

## *INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL*

---

➤ **Resumen:**

Genéricamente, cualquier sistema de aprovechamiento térmico de la energía solar usa espejos o lentes para dirigir y concentrar la luz del sol hacia un dispositivo receptor donde un fluido de trabajo absorbe la energía solar como calor.<sup>1</sup>

Bajo la denominación genérica de Sistemas Termosolares de Concentración (STC) se agrupan una serie de sistemas basados en distintas tecnologías concebidas para la conversión de la componente directa de la radiación solar en otra forma de energía, apta para su utilización inmediata o para su almacenamiento, mediante el uso de concentradores.

Entre estas tecnologías, hay tres que destacan por su grado de desarrollo:

- ? *sistemas de colectores cilindro parabólicos (CCP)*
- ? *sistemas de receptor central o sistemas de torre (CRS)*
- ? *discos parabólicos (DP) o más propiamente dicho paraboloides de revolución.*

Los primeros concentran la radiación solar en un eje (dos dimensiones) mientras que los dos últimos lo hacen en un punto (tres dimensiones), pudiendo alcanzar por ello mayores relaciones de concentración.

El grado de desarrollo de las distintas opciones de CETS es diverso. Mientras que los sistemas colectores cilindro-parabólicos se encuentran en una etapa cercana a la madurez, gracias al impulso conseguido en las plantas SEGS del desierto de Mojave (California USA), tanto los sistemas de receptor central como los paraboloides de revolución se encuentran lejos de su viabilidad comercial, no habiendo superado claramente la etapa de demostración tecnológica. Sin embargo, si está clara su capacidad para la obtención de altas temperaturas y por tanto su integración en ciclos de alto rendimiento, lo que supone un importante atractivo.

Aunque los campos de aplicación de los STCS son diversos, es en los campos de generación de electricidad, vapor de proceso o de ambos simultáneamente donde estos sistemas han alcanzado su mayor grado de desarrollo, dando lugar a las conocidas como Centrales Energéticas Termosolares (CETS). Las CETS son, entre los sistemas basados en el aprovechamiento de las energías renovables, uno de los de mayor potencial de contribución a la satisfacción de la demanda energética, especialmente en las regiones situadas en el llamado cinturón solar. Además, constituyen el medio más económico para la generación de electricidad a partir de la energía solar.

---

<sup>1</sup> No ocurre así con las placas fotovoltaicas, que también son sistemas de energía solar con una concepción totalmente distinta.

Esta clasificación general de los tipos principales de Sistemas Termosolares de Concentración en función del tipo de receptor, permite centrar la descripción, más detallada, de los *sistemas de receptor central*, para los que se ha desarrollado la **toolbox S.T.C.**.

En este Capítulo se expondrán a continuación:

- En el apartado 2.1, una descripción general de los sistemas de receptor central y de los subsistemas que lo componen.
- En el apartado 2.2, una breve introducción al problema de la optimización en dichos sistemas.
- En el apartado 2.3 una relación de los códigos de optimización más importantes desarrollados hasta el momento.

## **2.1) Los sistemas de receptor central**

### **2.1.1) Descripción general**

Como se ha comentado en el apartado anterior, en esta clase de sistemas la radiación solar es concentrada en el *receptor*, que no es más que un intercambiador de calor dispuesto en la parte superior de una torre; la radiación se concentra mediante el uso de unos espejos planos llamados helióstatos; estos, que mediante un sistema de control, se mueven siguiendo la posición del sol, reflejan la energía solar de baja intensidad que incide en el suelo a esta zona focal común del receptor, que debe estar a más altura que el campo formado por los helióstatos, para evitar excesivas interferencias.

El conjunto de helióstatos es llamado *campo colector*. El campo puede rodear por completo al conjunto torre-receptor, *campos circulares*, o puede estar situado hacia un lado de la torre: en el hemisferio norte se situará al norte de la torre, *campo norte* y en el hemisferio sur, los helióstatos estarán al sur de la torre, *campo sur*. Lógicamente esto viene determinado por la incidencia de la luz solar.

En el receptor, la energía solar “recolectada” es convertida en calor mediante un aumento de entalpía del fluido que circula por los tubos del intercambiador; este fluido puede ser: *agua/vapor, sodio líquido, sales de nitrato fundidas y aire*; cada uno tendrá sus características particulares que se comentarán más adelante.

La energía absorbida por el receptor, procedente de los helióstatos, depende del tamaño del campo, y también de su propio tamaño, así como de otros factores, como el fluido calefactor.

Otro aspecto importante de los sistemas de receptor central es la capacidad de almacenar de manera eficiente el exceso de energía térmica. El almacenamiento de energía durante las horas de luz solar permite el funcionamiento de la turbina durante los periodos en los que no hay luz del sol. El coste marginal de recoger y almacenar esta energía es menor que el de aumentar el tamaño de la turbina para alcanzar la potencia de pico requerida.

