sobre un plano de apertura se consigue con un ángulo límite de 45° , que equivale, según la Ec. (16) a una relación focal de $f/D = 0.6$ (Figura 19),

y que es independiente del ángulo de aceptación³ del sistema. De aquí se deduce que un concentrador óptimo ha de tener una relación focal de 0.6.

En la práctica los sistemas con este tipo de concentrador se conocen como discos parabólicos con niveles de concentración bastante elevados (entre 1000 y 4000) con diámetros típicos de disco (en los sistemas disco/Stirling) entre 5 y 10 m.

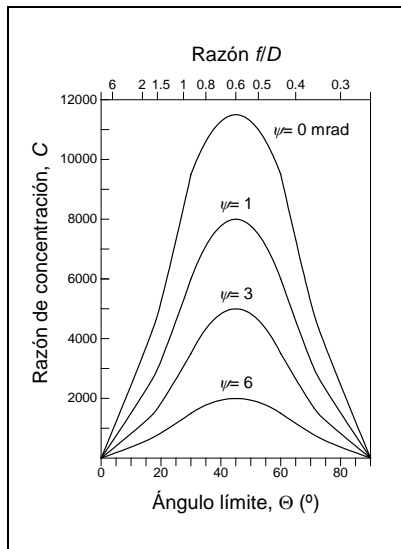


Figura 18. C_{max} frente al ángulo límite y al error óptico ψ del sistema en un concentrador parabólico tridimensional .

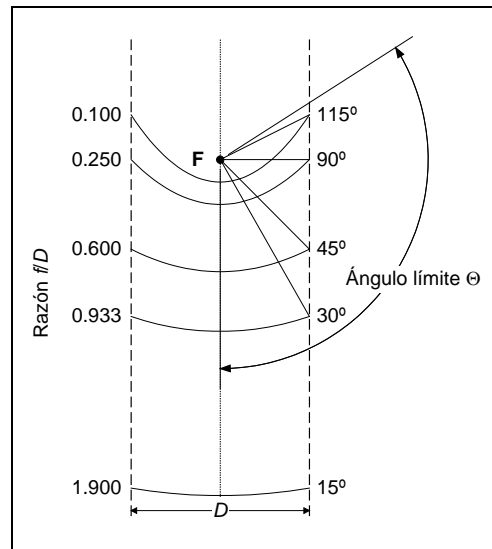


Figura 19. Relación entre el ángulo límite y la razón f/D para un concentrador parabólico tridimensional.

³ El ángulo de aceptación β se calcula a partir del semiángulo subtendido por el Sol, θ , y el error óptico asociado al sistema concentrador, ψ , como $\beta = \theta + \psi$.

6 CONCENTRADORES UTILIZADOS 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.

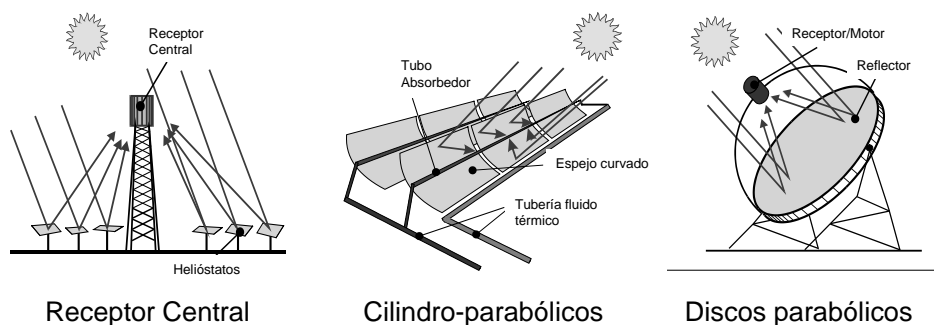


Figura 20. Configuraciones más habituales de los sistemas de concentración solar por reflexión utilizados en Centrales Eléctricas Termosolares.

Un estudio independiente promovido por el Banco Mundial [7], 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 [8]

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

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

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

Hoy en día el aprovechamiento térmico a alta temperatura de la energía solar concentrada, en las llamadas centrales eléctricas termosolares o CET, está registrando un auge con multitud de proyectos comerciales en España y EEUU. En concreto en España existe una capacidad instalada en 2015 de 2300 MW. El paralizado Plan de Acción Nacional en Energías Renovables (PANER) establecía un objetivo realista de 5000 MW para estas tecnologías en el año 2020, pero desafortunadamente dichos objetivos se encuentran paralizados. En EEUU el apoyo del Gobierno Federal y de algunos estados del suroeste americano está impulsando más de 8000 MW en proyectos termosolares. A este desarrollo se están uniendo otros países como India que recientemente ha presentado el programa denominado Solar Mission que contempla un total de 20 GW de electricidad solar entre plantas fotovoltaicas y termosolares. Otros países que están impulsando proyectos termosolares son China, Sudáfrica, Australia e Italia [9].

En un estudio de perspectivas de las diferentes tecnologías energéticas recientemente publicado por la Agencia Internacional de la Energía [10], se estima que las CET podrían contribuir hasta en un 7% en la reducción de emisiones de CO2 hacia el año 2050, para lo cual habría que apoyar decididamente su implantación en el cinturón solar de nuestro planeta a un ritmo de 20 GW anuales.

Este escenario futuro tan prometedor para las CET, se ve sin embargo ensombrecido por el hecho de que la generación actual de plantas solares termoelectricas todavía se basa fundamentalmente en esquemas y dispositivos tecnológicamente conservadores que no explotan el enorme potencial de la energía solar concentrada. Los principales proyectos hacen uso de tecnologías de concentradores solares con materiales reflectantes caros, que pueden representar hasta un 40% del coste total de la inversión, y operan con fluidos térmicos a temperaturas relativamente modestas (por debajo de 400°C) [11].

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 y costes de producción de 0,15-0,17 €/kWh, con proyecciones de costes de producción a corto-medio plazo de 0,08 €/kWh.

7 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]. Romero M., Zarza E. (2007) "Concentrating Solar Thermal Power". In: Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy. F. Kreith and Y. Goswami (Eds.) Chapter 21. CRC Press Taylor&Francis Group, Boca Raton, Florida.
- [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]. 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.
- [8]. 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.
- [9]. Herring G. "Concentrating solar thermal power gains steam in Spain, as momentum builds for major projects in the US, North Africa, the Middle East, Asia and Australia". Photon International, December 2009, 46-52.
- [10]. IEA (2010) Energy Technology Perspectives 2010 – Scenarios and strategies to 2050. ISBN 978-92-64-08597-8
- [11]. Romero M., Gonzalez-Aguilar J. (2014) Solar Thermal CSP Technology. WIRE-Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment. Volume 3, Issue 1, pages 42–59.