

Capítulo 2 SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL

En este capítulo se hace en primer lugar una descripción de los sistemas termosolares de concentración (entre los que están los SRC) y su aplicación a la producción de energía eléctrica. A continuación se describe en más profundidad un SRC convencional y los subsistemas que lo forman, su evolución histórica y las tendencias que siguen la investigación y desarrollo actuales para conseguir aumentar el rendimiento, y por tanto la rentabilidad económica de estos sistemas. Por último se planteará el problema de optimización del campo solar de un SRC convencional.

2.1 Sistemas Termosolares de Concentración

Los Sistemas Termosolares de Concentración (STCS) son, de forma general, sistemas de aprovechamiento de la energía solar en media y alta temperatura mediante la concentración de la radiación solar directa. La aplicación de los STCS más común hoy por hoy es la generación de electricidad y la obtención de vapor de proceso.

Dentro de las energías renovables, la energía solar térmica de concentración posee un importante potencial de uso en todos aquellos países que, como España, poseen un buen nivel de radiación solar (en concreto en el Sur de España, la radiación solar se sitúa en unos niveles en torno a 1800-2100 kWh/m² anuales). Dicho potencial de uso unido a la prima e incentivos que establece en España el Real Decreto 436/2004 [1] para la electricidad generada mediante sistemas termosolares han impulsado el interés por este tipo de plantas.

Los STCS aplicados a la generación de energía eléctrica dan lugar a las llamadas Centrales Energéticas Termosolares (CETS). Éstas se componen de un sistema colector, un sistema receptor y un sistema de conversión de potencia, pudiendo además incluir un sistema de almacenamiento térmico y un sistema de combustible fósil. (Figura 2.1).

La función del sistema colector es captar y concentrar la radiación solar sobre el receptor, donde la energía radiante se convierte en energía térmica (normalmente, en forma de aumento de entalpía de un fluido) que, finalmente, se convierte en otra forma de energía apta su utilización (por ejemplo, energía eléctrica) en el sistema de conversión de potencia. La existencia de almacenamiento térmico permite operar a las CETs en períodos de ausencia de radiación solar. De estos cuatro sistemas, los dos primeros (colector y receptor) son específicos de una CETs, constituyendo lo que frecuentemente se denomina campo solar, mientras que los sistemas de conversión de potencia y almacenamiento pueden considerarse convencionales.

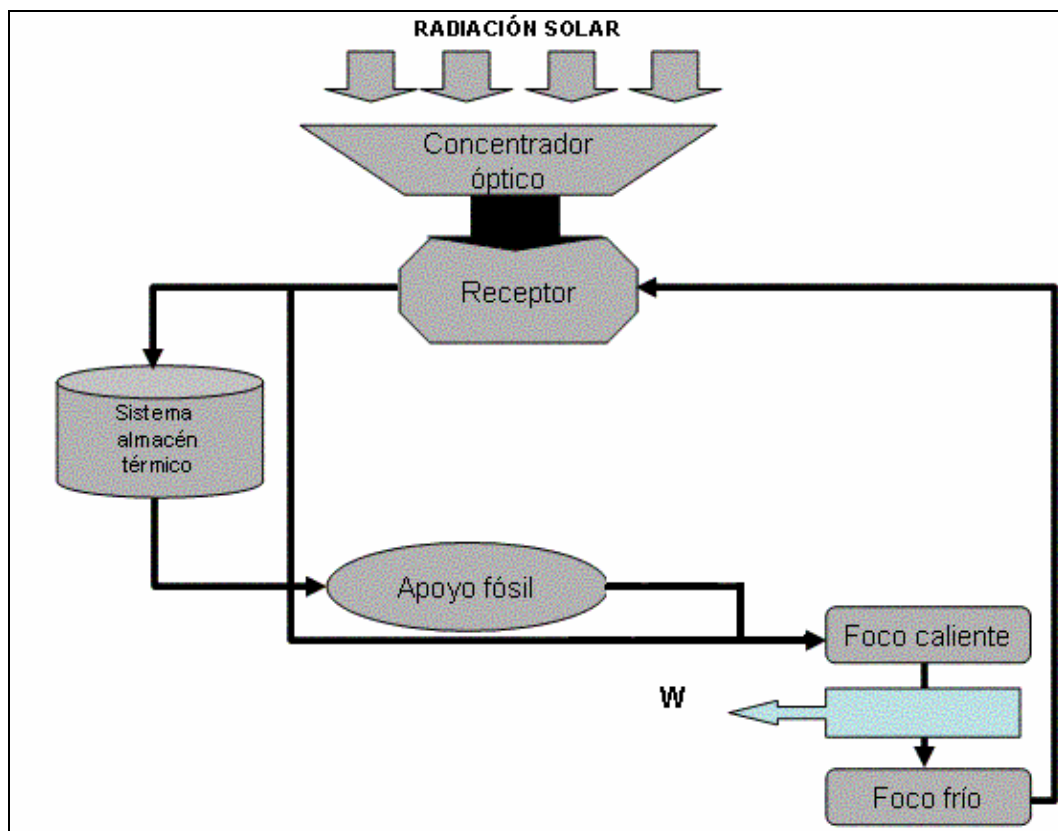


Figura 2.1- Esquema general de una Central Energética Termosolar

La radiación solar en una CETs puede complementarse con el aporte energético de un combustible fósil, dando lugar a las centrales conocidas como “híbridas”. El grado de hibridación puede ser muy variable: desde plantas que sólo recurren al combustible fósil para eliminar o reducir al mínimo imprescindible el almacenamiento térmico y cuya función principal es absorber los transitorios producidos por variaciones más o menos

bruscas de la radiación solar y garantizar la producción de acuerdo con la estrategia de operación establecida, hasta ciclos combinados convencionales apoyados por energía solar, en los que el aporte de esta última fuente energética está entre el 10% y el 20% de la producción. Hay que decir que sólo las primeras (las que usan el combustible fósil para mantener la temperatura del acumulador de calor) tienen acceso al régimen especial de producción de energía eléctrica, y sólo en el caso de que el combustible usado sea gas natural o propano, y el consumo de dicho combustible sea inferior al 12% o el 15 % de la producción eléctrica anual, dependiendo del tipo de régimen de venta al que se acoja la central [1].

Desde el punto de vista tecnológico, y atendiendo a las características de la parte solar, existen diversos STCS, de los cuales destacan por su grado de desarrollo los siguientes:

- Sistemas de colectores cilindro parabólicos.
- Discos parabólicos o, más propiamente, paraboloides de revolución.
- Sistemas de receptor central, a veces impropriamente denominados centrales de torre.

Los primeros concentran la radiación solar en dos dimensiones, mientras que los dos últimos lo hacen en tres dimensiones, pudiendo alcanzar por ello mayores relaciones de concentración y por tanto mayores temperaturas de operación.

El grado de desarrollo de las distintas opciones de CETS es diverso. Mientras que los sistemas de colectores cilindro-parabólicos se encuentran en una etapa cercana a la madurez, gracias principalmente al impulso conseguido con las plantas SEGS en el desierto de Mojave (California, USA), tanto los sistemas de receptor central como los de paraboloides de revolución se encuentran aún en un estado de demostración de su viabilidad comercial, aunque gracias al apoyo de las instituciones y el gran potencial de mejora que presentan, debido a su capacidad de obtención de altas temperaturas y por tanto su integración en ciclos de alto rendimiento, importantes empresas del sector energético están apostando por desarrollar estos sistemas.