Determinar el tamaño óptimo del almacenamiento necesario para satisfacer las distintas demandas de energía de la planta es una parte importante del proceso de diseño.

También los ciclos días-noches y en menor medida, las nubes, imponen ciclos térmicos a los materiales y componentes, lo que condiciona de forma importante su diseño.

El sistema de control de una central termosolar de receptor central es más difícil de diseñar, que el de una planta de potencia convencional. Además de la turbina, se tienen que controlar otros subsistemas tan complejos o más aún que ésta y en cualquier caso hay un mayor número de equipos a controlar: el campo colector, el receptor y el sistema de almacenamiento térmico. Esto complica el control durante el arranque, parada y transitorios, momentos en los que la interacción entre subsistemas es más crítica.

Se ha hecho referencia a cuatro partes diferenciadas, tanto por su unidad física, como por su función, a las que se pueden añadir otras dos, menos características pero también necesarias: el sistema de potencia y los sistemas auxiliares. En una planta típica de receptor central se tienen, por tanto los siguientes subsistemas:

- subsistema colector
- subsistema receptor
- subsistema almacenamiento térmico
- subsistema de control
- subsistema de potencia
- subsistema auxiliar

A continuación se hará una descripción más detallada de cada uno de ellos.

### **2.1.2) Descripción de los subsistemas**

#### **1. Subsistema colector**

La materia prima de una central solar de torre se “recoge” en la misma central, en el *sistema colector*, por lo que la potencia de la central va ligada al tamaño del mismo; se puede decir, de forma general, que a mayor superficie de campo colector, mayor será la energía “recaudada”. Esto implica un espacio adicional respecto a las plantas de potencia convencionales, aunque en parte se vea compensado por la falta de necesidad de espacio para almacenar materias primas y/o residuos. Además el no tener que comprar las primeras y gestionar los segundos puede paliar las mayores inversiones adicionales necesarias para este subsistema.

Cada helióstato ocupa una superficie considerable, aunque su tamaño puede variar, pero como la radiación solar captada depende de ésta, para obtener potencias razonables (más de 20 MW) serán necesarios del orden de 30 km<sup>2</sup> para el campo completo.

Mientras se está “recolectando” la energía, el sistema de control mantiene de manera continua a los helióstatos en su correcta posición de enfoque: el campo hace un seguimiento del movimiento aparente del sol, de forma que cada helióstato está en una posición normal a la bisectriz del ángulo que forman los rayos de sol en ese instante con la línea imaginaria que une el centro del helióstato, que es fijo, con el receptor. Cuando por algún motivo no se esté recogiendo la energía, el sistema de control tiene que prevenir que la energía reflejada dañe al receptor, a la torre u otras estructuras, y que se creen condiciones poco saludables en el aire alrededor de la planta.

A causa de que el campo de helióstatos constituye normalmente la mayor fracción del coste del SRC (hasta un 60%) se han realizado numerosos estudios y programas para desarrollar diseños de “bajo coste” y mejorar su rendimiento. Es precisamente un parámetro del

campo colector, la *inclinación del terreno* donde se sitúe la parcela, el usado para comparar distintas opciones de optimización de la planta solar en la toolbox desarrollada.

### A) Configuración del campo.

Las características globales del campo colector son definidas en base a estudios sobre costes y funcionamiento los cuales buscan, por regla general, minimizar el coste de la energía absorbida anual y optimizar el rendimiento óptico o de captación. Incluyen consideraciones sobre el receptor, la torre, sistemas de tuberías, además del funcionamiento en sí del campo colector.

El funcionamiento del campo colector viene determinado por su *eficiencia de captación o rendimiento óptico*, expresada como el cociente entre la energía neta captada por el receptor y la energía total irradiada por el sol, estimada como la radiación total por el área de espejos.

El *rendimiento total* para la producción de electricidad incluye, posteriormente, el rendimiento del receptor y el rendimiento de la conversión de energía térmica a eléctrica.

Las pérdidas que se producen en la captación, y que por tanto determinan el rendimiento óptico junto a las pérdidas por spillage y a las de atenuación pueden englobarse en dos grupos: pérdidas geométricas y pérdidas por reflectividad.

Las **pérdidas geométricas** engloban el efecto coseno, sombras y bloqueos.

Estas pérdidas son función exclusivamente de la geometría del campo solar, es decir de las dimensiones y posiciones relativas de los elementos que la integren (helióstatos, torre, receptor) y de la posición del sol, por lo que dependen fuertemente del tiempo.

➤ Efecto coseno Es la energía que se pierde siempre que el plano del espejo no es perpendicular a los rayos del sol. La cantidad de radiación reflejada por el helióstato es proporcional a la cantidad de luz solar interceptada. El factor de proporción es el coseno del ángulo que forman la normal al espejo y el rayo de sol incidente; el cociente entre el área proyectada sobre el plano perpendicular al rayo y el área total del helióstato determinará la magnitud del efecto coseno.