2.2 Descripción General de un Sistema de Receptor Central

Un SRC es un sistema termosolar de concentración en el que el sistema colector está compuesto por un grupo, más o menos numeroso, de concentradores individuales llamados heliostatos, que dirigen la radiación solar concentrada hacia un receptor central, normalmente situado a una cierta altura sobre el suelo en una torre.

Los componentes principales de un SRC son:

- El sistema colector o campo de heliostatos.
- El receptor.
- La torre (puede no existir).
- El sistema de control.

Además de los anteriores, en una central termoeléctrica de receptor central existen otros componentes o subsistemas, como son:

- El sistema de almacenamiento térmico (puede no existir).
- El sistema de producción de potencia.
- El sistema auxiliar.

A continuación se hace una descripción más detallada de los componentes enumerados anteriormente.

2.2.1 Campo de Heliostatos

Su función es la de concentrar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor. El diccionario de la Real Academia de la Lengua define heliostato como:

“Aparato que, mediante un servomecanismo, hace que un espejo siga el movimiento diurno del Sol, recogiendo así la máxima energía para su utilización calorífica”.

Por tanto un heliostato está formado por una superficie reflectante (un espejo), una estructura soporte (formada por cerchas metálicas normalmente), un pedestal de cimentación, unos mecanismos de movimiento (servomecanismos) y un sistema de control (Figura 2.2).

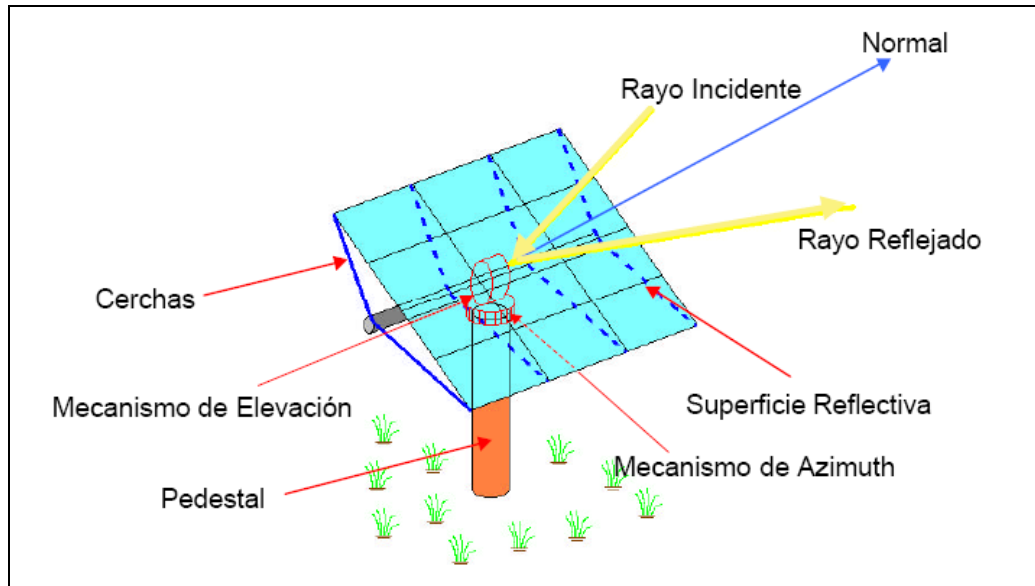


Figura 2.2- Componentes de un heliostato

El sistema de control mantiene de manera continua, actuando sobre el servomecanismo de elevación y azimuth, la superficie reflectante de forma que la reflexión de la radiación solar directa que incide sobre ella sea dirigida al receptor solar. La ley de la reflexión especular, que permite esta forma de actuar, se puede escribir en la siguiente forma:

- 1) Ángulo de incidencia igual al ángulo de reflexión: $\vec{i} \cdot \vec{n} = \vec{r} \cdot \vec{n}$.
- 2) $\vec{i}, \vec{r}, \vec{n}$, pertenecen al mismo plano: $(\vec{i} \times \vec{r}) \cdot \vec{n} = 0$.

Donde:

$\vec{i}$: Dirección del rayo incidente.

$\vec{r}$: Dirección del rayo reflejado.

$\vec{n}$: Dirección de la normal a la superficie reflectante.

Cada heliostato convencional está formado por múltiples módulos de espejos, llamados facetas, los cuales se pueden apreciar en la Figura 2.3. Cada faceta tiene, normalmente, una ligera curvatura cóncava y también se inclinan respecto al plano de la estructura de soporte para conseguir de esta forma un mejor enfoque de la radiación solar reflejada en el receptor.



Figura 2.3- Heliostato de 120 m² diseñado por Solúcar S.A. para la planta PS10

En cuanto a la evolución de las diferentes tecnologías de construcción de heliostatos, las superficies reflectantes más empleadas hasta hoy son a base de espejos de vidrio, también se han empleado superficies reflectantes a base de películas poliméricas de alta reflectividad. El mayor inconveniente para la introducción de esta última tecnología es su menor durabilidad.

Los heliostatos de las primeras plantas de demostración se construyeron con espejos de vidrio sustentados en una estructura metálica (tecnología de vidrio-metal). A mediados de la década de 1980 se desarrollaron los primeros prototipos de heliostatos de membrana tensionada. Aunque estos últimos crearon grandes expectativas por su potencial de reducción de costes, los avances más significativos en este campo se han dado con heliostatos de vidrio-metal, debido principalmente al abaratamiento de los espejos y a la optimización de componentes.

El despliegue del campo de heliostatos en relación al receptor está condicionado en gran medida por las características del terreno disponible (forma de la parcela, orografía...), por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. Las dos opciones clásicas

contemplan el despliegue del campo de heliostatos alrededor (campo circundante) o a un lado (campo Norte o Sur, según la latitud del emplazamiento) de una torre, sobre la cual se sitúa el receptor (Figura 2.4 [2]).

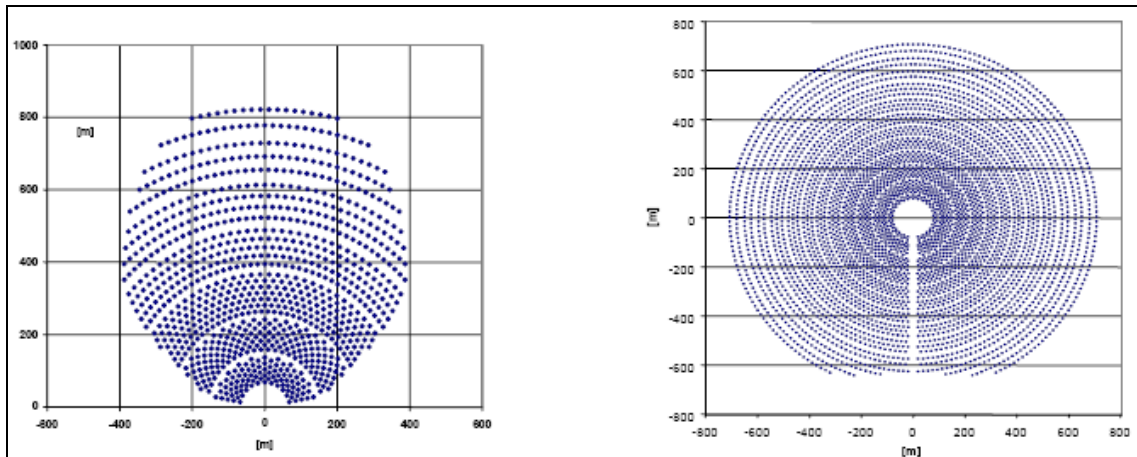


Figura 2.4- Despliegues típicos de un campo de heliostatos alrededor de la torre (situada en el origen de coordenadas): a la izquierda, campo Norte; a la derecha, campo circular

Un desarrollo reciente de gran interés potencial es el heliostato autónomo, desarrollado en la Plataforma Solar de Almería. Este heliostato se alimenta con la energía producida por un pequeño panel fotovoltaico instalado sobre su estructura y se controla vía radio, lo que elimina la necesidad de cableados de potencia y control del campo de heliostatos, con la consiguiente reducción de costes.