Cuando la luz del sol llega más oblicua a la tierra (lo que ocurre en invierno) es prácticamente perpendicular a los helióstatos situados al norte de la torre, ya que, lógicamente, estos están dispuestos mirando al sur y tienen por tanto la mayor eficiencia en este aspecto. A su vez, los helióstatos situados al sur de la torre tendrán un rendimiento bajo para este efecto. La mayor parte de la irradiación anual ocurre cuando el sol está en la parte sur del cielo, por lo que la media anual del factor coseno será mayor (más cercano a 1 y por tanto a la máxima eficiencia) en la parte norte del campo. Por esto, en el hemisferio norte, el campo de helióstatos estará normalmente dispuesto al norte de la torre. Por idénticas razones, en el hemisferio sur se colocan al sur de la torre.

➤ Sombras y Bloqueos Las primeras nos dan la energía que se pierde, porque no puede ser captada, debido a las sombras que proyectan unos helióstatos sobre otros.

Los bloqueos se deben a que parte de energía reflejada por los helióstatos no llega al receptor debido a que incide o es interceptada por helióstatos vecinos.

➤ Sombra de la torre La sombra que proyecta la torre sobre el campo también impide que una determinada cantidad de radiación llegue al receptor

Las **pérdidas por reflectividad** se deben a que los helióstatos 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 y otra pequeña parte es dispersada o no reflejada correctamente. La razón entre la radiación incidente y la radiación reflejada se denomina *reflectividad*, y depende de la longitud de onda de la radiación incidente.

➤ Reflectividad La absorción y dispersión de parte de la energía que llega al espejo, hace que no toda la energía que incide sobre ellos sea reflejada. La absorción de la radiación por el material que forma la superficie del helióstato es pequeña pero prácticamente inevitable, debido a la conductividad alta del metal que recubre la superficie del vidrio. La dispersión, rayo no enfocado correctamente, aparece debido a los defectos superficiales del espejo y a la suciedad y polvo que se va depositando sobre ellos; es importante mantener en buen estado de limpieza las superficies

➤ Atenuación atmosférica No toda la energía que consigue ser reflejada alcanza el receptor; parte de ella es absorbida o dispersada por la atmósfera existente entre el campo y el receptor; esta pérdida es función de la distancia entre ambos y de la limpieza de la atmósfera. Así los helióstatos más cercanos a la torre tendrán un porcentaje menor de pérdidas por atenuación que los más alejados; si existe gran cantidad de vapor de agua, aerosoles, o cualquier otro tipo de contaminación las pérdidas serán mayores.

➤ Spillage Por último, como consecuencia de las imperfecciones de las superficies reflexivas, errores de apunte de los helióstatos, agrupamiento de la longitud focal de las facetas por motivos de fabricación, etc, una parte de la radiación reflejada por el campo de helióstatos, que llega a las inmediaciones del receptor no alcanza su superficie absorbidora.

Puede que el problema ocurra también porque el receptor no sea lo suficientemente grande para captar todas las "imágenes" reflejadas hacia él, lo que conlleva que cierta cantidad de energía se "derramará" fuera del receptor; aumentar el tamaño del receptor disminuye esta pérdida de forma que poniendo un receptor muy grande serían eliminadas, pero esto no es posible porque llega un momento en el que esta medida se hace contraproducente, al aumentar más las pérdidas del receptor y su coste, que la energía adicional interceptada.

La configuración final del campo tendrá que tener en cuenta todos estos factores y considerar que una configuración dada optimizará unos factores y otra distinta favorecerá otros. Por ejemplo, si los helióstatos se disponen muy juntos, (lógicamente, siempre respetando los límites mecánicos para que no choquen, lo que equivale a decir que las coordenadas de la base disten entre sí, como mínimo, círculos de radio igual a la mitad de la diagonal del helióstato) se favorecerán las sombras y bloqueos, pero disminuirán los costes asociados al terreno; por otra parte existe una mínima distancia al receptor a partir de la cual los helióstatos no verían a éste y los que estén situados a grandes distancias de la torre serán "más capaces de ver" al receptor, pero a cambio existen mayores pérdidas de atenuación atmosférica.

Dos configuraciones han sido las más estudiadas hasta la fecha: en *campo de maíz* y en *radios alternados*:

- En la primera, los espejos se disponen en líneas rectas con espaciados rectangulares y uniformes que se mantienen a lo largo de todo el campo.
- En el *modelo de radios alternados* propuesto por la Universidad de Houston, los helióstatos se sitúan en la intersección de círculos concéntricos con la torre con radios que

también parten de ésta. La característica principal de este modelo es que ningún espejo debe quedar justo detrás (o delante) de otro heliostato de los anillos consecutivos, deben estar alternados. De esta forma, los rayos reflejados desde un heliostato pasan entre sus vecinos adyacentes en su camino al receptor de forma más sencilla.