No obstante, se han propuesto otras disposiciones, que tratan de aprovechar la orografía del terreno (por ejemplo, una ladera orientada al Sur) o usan un concentrador secundario para evitar los inconvenientes derivados de situar el receptor sobre una torre.

2.2.2 Receptor Solar

El receptor de una CETS de receptor central es el dispositivo donde se produce la conversión de la radiación solar concentrada en energía térmica, la cuál en la mayoría de los casos se traduce en aumento de entalpía de un fluido.

Las dimensiones del receptor deben permitir además de un rendimiento termodinámico aceptable, un reparto de flujo de radiación incidente en su superficie lo suficientemente homogéneo como para que no se produzcan picos de flujo superiores a los que el material del receptor puede soportar sin perjudicar a su vida útil, y posibilitar a su vez que el desbordamiento de radiación en los contornos del receptor, efecto que en inglés se denomina “spillage”, sea mínimo.

El receptor solar está formado fundamentalmente por: la superficie de absorción, compuesta de múltiples paneles modulares, la estructura del receptor, a la cuál están unidos los paneles de absorción, tuberías de interconexión entre paneles, colectores exteriores e interiores, pueden existir tanques de sobrepresión y calderines de vapor, y por último, el sistema de control.

A lo largo de la breve historia de la tecnología de SRC, se han propuesto y ensayado un gran número de receptores de diversas características geométricas y operativas con distintos fluidos de trabajo. Así se puede hablar de tres configuraciones típicas del receptor, que son las mostradas en la Figura 2.5 [3].

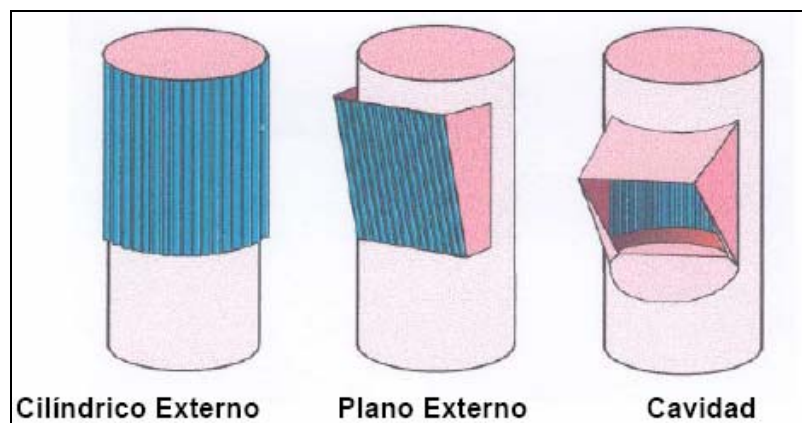


Figura 2.5- Configuraciones típicas del receptor solar

En los receptores exteriores (cilíndricos o planos) la radiación solar reflejada por el campo de heliostatos incide directamente sobre la superficie absorbidora, mientras que en los receptores de cavidad, la radiación pasa a través de una apertura a una zona hueca en forma de caja, antes de llegar a las superficies absorbentes.

Las principales ventajas e inconvenientes entre los receptores externos y los de cavidad son las siguientes:

- Las pérdidas por radiación, en general, son mayores para los receptores externos que para los de cavidad. Esto es así ya que los paneles absorbentes de los receptores externos tienen mayores factores de forma hacia el entorno. De la misma forma, las pérdidas por reflexión también son mayores para un receptor externo.
- El volumen del receptor, así como el número de componentes y sus costes son mayores para los receptores de cavidad. Pero por otro lado al ser más voluminosos, los receptores de cavidad son más adiabáticos que los externos, reduciéndose de esta forma los transitorios al cambiar las condiciones de contorno (por ejemplo el paso momentáneo de nubes que atenúan la radiación solar)

Existe otra configuración del receptor, además de las tres anteriores, que ha sido usada en diferentes proyectos europeos, esta configuración es la de receptor volumétrico, usando como fluido de trabajo el aire. Los receptores volumétricos están formados por una estructura metálica o cerámica de diversas formas con una matriz volumétrica sobre la que incide la radiación reflejada, calentando de esta forma el aire que pasa por su interior (Figura 2.6 [2]).

Su principal ventaja respecto a las configuraciones tradicionales es que al trabajar con aire se consiguen temperaturas de operación mucho mayores.

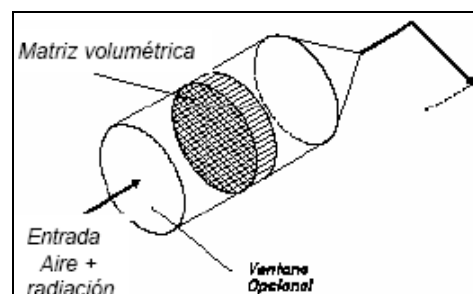


Figura 2.6- Receptor volumétrico

Los fluidos de trabajo usados hasta ahora como fluidos caloportadores en el receptor de un SRC han sido fundamentalmente los que se enumeran a continuación:

1) Agua/vapor: Es el medio de transporte de calor más usado en la industria. A la salida del receptor el vapor alcanza temperaturas en el rango de 490 °C-525 °C. La gran ventaja del uso de este fluido de trabajo es que tras alcanzar las condiciones de diseño en el receptor, el vapor se expande directamente en la turbina sin necesidad del uso de intercambiadores intermedios para producir dicho vapor.

2) Sales fundidas: Normalmente son mezclas binarias de nitrato de sodio y potasio. Se trata de un fluido caloportador relativamente barato y no tóxico. Las sales fundidas son un medio adecuado como fluido de trabajo en el receptor y como fluido de almacenamiento térmico, ya que es un fluido estable hasta los 565 °C aproximadamente y permanecen en estado líquido hasta unos 245 °C. Hay una precaución a tener en cuenta relacionada con el hecho de la alta la temperatura de solidificación mencionada anteriormente, debiéndose tomar por tanto las oportunas medidas para evitar la solidificación del fluido en tuberías, intercambiadores y depósito de almacenamiento.