Los estudios realizados muestran que la disposición radial alternada es más eficiente que la rectangular para una parcela dada y reduce las pérdidas por atenuación, y por sombras y bloqueos. Como resultado, los diseños del campo colector para la mayoría de los sistemas de receptor central están basados en esta disposición. Códigos contrastados como DELSOL incluyen esta disposición del campo que también ha sido la elegida en la **S.C.T.**

Como resumen, se puede afirmar que esta disposición busca proporcionar una curva de nivel de coste constante por unidad de energía absorbida para todo el campo. La dependencia de los resultados anuales con la posición relativa de los heliostatos respecto a la torre muestra que las configuraciones óptimas para un campo circular y para un campo norte, y los valores aproximados e indicativos que deben tener sus dimensiones son obviamente distintos. Las configuraciones obtenidas son el resultado de tres efectos:

Primero, que para un radio dado, el rendimiento aumenta cuando el espejo se mueve del sur al norte de la torre porque el efecto coseno es mucho mejor en la parte norte del campo.

Segundo, que el rendimiento disminuye en cualquier dirección cuando aumenta la distancia radial, siendo esto debido a la atenuación atmosférica y al spillage.

Tercero, la densidad de heliostato, elegida para minimizar los bloqueos, toma su mayor valor en la parte central del campo y disminuye cuando aumenta la distancia radial a la torre. El valor medio del cociente entre el área de espejo y el área de terreno está normalmente entre 0.2 y 0.25.

La configuración del campo de heliostatos permanece relativamente constante en un amplio rango de niveles de potencia.

### **B) Breve descripción de los heliostatos**

El heliostato en sí es el componente que menos depende de las consideraciones de conjunto para el diseño de los CRS; esto se debe a que no es necesario un diseño específico para cada tipo de fluido y/o configuración de receptor, ni para la aplicación final de la energía térmica. Esta independencia permite que el mayor énfasis del diseño sea el reducir el coste por unidad de heliostato, recordando que el sistema colector representa la mayor parte del coste total del sistema (del orden del 60% del coste de la parte solar)

Un heliostato está compuesto básicamente por una superficie reflectante, una estructura soporte, mecanismos de movimiento y un sistema de control.

Básicamente existen dos tipos de heliostatos:

→ Heliostatos convencionales Superficie de vidrio sobre la que se deposita plata o aluminio como superficie reflectante y una capa posterior de pintura que protege a la superficie. Suelen tener < 65 m<sup>2</sup> de facetas (parte reflectante de la superficie del heliostato) y están soportados por una estructura relativamente rígida a la que se anclan normalmente por tres

puntos; la estructura debe tener en cuenta las cargas de viento ya que pueden llegar a ser muy importantes debido a la forma y al peso relativo del heliostato.

Ha existido una línea de investigación bastante continuada en el sentido de aumentar el tamaño de las facetas, partiendo de unos 40-50 m<sup>2</sup> para los de las primeras plantas hasta conseguir grandes espejos de más de 100 m<sup>2</sup> de superficie; este esfuerzo se basa en el hecho de que el pedestal y los sistemas de soporte son relativamente insensibles al área de espejo. Se ha demostrado que se reducen los costes específicos (por m<sup>2</sup> de espejo) ya que se disminuye el número de heliostatos para un área de espejo prefijada, al reducirse el número de cimentaciones, estructuras, mecanismos, cableado y sistemas de control.

Algunas propuestas recientes, sin embargo, han vuelto sus ojos hacia heliostatos de pequeño tamaño, concepto que había caído en el olvido durante mucho tiempo, por su potencial aprovechamiento de economías de escala y sobre todo, de simplificación y abaratamiento de los procesos de transporte, instalación y puesta en servicio.

→ Heliostatos de membrana tensionada Representaron una nueva línea de investigación, iniciada a mediados de la década de los 80, diferente a la de los convencionales.

Constan de una superficie polimérica muy fina tensada desde un anillo que a su vez soporta a la propia membrana. La parte anterior de la membrana está cubierta por reflectante normalmente a base de plata depositada. Ofrecen, frente a los convencionales, un menor coste debido al material y también a la estructura de soporte; el mayor inconveniente para la introducción de esta última tecnología es su menor durabilidad.

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.

### **C) Componentes del sistema colector**

Para finalizar este apartado descriptivo del sistema colector se enumeran y describen brevemente los componentes principales de un campo genérico.

En la **Tabla 2.1** se resumen estos componentes, sus sub-componentes y la cantidad más habitual requerida en plantas de receptor central.

Dado que el heliostato en sí es el elemento más importante del subsistema colector, se describirán separadamente sus distintos componentes relacionados en la **Tabla 2.1**, a continuación de la misma.