3) Sodio líquido: El uso del sodio líquido como fluido caloportador se ha desarrollado en la industria nuclear. El sodio tiene unas excelentes propiedades de transferencia de calor permitiendo el empleo de receptores de menor tamaño que los que usan otros fluidos de trabajo. La operación con sodio es similar a la de sales fundidas, siendo estable en estado líquido hasta unos 540 °C y con punto de fusión en unos 98 °C. El problema del sodio es su alta reactividad con el aire y el agua, por tanto deben extremarse las medidas de seguridad para evitar escapes de sodio a la atmósfera. Debido a su peligrosidad el sodio líquido está en desuso hoy en día.

4) Aire: Ha sido el último fluido de trabajo en incorporarse al uso en receptores solares. Como ya se comentó, su uso está íntimamente ligado a los receptores volumétricos y su gran ventaja es la facilidad de operación y mantenimiento de los diferentes equipos, así como el alto valor de temperatura (hasta unos 1200 °C) que puede llegar a alcanzar el aire a la salida del receptor.

2.2.3 La Torre

Para asegurar un buen rendimiento geométrico del campo de heliostatos, el receptor solar se debe instalar a una cierta altura sobre dicho campo. Esto se consigue situando el receptor en una torre, que puede ser de hormigón o acero. Su altura es uno de los parámetros más importantes en el proceso de optimización del campo solar, dado que siempre existe un óptimo técnico a partir del cual, un incremento en la altura de la torre perjudica los rendimientos generales del campo. Puede existir además un óptimo económico que delimite una altura de torre inferior a la determinada por el óptimo técnico, ya que es posible llegar a un punto a partir del cual, el coste añadido a una altura de torre superior no compense el ahorro provocado por una mejora del rendimiento general del campo [3].

2.2.4 Sistema de Control

La función principal del sistema de control de un SRC es gobernar los arranques y paradas diarios. El cambio de un modo de operación a otro implica numerosas etapas y consideraciones, por lo que el sistema de control es fundamental para automatizar el funcionamiento de la planta. Es por ello que el diseño del sistema de control tiene que estar totalmente integrado en el proceso del diseño total de una planta.

2.2.5 Sistema de Almacenamiento Térmico

Uno de las grandes inconvenientes de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo, pero en el caso de los sistemas de concentración se le añade además una segunda restricción, ya que estos sistemas sólo aprovechan la radiación solar directa, por lo que necesitan que no haya nubes. Para solventar estos problemas se disponen de sistemas de almacenamiento térmico.

Tradicionalmente se han propuesto tres tipos de sistemas de almacenamiento: sistemas basados en el calor sensible, en el calor latente y en la energía termoquímica.

- Los sistemas basados en el calor sensible almacenan la energía térmica captada en el receptor en un medio con buenas propiedades para almacenar el calor sensible en un volumen dado. Los medios más utilizados son: aceites térmicos y sales fundidas. También se usa como medio de almacenamiento térmico el aire (cuando se usan receptores volumétricos), usándose junto con materiales con baja conductividad térmica como son rocas, arenas o ladrillos cerámicos. El sistema de almacenamiento térmico de lecho de rocas (Figura 2.7) es muy usado cuando el receptor usado en la planta es un receptor volumétrico.

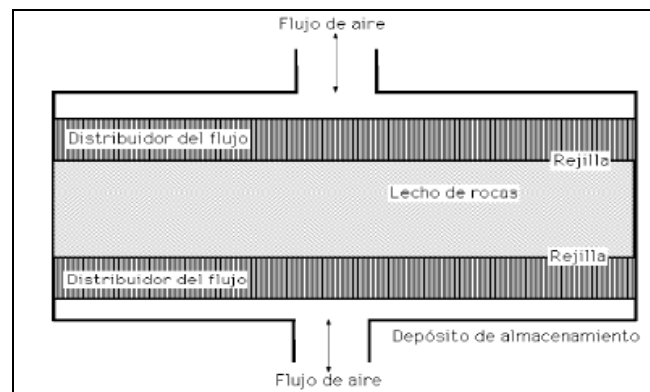


Figura 2.7- Sistema de almacenamiento térmico de lecho de rocas

- Sistemas basados en el calor latente: El calor latente asociado a los cambios de fase de una sustancia es otra manera potencial de almacenar calor. La temperatura, prácticamente constante, a la que se da el cambio de fase de la sustancia usada para el almacenamiento térmico, tendrá que ser compatible con los requerimientos de la planta, es decir tendrá que darse a una temperatura tal que permita la producción de vapor en las condiciones de diseño.
- El almacenamiento termoquímico está basado en la acumulación del calor que se produce cuando se dan ciertas reacciones químicas reversibles. Una característica atractiva del almacenamiento termoquímico es la posibilidad de almacenar y transportar los constituyentes del sistema a temperatura ambiente, es decir, el calor de

alto grado puede almacenarse a temperatura ambiente. Sin embargo, sólo unos pocos elementos tienen un coste lo suficientemente bajo como para ser considerados viables.

El sistema basado en el calor sensible suele ser el sistema de almacenamiento más empleado, pudiendo implementarse de dos formas: almacenamiento directo, en el cuál el fluido de trabajo del receptor es el mismo que el medio de almacenamiento, o almacenamiento indirecto, en el que se usan diferentes fluidos de trabajo para el receptor y para el almacenamiento.

2.2.6 Sistema de Producción de Potencia

El sistema de generación de energía eléctrica de una planta solar de receptor central consta fundamentalmente de los mismos elementos de los que consta el mismo sistema en una planta convencional que trabaja con el ciclo Rankine, es decir: grupo de turbina de vapor, condensador, bombas de recirculación del vapor condensado y la caldera de producción de vapor, elemento, éste último, que en una planta solar se sustituye total o parcialmente por el receptor solar.

Las condiciones transitorias de operación que se producen en un SRC, debido a la variación de la intensidad de la radiación solar, hacen que la turbina además de trabajar con rendimientos bajos, sufra un gran desgaste, por lo que es importante realizar los correctos mantenimientos de la misma.

2.2.7 Sistema Auxiliar

Como sistema auxiliar de una planta solar de receptor central se agrupan diversos elementos que son necesarios para su funcionamiento, pero que no difieren en nada de los mismos sistemas en una planta de potencia convencional. Estos componentes proporcionan una ayuda a los principales componentes de la planta para que realicen sus funciones de una manera eficiente, fiable y segura. Algunos de estos componentes auxiliares son:

- Sistema de aire comprimido.
- Sistema de protección contra incendios.
- Equipos de refrigeración.
- Suministro y almacenamiento de agua.
- Suministro auxiliar de potencia.

2.3 Rendimientos Característicos de un Sistema de Receptor Central

En este apartado se va analizar el rendimiento del campo solar (campo de heliostatos y receptor solar) de un SRC genérico, con el fin de conocer el balance de energía del sistema completo.

2.3.1 Rendimiento del Campo de Heliostatos

El rendimiento del campo de heliostatos suele denominarse rendimiento óptico y representa el cociente entre la energía neta captada por el receptor y la energía total irradiada por el sol, calculada como la irradiación solar total por la superficie colectora.

Las pérdidas que dan lugar a dicho rendimiento óptico pueden dividirse, según su origen, en los siguientes grupos:

1) Pérdidas geométricas: Son las debidas a la disposición geométrica de los heliostatos en torno a la torre, lo que en inglés se denomina con el término “layout”. Estas pérdidas vienen determinadas por los siguientes factores:

- **Factor coseno:** Cuantifica las pérdidas causadas por la inclinación del eje óptico del heliostato con respecto a la trayectoria de los rayos solares. Estas pérdidas son proporcionales al coseno del ángulo que forman la normal a la superficie reflexiva que pasa por la rótula que posibilita el movimiento de giro en dos ejes del heliostato, con la dirección de incidencia de la radiación directa (Figura 2.8). Las pérdidas por factor coseno son las mayores pérdidas que se producen en el campo solar, siendo su valor medio del orden del 20 % de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

Para cada heliostato y cada instante del año se tendrá un factor coseno propio. El hecho de que la dirección de la radiación reflejada (dirección $C\bar{R}$ en la Figura 2.8 [3]) sea propia de cada heliostato, y fija para todo instante, determina que ante una dirección de la radiación incidente idéntica para todos los heliostatos de un campo solar, el factor

coseno de cada uno sea diferente. En la Figura 2.9 [4] se puede observar una distribución indicativa del factor coseno promediado anualmente en función de la distancia a la torre (situada en el origen de coordenadas y de altura h) para un campo de heliostatos situado en el hemisferio Norte.

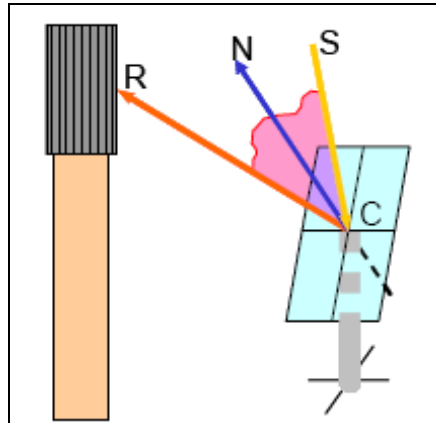


Figura 2.8- Factor coseno

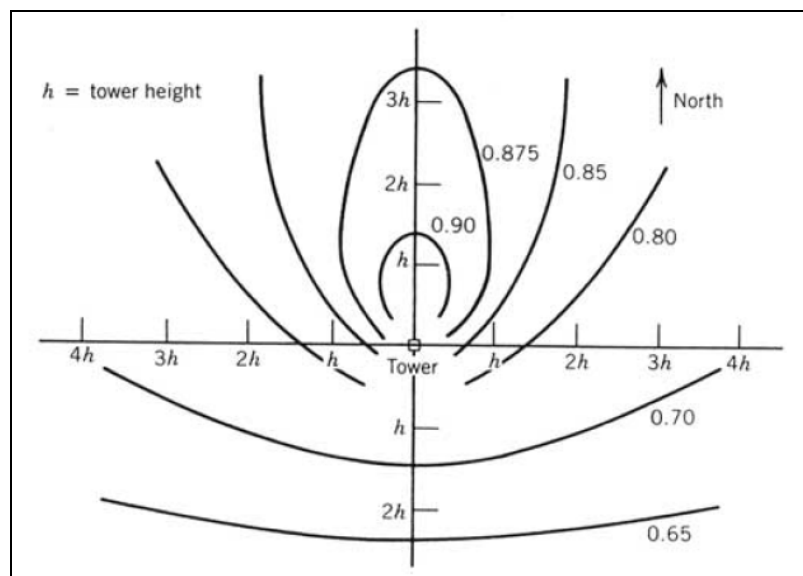


Figura 2.9- Distribución del valor medio anual del factor coseno en función de la distancia a la torre para un campo situado en el hemisferio Norte

Como se puede observar en la Figura 2.9, el factor coseno de los heliostatos situados al sur de la torre es menor que el de los situados al norte de la misma. Esto es debido a que al estar el campo situado en el hemisferio Norte, el área reflexiva útil de los heliostatos

situados al norte de la torre es mayor que la de los situados al sur de la misma. Este hecho se puede observar claramente en la Figura 2.10 [4].

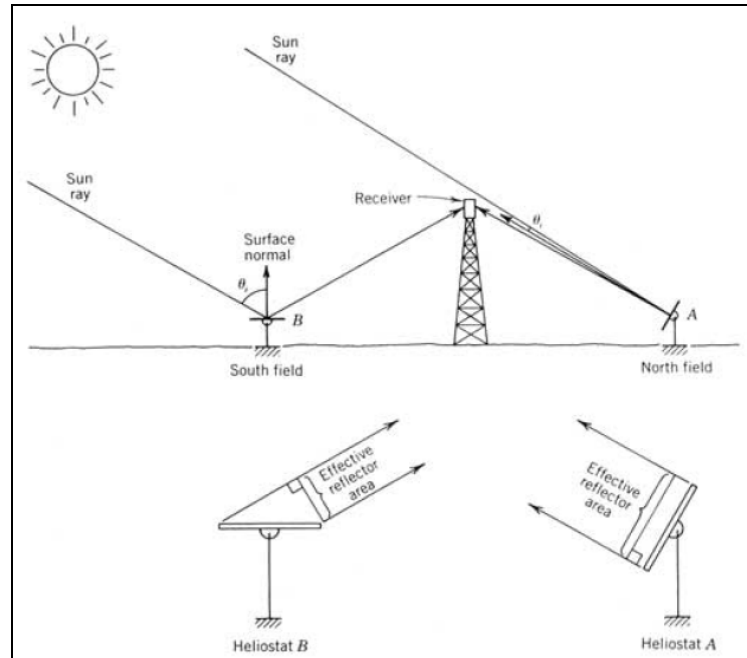


Figura 2.10- Superficie reflexiva útil de heliostatos situados al Norte o al Sur de la torre para un campo situado en el hemisferio Norte

- **Pérdidas por sombras:** Engloban tanto las producidas por las sombras que unos heliostatos proyectan sobre otros (Figura 2.11), como la proyectada por la torre y cualesquier otro elemento sobre los heliostatos. Estas pérdidas suelen ser del orden de un 1% de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

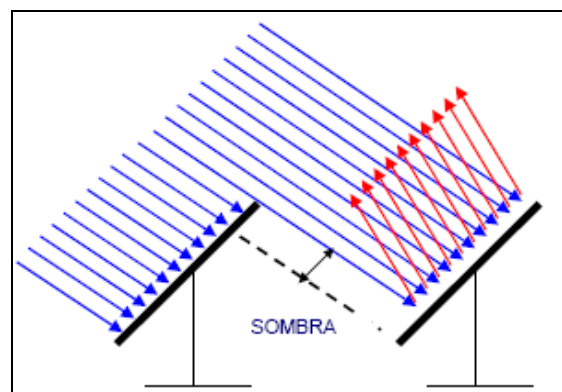


Figura 2.11- Pérdidas debidas a la sombra que un heliostato proyecta sobre otro

- **Pérdidas por bloqueos:** Cuantifican la fracción de radiación solar reflejada por los heliostatos que no alcanza el receptor al resultar bloqueada por heliostatos vecinos. El valor medio de estas pérdidas es también del orden de un 1 % de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

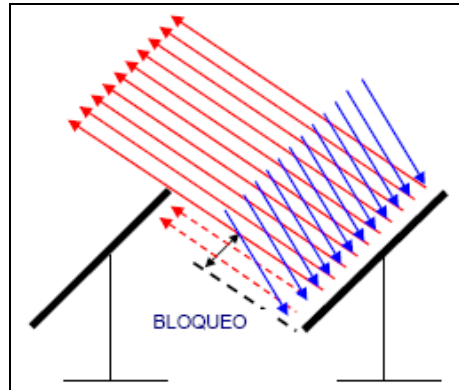


Figura 2.12- Pérdidas debidas al bloqueo que un heliostato realiza sobre otro

2) Pérdidas por reflectividad: Los heliostatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflexiva, ya que parte de dicha radiación es absorbida por la misma. La razón entre radiación incidente y radiación reflejada se denomina reflectividad, y depende de la longitud de onda de la radiación incidente. Para la cuantificación de este factor se emplea un valor medio ponderado por el espectro solar. Además de la longitud de onda de la radiación incidente, la reflectividad depende también del material usado como superficie reflexiva, así como de factores dependientes del entorno, como la cantidad de polvo en el ambiente que puede sedimentar y la frecuencia de lluvias. La limpieza y mantenimiento de los heliostatos contribuyen de forma importante a que sus valores de reflectividad sean altos. Hoy en día existen en el mercado espejos con reflectividades espectrales medias del 92-94 %.