<b>Elemento principal</b>	<b>Cantidad media requerida</b>	<b>Sub-elementos</b>
<b>Helióstato</b>	400.000 m <sup>2</sup> / 100 MWe	Reflector (espejo) y su estructura de soporte Unidad movimiento (caja de cambios, cableado, motor) Pedestal y cimentación
<b>Sistema de control del helióstato</b>	Uno por helióstato	Controlador de la unidad de movimiento Sensor de posición Interface entre el sistema de potencia y el controlador de campo de los helióstatos
<b>Controlador de campo de los helióstatos</b>	Uno cada 30 helióstatos aproximadamente	Interface con el controlador del helióstato Software de control Interface con la parte de control de los helióstatos, de la sala de control principal
<b>Controlador principal de los helióstatos</b>	Uno por campo	Base de datos de tiempo Software de control y ordenadores Lazos maestros de control
<b>Equipos y procedimientos de mantenimiento</b>	Uno por campo	Equipos de reparación manual y mantenimiento Equipos de lavado de helióstatos Procedimientos de operación

**Tabla 2.1**

→ Reflector. El reflector o módulo de espejos consiste en un espejo de vidrio, recubierto de plata o aluminio y sus estructuras de soporte en los helióstatos convencionales o en una membrana polimérica cubierta con una capa de metal depositado, en los helióstatos de membrana tensionada.

Cada helióstato convencional está formado por múltiples módulos de espejos. Normalmente, estos módulos son rectangulares con un rango de tamaño de entre (0.6 x 3 m) a (1.2 x 6.1 m)

Cada módulo tiene, de manera habitual, una ligera curvatura cóncava y también se inclinan respecto al plano de la estructura de soporte para un mejor enfoque de la luz del sol reflejada al receptor para obtener mejor rendimiento. Se han realizado extensos trabajos sobre la tecnología de los reflectores. Para más detalles sobre esta cuestión puede consultarse la referencia [3].

→ Estructura de soporte del reflector. La estructura del reflector soporta las filas de módulos.

Lo más frecuente en los helióstatos de menor tamaño es que esta estructura conste de una viga principal de sección circular para resistir los momentos de torsión con varias vigas transversales. La viga principal está unida al sistema de control de movimiento, mientras que los módulos de espejos están unidos a las vigas transversales.

Los entramados de vigas (celosía) son la opción preferida para los mayores tamaños de helióstatos a causa de que su anchura puede variarse para proporcionar la rigidez requerida, sin grandes penalizaciones por peso.

Las secciones de forma circular dan lugar a estructuras más pesadas y con menor estabilidad que las celosías.

→ Sistema de control de movimiento. Es el encargado de mover al reflector para proporcionar una adecuada capacidad de seguir con precisión al sol.

El helióstato requiere un sistema de control para el movimiento según dos ejes. El sistema de ejes usado actualmente es el que usa las coordenadas de azimut y elevación porque ha resultado el que proporciona menores costes.

Para el movimiento en azimut lo que se usa es un mecanismo rotativo, a causa del gran rango angular de dicho movimiento (aproximadamente  $\pm 270^\circ$  dependiendo de la latitud y de la configuración del campo)

Para el movimiento de elevación, la rotación requerida es de  $90^\circ$ . A causa del menor movimiento angular, un actuador lineal proporciona el ajuste para la elevación a un coste menor que el mecanismo de rotación.

→ Pedestal y cimentación. Distintos trabajos han identificado el pedestal simple como la mejor configuración. El montaje cuesta menos y pueden situarse los dos mecanismos de movimiento en la parte superior del pedestal.

## **2. Subsistema receptor**

El subsistema receptor intercepta y absorbe la energía radiante concentrada reflejada desde el subsistema colector y transfiere esta energía a un fluido de transporte de calor.

Sus superficies de absorción de calor son similares a las de las calderas de combustible fósil; esto es, múltiples paneles compuestos de tubos paralelos soldados interiormente.

El fluido de transporte de calor recorre los tubos 'recogiendo' la energía solar absorbida en sus superficies exteriores.

El tamaño de receptor se definirá por su rango térmico y su área activa de absorción.

El rango térmico necesario dependerá del nivel exigencias al sistema: capacidad de salida de la planta (MWe para una planta eléctrica), tipo de receptor y sistema de almacenamiento, naturaleza del sistema de generación de energía eléctrica, y múltiplo solar.

El área requerida de absorción es proporcional al rango térmico para un flujo máximo disponible dado.

En la práctica, el mínimo tamaño del receptor es una función fuertemente dependiente de las pérdidas por spillage debido al tamaño del campo de rayos reflejados por los helióstatos, tamaño del objetivo, la superficie absorbente del receptor, o la apertura de la cavidad. A medida que el tamaño del helióstato crece también lo hace la amplitud de los rayos reflejados. El tamaño del receptor deberá crecer para mantener las pérdidas por spillage dentro de valores razonables. Así pues, el tamaño mínimo de receptor viene fijado por el tamaño de la imagen de los helióstatos y es diferente para cada fluido de transporte de calor ya que cada uno de estos tienen una capacidad de transporte del flujo de calor distinto. El sodio, que es el que tiene la capacidad de transporte más alta permite diseños de receptores muy compactos por lo que para este tamaño mínimo definido por la imagen de los helióstatos alcanza un rango térmico mayor que para otros fluidos.

El máximo tamaño utilizado viene limitado por la longitud de los paneles y por la atenuación atmosférica. Como se comentará más adelante, las mayores longitudes de los paneles están entorno al los 30m. Por ejemplo, para un receptor cilíndrico con un flujo de pico disponible de  $1.2 \text{ MW/m}^2$  y relación altura/diámetro de 1:1 se esperaría una capacidad de  $1300 \text{ MW}_t$  y si se aumentara el flujo de pico disponible podrían alcanzarse incluso mayores valores. Sin embargo, como resultado del gran tamaño de campo colector necesario para capacidades de  $1000 \text{ MW}_t$  y mayores, las pérdidas por atenuación atmosférica de los espejos localizados en la parte del campo más alejada de la torre añaden una restricción adicional al tamaño máximo de receptor.

Lo normal es que para sistemas de agua/vapor y para sales fundidas, el límite de tamaño venga dado por las dimensiones de los paneles mientras que en los de sodio el límite lo impone el tamaño del campo.

Caracterizar la interacción de la óptica del campo y la del receptor es una parte fundamental en el proceso de diseño de la planta. El flujo promedio de la energía reflejada y como llega esta al receptor afecta a todos los aspectos de diseño del mismo, y también a su desarrollo y operación, así como a los costes de otros subsistemas.

Los *principales componentes del subsistema receptor* incluyen: la superficie de absorción, compuesta de múltiples paneles modulares, la estructura del receptor, a la cual están unidos los paneles de absorción, tuberías de interconexión entre paneles, manifolds exteriores e interiores y también pueden ser necesarios tanques de sobrepresión y calderines de vapor y por último, el sistema de control.

Como se ha comentado antes, el diseño del receptor depende fundamentalmente de dos cosas:

- De la *elección del fluido de trabajo*; hay tres candidatos principales a elegir: agua/vapor, sales de nitrato fundidas, y aire. También ha sido bastante el sodio líquido, pero su uso ha isminuido notablemente debido a su peligrosidad.

- De la *configuración del receptor*; hay dos principales: receptores de cavidad y receptores exteriores o externos.

Para estudiar las configuraciones de receptor convendrá aclarar previamente el concepto de *rendimiento en el receptor*.

Por último, reseñar que en los CRS, lo normal es que el receptor se sitúa en la parte superior de una torre de la que se hará una breve descripción.

### **A) Principales componentes del receptor**

→ El principal componente del receptor son los paneles absorbedores. Ellos son los que realmente captan la energía reflejada por el campo colector.

Estos paneles se fabrican en módulos individuales para facilitar su montaje y de forma que sean totalmente intercambiables. Básicamente son similares a los paneles usados en intercambiadores convencionales.

Los tubos deben estar unidos al buckstay mediante soldaduras que les permitan al menos un cierto grado de movimiento para que los tubos puedan dilatarse según sus diferentes expansiones térmicas. Experiencias realizadas en la planta estadounidense Solar One han mostrado que estos elementos tienen que diseñarse cuidadosamente para prevenir los fallos por fatiga en las uniones de los tubos al buckstay cuando no se permite la expansión térmica de los mismos.

También hay que tener especial cuidado con las soldaduras longitudinales entre tubos. En los primeros diseños de paneles, los tubos individuales se unían unos a otros a lo largo de su longitud mediante soldadura para simplificar su unión al buckstay, ya que se reducían de este modo los puntos de unión. Sin embargo, las uniones longitudinales llevan a los tubos a comportarse como una estructura monolítica. Esto es aceptable en plantas de potencia convencionales que trabajan con pocos ciclos transitorios, pero en las experiencias de instalaciones solares se ha demostrado que semejante restricción puede conducir a una gran variedad de fallos por fatiga a causa de los numerosos transitorios: ciclos día/noche, flujos transitorios y gradientes de flujo en los distintos paneles. Por ello, los diseños recientes de receptores han utilizado soportes individuales para cada tubo evitando cualquier soldadura longitudinal.

Los paneles no miden más de 30m por cuestiones de transporte y por los límites en las mayores longitudes posibles de tubos sin costuras. Este límite en la longitud del panel establece un límite superior para la máxima capacidad térmica del receptor.

→ Estructura del receptor La estructura principal de soporte del receptor es la encargada de resistir el peso de los paneles absorbentes, tuberías y tanques de interconexión, fluido de transporte del calor absorbido y demás elementos auxiliares.

Debe ser diseñada para soportar cargas de viento, y en función del lugar donde esté situada la planta, se tendrán en cuenta también la posible presencia de nieve/hielo y de movimientos sísmicos. La existencia de estos últimos condiciona el diseño de la estructura complicando su diseño y elevando sus costes.

En los receptores de cavidad, y en los externos planos, donde la mayor dimensión horizontal es, normalmente, más grande que el diámetro de la parte más alta de la torre se tendrá que incluir una sección de transición entre ambas, como parte de la propia estructura. Esta sección estructural de transición no suele ser necesaria en los receptores exteriores cilíndricos pues la base de este cilindro suele ser aproximadamente la misma que la de la torre.