3) Pérdidas por atenuación atmosférica: La radiación solar reflejada por el heliostato sufre una atenuación, debida a procesos de absorción y dispersión, en su camino entre la superficie reflexiva y el receptor (Figura 2.13). Esta atenuación, que depende de las condiciones atmosféricas al nivel de la superficie, será mayor cuanto mayor sea la distancia que recorre la radiación reflejada, por tanto será mayor cuanto más alejado esté un heliostato de la torre. El valor medio de estas pérdidas para el

campo completo de heliostatos suele estar alrededor del 5 % de la potencia reflejada por el mismo.

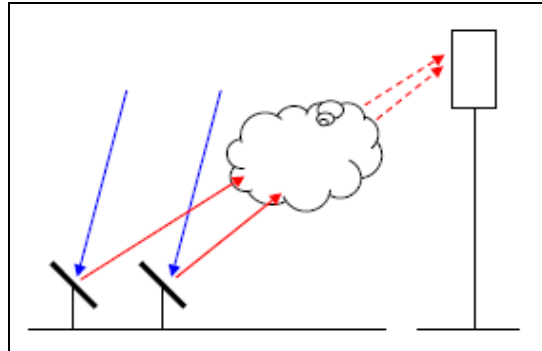


Figura 2.13- Atenuación atmosférica

4) Pérdidas por desbordamiento de flujo: La dispersión del haz de rayos paralelos de la radiación incidente sobre el campo de heliostatos, pequeñas desviaciones en el seguimiento al sol por parte de los heliostatos, errores ópticos en las superficies reflexivas como consecuencia del proceso de fabricación, y la necesidad de distribuir el flujo de radiación incidente en el receptor para evitar picos de flujo superiores a los que el material del receptor puede soportar, provocan una pérdida de flujo circundante al receptor cuantificada con el denominado factor de desbordamiento, o en inglés “spillage”. Este factor puede oscilar entre el 3 % y el 5 % de la radiación reflejada por el campo de heliostatos, dependiendo entre otros factores de cuál sea la estrategia de apunte del campo de heliostatos. En la Figura 2.14 [2], puede apreciarse el exterior de la cavidad iluminado por la parte de la radiación reflejada por el campo de heliostatos que no alcanza la superficie absorbedora.



Figura 2.14- Pérdidas por desbordamiento de flujo

2.3.2 Rendimiento del Receptor

El rendimiento del receptor en un instante concreto queda determinado por el cociente entre la potencia térmica que incide sobre él, y la potencia térmica aportada al fluido de trabajo. El valor medio anual para dicho rendimiento se sitúa en torno al 90 %.

Las principales pérdidas que se producen en el receptor son las siguientes:

- **Pérdidas por radiación:** Las pérdidas por radiación pueden desglosarse en pérdidas por reflexión, que dependen de la absortividad de la superficie absorbadora (la fracción no absorbida será reflejada hacia el exterior) y pérdidas por emisión, que dependen de la temperatura y de la emisividad de la superficie absorbadora.
- **Pérdidas por convección:** Son las que se producen desde la superficie absorbadora al aire de los alrededores. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbadora y el ambiente.
- **Pérdidas por conducción:** Se producen desde el absorbedor a los elementos estructurales y auxiliares en contacto con el receptor, también proporcionales a la diferencia de temperatura entre el absorbedor y estos elementos.

2.3.3 Balance Energético Global

Teniendo en cuenta, además de las pérdidas asociadas al campo solar, las asociadas al sistema de conversión de energía térmica en energía eléctrica, el balance energético característico de un SRC es el mostrado en la Figura 2.15 [2]:

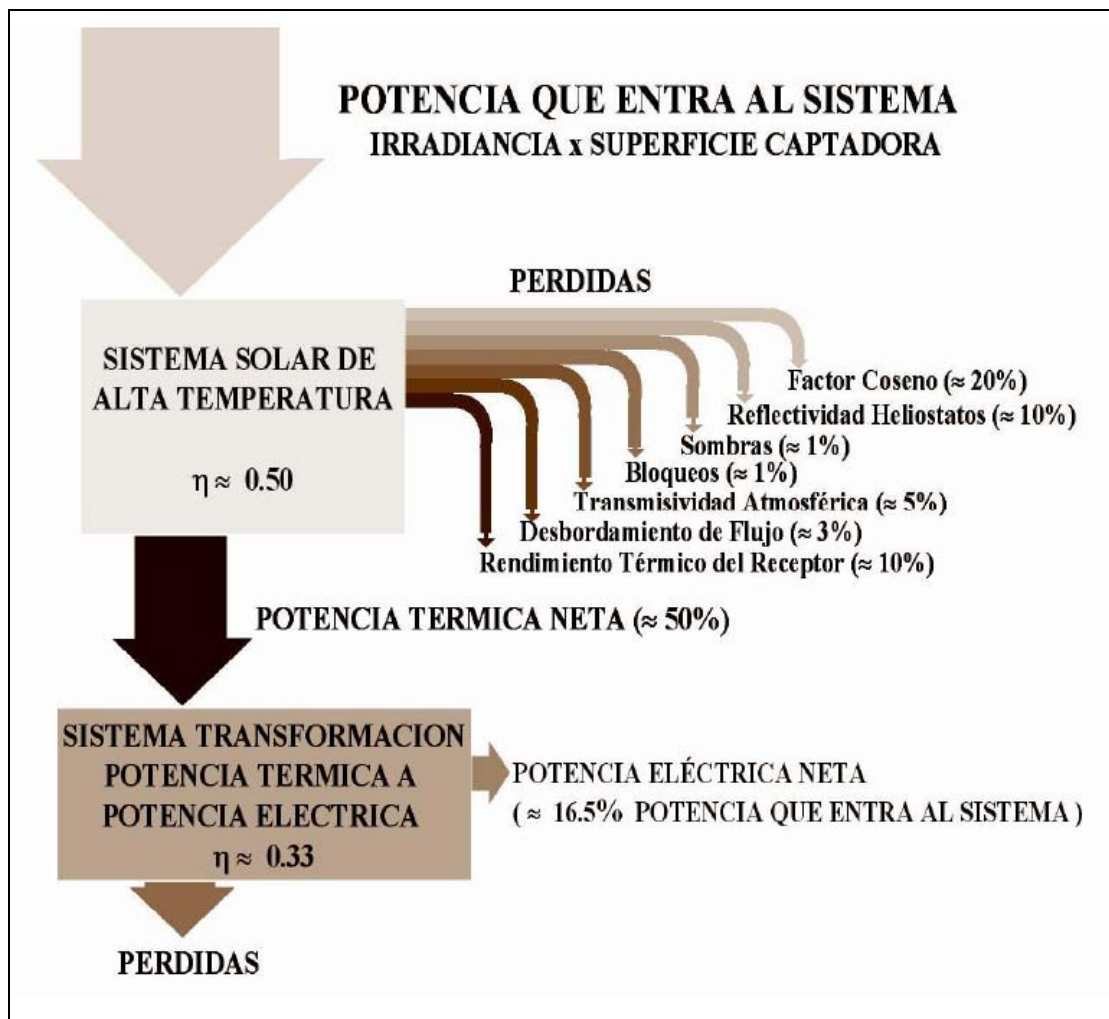


Figura 2.15- Balance energético global en la operación anual de un SRC

Por tanto, según lo mostrado en la figura anterior, de toda la potencia térmica captada por el campo de heliostatos, aproximadamente un 16.5 % se transforma en potencia eléctrica, el resto de potencia térmica que entra al sistema se disipa al ambiente.

2.4 Situación Actual y Desarrollo Tecnológico de los SRC a Corto y Largo Plazo

Los sistemas de receptor central, después de la fase de demostración del concepto, se encuentran hoy en día en puertas de comenzar su primera etapa de explotación comercial. El ensayo de más de 10 pequeñas instalaciones experimentales de este tipo (0,5 – 10 MWt), principalmente en los años 80 del pasado siglo, sirvió para demostrar la viabilidad técnica del concepto y su capacidad para operar con grandes sistemas de almacenamiento térmico. La experiencia más extensa ha tenido lugar en varios proyectos desarrollados en la Plataforma Solar de Almería (en las plantas SSPS y CESA 1) y en las plantas “Solar One” y “Solar Two” en Barstow (California), plantas que en la actualidad no se encuentran en funcionamiento permanente, aunque se utilizan para desarrollar diferentes proyectos de investigación.

Los distintos proyectos de desarrollo tecnológico que han tenido lugar desde entonces han permitido ir mejorando componentes y procedimientos, de modo que hoy en día las predicciones establecen valores de eficiencia del sistema, conversión de solar a electricidad, del 23% en punto de diseño y del 20% anual. A pesar de todo, el gran reto pendiente para los SRC es la puesta en marcha de una primera generación de plantas comerciales operando en régimen de despacho a red bajo condiciones de mercado.

El elevado coste de capital aún constituye un obstáculo hacia el pleno aprovechamiento de su potencial a nivel comercial. Las primeras aplicaciones comerciales que están a punto de ver la luz, todavía presentan costes por potencia instalada superiores a 3.000 Euro/kW y costes de la electricidad producida en el entorno de 0,20 a 0,25 Euro/kWh [2]. Una reducción del coste de la tecnología resulta, por lo tanto, esencial para la extensión del número de aplicaciones comerciales y potenciales emplazamientos.

Actualmente puede decirse que existen tres conjuntos básicos de opciones tecnológicas disponibles y suficientemente demostradas. Todos ellos se apoyan, hoy por hoy, en la tecnología de heliostatos de vidrio-metal, ya que los heliostatos de membrana tensa no han cumplido de momento las expectativas ni en cuanto a coste ni a funcionamiento.

Estos conjuntos son los siguientes:

- Sistemas de sales fundidas en receptor y almacenamiento, con receptor tubular externo, ciclo Rankine (turbina de vapor). Desarrollados principalmente en Estados Unidos.
- Sistemas de agua-vapor en receptor, con almacenamiento en sales, aceite térmico, o vapor a presión, con receptor tubular externo o de cavidad, ciclo Rankine (turbina de vapor). Desarrollados en Estados Unidos y Europa.
- Sistemas de receptor volumétrico de aire abierto (a presión atmosférica), con almacenamiento en rocas o similar, ciclo Rankine (turbina de vapor). Desarrollados principalmente por industrias suizas y alemanas.

A corto plazo, el desarrollo tecnológico se centra en la construcción de una o varias plantas que operen en entorno comercial, como mejor forma de escalar en la curva de aprendizaje. Algunos de estos proyectos, en ejecución actualmente, son: La planta PS10 (diseñada por Solúcar SA) situada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), que producirá 11 MW eléctricos y se trata de un sistema de agua-vapor en el receptor. Y también está en fase muy avanzada el proyecto de la planta Solar Tres, basada en la tecnología desarrollada por su antecesora, la planta Solar Two. Se trata de una planta diseñada para producir unos 15 MW eléctricos con tecnología de sales fundidas en receptor y almacenamiento.

En lo que se refiere a componentes, las líneas principales son:

- Optimización del helióstato, que constituye el factor de coste más importante en un sistema de receptor central.
- Desarrollo de sobrecalentadores de vapor fiables y eficientes.
- Sistemas de almacenamiento más eficientes y económicos.
- Mejora del funcionamiento y fiabilidad de los diferentes elementos que componen el ciclo.

A largo plazo, el objetivo principal es aprovechar el potencial de esta tecnología para la obtención de altas temperaturas, empleando concentración secundaria, y mejorar así el aprovechamiento exergético de la radiación solar. Existen dos líneas principales:

- Sistemas de receptor volumétrico de aire presurizado, con concentración secundaria (tipo trompeta) para la integración de la energía solar en un ciclo Brayton (ciclo de la turbina de gas). Desarrollados principalmente por industrias alemanas.
- Sistemas de receptor volumétrico de aire presurizado con 3 etapas de concentración (óptica SCOT). Ciclos Brayton o combinado. En desarrollo en Israel (Instituto Weizmann).

2.5 El Problema de Optimización de los SRC

La base para el diseño de una planta de receptor central es un análisis de la totalidad de subsistemas que integran la planta. El objetivo fundamental del proceso de diseño y optimización es seleccionar la opción tecnológica que minimice el coste de producción de la energía eléctrica. Este coste se calcula teniendo en cuenta los costes fijos y los de operación, además del retorno de la inversión.

El proceso de diseño conceptual de una planta de receptor central suele constar de tres etapas:

- 1) Definición de la planta.
- 2) Optimización de la parte solar de la planta.
- 3) Optimización de la parte convencional de la planta.

La definición de la planta conlleva la especificación de los siguientes datos:

- **Localización de la planta:** la magnitud más importante para definir la localización de la planta es la latitud, que determina el límite superior de la cantidad de radiación solar que se alcanza en el emplazamiento escogido. También es importante el patrón de tiempo atmosférico que está determinado por factores como la altitud, proximidad de montañas, presencia de agua, centros de población cercanos, etc.
- **Punto de diseño del sistema solar:** Es el instante del año, determinado por un día Juliano y una hora solar, para el que se optimiza el diseño de la planta, con la intención de alcanzar la potencia nominal bajo unas condiciones establecidas de irradiancia solar.

La decisión de seleccionar el punto de diseño adecuado no es inmediata. Cuando se dimensiona un sistema solar sin requisitos estrictos de energía anual a producir, se suele establecer el mediodía solar del equinoccio de primavera (día juliano 80) como punto de diseño para la optimización del sistema, dado que es un día que puede considerarse de condiciones medias, en el que la declinación, que a lo largo del año varía entre los 23.45° del solsticio de verano y los -23.45° del de invierno, toma un valor de 0° . Así se

puede pensar que la energía que no se llega a producir en los meses invernales por el menor número de horas de sol y peores rendimientos geométricos del campo solar, puede ser recuperada en el período estival, en el que sucede lo contrario.

Si se dimensionara un sistema para el punto de diseño determinado por el mediodía solar del solsticio de verano, la planta funcionaría muy pocas horas al año en condiciones de potencia nominal, ya que la planta resultaría optimizada para las mejores condiciones posibles.

Por el contrario, dimensionando para las peores condiciones en cuanto a rendimiento geométrico del campo solar y nivel de irradiancia se refiere, es decir dimensionando para el punto de diseño determinado por el mediodía solar del solsticio de invierno, se podría obtener una planta sobredimensionada, en la que se presentara la oportunidad de poder operar a más potencia de la nominal. Pero como los sistemas se dimensionan para trabajar con un aporte máximo determinado por la propia potencia de diseño, no se podría aprovechar toda la potencia que el campo de heliostatos ofrece, debiendo procederse a desapuntar heliostatos del receptor. Se tendría entonces una parte del campo de heliostatos improductiva durante un gran número de horas al año.

- **Potencia de diseño:** Es la potencia a producir por la planta en el punto de diseño.
- **Factor de capacidad de la planta:** viene determinado por la potencia de diseño y el tamaño del sistema de almacenamiento. El valor de este factor indica el tipo de servicio (de base, intermedio o de pico) para el que se diseña la planta. Se calcula como el cociente de la energía anual producida, entre la energía que se hubiera producido si la planta hubiese funcionando en el punto de diseño todo el año.
- **Fluido caloportador del receptor y el sistema de almacenamiento:** Puede ser el mismo fluido o tratarse de diferentes fluidos para el receptor y el sistema de almacenamiento. Habrá de definirse también las condiciones de presión y temperatura del fluido a la entrada/salida del receptor, así como del sistema de almacenamiento, condiciones que vendrán determinadas por el punto de operación deseado en el sistema de conversión de energía térmica en mecánica.

- **Configuración del campo de heliostatos:** En términos generales un campo Norte es más eficiente en el punto de diseño que uno circular, debido a las diferencias en pérdidas relativas al factor coseno asociadas a ambas configuraciones. Esto conduce a poder dimensionar campos con un menor número de heliostatos y por tanto, a una menor inversión. Sin embargo, para campos muy grandes (superiores en general a 45 MWt) las mejoras producidas por un mejor efecto coseno en un campo Norte, se van viendo afectadas por una mayor atenuación atmosférica, y una mayor imagen reflejada por el heliostato en el receptor, asociadas a una longitud media superior de la distancia de separación entre heliostatos y receptor, que en un campo circular.
- **Configuración del receptor:** Dependiendo de la configuración escogida para el campo de heliostatos, de la potencia térmica que deba absorber el receptor y del fluido caloportador de trabajo, se escogerá la configuración del receptor más adecuada. Así de forma general cuando el fluido de trabajo no sea el aire, se escogerá la configuración cilíndrica externa para campos circulares, plana externa para campos Norte de reducidas dimensiones y de cavidad para campos Norte de gran potencia. Cuando el fluido de trabajo sea aire el receptor usado será de tipo volumétrico.

Una vez se ha definido la planta, la siguiente etapa en el proceso de diseño es la optimización de la parte solar de la planta, es decir la optimización del campo solar. Los parámetros principales que intervienen en la optimización del mismo, son, además de los parámetros que definen la planta, los siguientes:

- **Dimensiones, calidad óptica y canteo de los heliostatos:** Las dimensiones de los heliostatos determinarán el número necesario de los mismos, de acuerdo con la expresión : $n^{\circ} \text{Heliostatos} = \frac{\text{Sup.Total}}{\text{Sup.Heliostato}}$, donde:

-Sup. Total: es la superficie reflectiva total necesaria para obtener la potencia térmica necesaria en el receptor.

-Sup. Heliostato: es la superficie reflectiva de un heliostato.

Inherentes a la superficie reflectiva del heliostato, los errores ópticos cuantifican la desviación del rayo reflejado a la dirección determinada por la ley de la reflexión, debido a las ondulaciones propias del espejo una vez fabricado.

En cuanto al canteo del heliostato, se denomina como tal al trabajo de posicionamiento final de cada una de las facetas que componen el heliostato, con el fin de que éstas focalicen en un cierto punto del espacio. Cuando el canteo se realiza de forma que todas las facetas tienen en el instante de canteo (Día Juliano y Hora Solar en que se realiza el canteo) el mismo punto focal, el canteo se denomina al eje (en inglés on axis). Un canteo fuera de eje (off axis, en inglés), puede ser el resultado de un trabajo en el que se pretenda que las imágenes de todas las facetas del heliostato se superpongan en el receptor cuando el heliostato no se encuentre a la misma distancia del receptor que la correspondiente a su distancia focal [3].

- **Altura de la torre:** El coste de la torre, cuyo valor varia exponencialmente con la altura de la misma, tiene un peso importante en el coste total de la planta. La altura de torre debe ser un parámetro que quede libre en la optimización de la planta, ya que, según se comentó en el apartado 2.2.3, siempre existe un óptimo técnico a partir del cual, un incremento en la altura de la torre perjudica los rendimientos generales del campo y además puede existir un óptimo económico que delimite una altura de torre inferior a la determinada por el óptimo técnico.

- **Dimensiones del receptor:** Para todos los casos, deberán ser lo menores posibles para reducir las pérdidas por radiación y convección, así como el coste del mismo, pero suficientes para permitir que se cumplan dos condiciones en el receptor:

- No sobrepasar el límite de flujo de radiación incidente en ningún punto de la superficie absorbente..

- Minimizar el desbordamiento de la radiación incidente.

- **Múltiplo solar:** Este parámetro define la fracción de potencia térmica que se destina a almacenamiento, respecto a la potencia térmica total transmitida en el receptor al fluido de trabajo.

- **Superficie de terreno disponible:** Determinará la densidad de heliostatos y las coordenadas finales de los mismos en el campo.
- **Modelo de distribución de la energía incidente procedente del sol:** En la imagen del sol extraterrestre se produce el fenómeno de oscurecimiento en el borde, determinado por el decremento de la insolación que se origina cuando nos acercamos a su límite visible. El tamaño y forma de la distribución de la intensidad de la radiación solar son posteriormente modificados por la difusión que se produce en la atmósfera terrestre. En general, el tamaño de la imagen del sol aumenta a la vez que el total de radiación incidente disminuye, por causas de la difusión atmosférica. La forma de la imagen del sol es por tanto muy importante en los cálculos de desbordamiento y distribución de flujo en el receptor [3].

En cuanto a la optimización de la parte convencional de la planta (la cual no es objeto del presente proyecto), el objetivo es seleccionar la combinación apropiada entre el tamaño de la turbina, la capacidad de almacenamiento y el posible apoyo de combustible fósil, para garantizar la producción de energía eléctrica anual de la planta que haga que el proyecto sea viable económicamente.