Se dispondrán las escaleras y plataformas necesarias para acceder a todos los componentes para poder realizar todas las operaciones de inspección y mantenimiento que sean necesarias. Para que estas actividades puedan desarrollarse en condiciones adecuadas, se instala un cerramiento que protege tanto al operario como a las instalaciones de las posibles inclemencias climáticas.

Los componentes estructurales y cerramientos habitualmente están protegidos del flujo directo por la superficie absorbente, de manera que no requieren protección térmica para flujos altos. En los receptores de cavidad habrá que tener especial cuidado porque elementos estructurales pueden quedar expuestos al flujo directo, ya sea por las pérdidas previstas por spillage, como por desviaciones aleatorias e inesperadas de las imágenes de los helióstatos; estas porciones de la estructura de soporte deben protegerse mediante láminas de acero inoxidable cubiertas de pintura blanca reflectante. De todas formas, los flujos alrededor de la apertura, son bajos y los escudos para la radiación y la convección del aire son suficiente protección para la sobrecarga de los elementos estructurales.

→ Tanques y tuberías Las disposiciones de tanques y tuberías varían según el fluido del receptor y las disposiciones de flujo del intercambiador (de un paso, de recirculación, multipaso).

El sodio y las sales fundidas presentan tanques de sobrepresión de entrada y salida. El sistema con agua/vapor no los necesita, pero para intercambiadores de recirculación necesita calderines de vapor, y si el intercambiador es de un solo paso, se requerirá un tanque flash.

Un tanque de acumulación a la entrada y un tanque de sobrepresión a la salida protegen la rápida respuesta de las válvulas de control de temperatura, de la respuesta lenta de las bombas de alimentación y sus válvulas de control, permitiendo respuestas rápidas a cambios de flujo.

Si la bomba de alimentación al receptor falla, el tanque de acumulación de entrada proporciona una reserva de fluido que circula durante un corto periodo de tiempo, pero suficiente para dar tiempo a desenfocar al campo colector

El tanque de sobrepresión de salida se sitúa en lo más alto del circuito del fluido, proporcionando un medio para monitorizar el nivel del medio calefactor; se asegura así que los paneles receptores están llenos de fluido. Este nivel se mantiene con una válvula de drenaje (en la base de la torre) la cual controla la cantidad de fluido que abandona el receptor.

Si se usan sodio o sales como fluido receptor, tendrán que mantenerse en estado líquido, no solo en el receptor ya que si solidifican dejarían impracticable el sistema. Para conseguir esto se necesita protección contra el enfriamiento: calentamiento mediante traceado, aislamiento, o ambos

El aislamiento, pero no el traceado es lo que se especifica normalmente para la tuberías de los sistemas de agua / vapor.

El diseño de los paneles absorbentes, los tanques de acumulación de entrada y el tanque de sobrepresión de salida y las tuberías de interconexión tiene que ser tal, que permita el secado de parte o de todo el lazo de fluido, tanto por gravedad, como auxiliado por un sistema de gas a presión. En la mayoría de las plantas, el vaciado se realiza cada noche o durante los días con largos periodos de pérdidas de insolación,

→ Sistema de control El sistema de control del receptor tiene dos funciones principales:

□ mantener las condiciones de salida del fluido de transporte de calor del receptor en las establecidas en los valores de set point durante las operaciones habituales.

□ operar y proteger el receptor durante las operaciones en régimen transitorio, condiciones de emergencia, arranques, paradas, periodos de nubes, y fallos de equipos y componentes.

Debido a que la potencia de entrada y la distribución de flujo son variables por las condiciones diarias y meteorológicas, el sistema de control tiene que variar el caudal de fluido para mantener la temperatura y la presión en el set point deseado.

El sistema está formado por termopares, transductores de presión y flujo y medidores de caudal y nivel. Opera normalmente con realimentación a partir de los sensores que miden las condiciones de salida del receptor. Sin embargo, el uso de datos anticipativos (sobre todo de los niveles de flujo) puede ser muy útil.

### **B) Rendimiento del receptor**

El rendimiento del subsistema para las distintas configuraciones es el resultado de una variedad de compromisos o concesiones entre los diversos mecanismos de pérdidas

Estas pérdidas incluyen: spillage, convección, conducción y radiación.

➤ Spillage Ya se ha explicado en el subapartado **A)** del apartado **2.1.2)** el significado físico de las pérdidas por spillage.

Ésta puede ser considerada una pérdida tanto del subsistema colector como del subsistema receptor.

El spillage resulta del compromiso del dimensionamiento del receptor y/o de errores en el apunte de los helióstatos. El receptor se diseña para que las pérdidas totales por spillage sean menores que el 5% de la energía reflejada que alcanza las proximidades del receptor

➤ Reflexión Es la energía del campo de helióstatos que llega al receptor, pero que no consigue ser absorbida por él.

Se usan pinturas de alta absortividad en sus superficies de absorción para minimizar las pérdidas por reflectividad. Generalmente, se consigue mantener las pérdidas por reflexión en un 5% o menos cuando la superficie está recién pintada o en buen estado, pero pueden aumentar durante el servicio como resultado del deterioro de la cobertura.

➤ Convección Es la pérdida de energía térmica que aparece al calentarse el aire adyacente al receptor. Es una combinación entre convección libre y forzada, siendo la componente de convección libre la mayor normalmente

➤ Radiación Es la pérdida de energía térmica debida a las emisiones en el visible y en el infrarrojo ocasionadas por las altas temperaturas del receptor. Tanto las pérdidas por convección como por radiación son función de la temperatura del receptor y de su configuración. El valor típico de las pérdidas combinadas por convección y radiación están entorno al rango del 5 al 15 % de la energía de pico incidente en el receptor.

➤ Conducción Es la pérdida de energía térmica a través de las superficies aislantes y los elementos estructurales. Estas pérdidas deben ser menores que el 1% para un receptor bien aislado.

Minimizar las pérdidas energéticas en el proceso del diseño del receptor es muy importante ya que su diseño óptimo se hará en base a obtener el coste por unidad de energía producida por el conjunto del sistema.

### **C) Configuración del receptor**

Hay dos configuraciones generales de receptor: *exteriores y de cavidad*

▫ Los receptores *exteriores* presentan a su vez dos tipos de superficies absorbentes: planas o convexas hacia el campo de helióstatos.

Las plantas más grandes, suelen presentar configuración circular del campo colector por lo que el receptor exterior suele ser un poliedro formado con pequeños y numerosos paneles absorbentes, que dan lugar a una superficie aproximadamente cilíndrica.

Las plantas pequeñas, se disponen habitualmente en campos norte por lo que los receptores suelen ser placas planas o, en caso de ser cilíndricos se eliminan los paneles de la cara orientada al sur.

El rango del cociente altura /diámetro toma valores 1:1 o 2:1.

▫ En los receptores de *cavidad*, la radiación reflejada desde los helióstatos pasa a través de una apertura a una zona hueca en forma de caja, antes de llegar a las superficies absorbentes; esta caja y la apertura definen la cavidad.

Un receptor puede estar compuesto de más de una cavidad, cada una dirigida a un sector diferente del campo de helióstatos. Sin embargo, recientes estudios de los receptores de cavidad apuntan a que la configuración óptima es una única cavidad orientada al norte, por lo que estos receptores serán apropiados para configuraciones de campo norte únicamente.

Las superficies activas para la transferencia de calor del interior de la cavidad son iguales a las usadas en los receptores externos, pero la disposición de los paneles es cóncava hacia el campo de helióstatos.

Las otras zonas interiores de la cavidad, el techo y el suelo, no suelen ser empleadas como superficies de absorción. Estas zonas tienen que estar cerradas y aisladas de manera efectiva para minimizar las pérdidas de calor y para proteger a los otros componentes del flujo incidente. Aunque estas superficies internas inactivas no están expuestas a altos niveles de flujo directo, si están expuestas a la radiación de los paneles absorbentes calientes. Como estas zonas inactivas no se refrigeran pueden alcanzar temperaturas que excedan a las de los paneles calientes.

Los paneles activos y las superficies inactivas tienen un área de dos a tres veces la de la apertura. El tamaño de ésta y su geometría se eligen para minimizar la suma de las pérdidas térmicas y por spillage. Una apertura vertical de forma cuadrada o rectangular es lo típico.

A continuación se exponen las principales ventajas e inconvenientes entre los receptores *exteriores* y los de *cavidad*:

✓ Las pérdidas por radiación, en general, son mayores para los receptores *exteriores* que para los de *cavidad*. Los paneles absorbentes calientes de los receptores *externos* están expuestos y tienen mayores factores de forma hacia el entorno, más frío que rodea al receptor; mientras que los receptores de cavidad están más 'protegidos' y tienen factores de forma más pequeños a través de la relativamente pequeña apertura. De manera similar, las pérdidas por reflexión también ligeramente mayores para un receptor *externo*.

✓ Las pérdidas por spillage, sin embargo, son generalmente mayores para *receptores de cavidad* a causa de que la radiación procedente del campo colector tiene que pasar a través de la relativamente pequeña apertura

✓ Las pérdidas por convección también pueden ser mayores debido a la gran superficie caliente (zona activa más inactiva) de la cavidad.

El área requerida en la cavidad es muy superior (casi un 25% más) que la necesaria para un *receptor externo* con el mismo rango térmico y con el mismo límite para flujo máximo; esto se debe a la mayor dificultad para iluminar de manera uniforme el área absorbente de la cavidad.

✓ El peso del receptor y el número de sus componentes son generalmente mayores y más costosos en un receptor de *cavidad* que en uno *exterior*. Pero, por otra parte presentan la capacidad de usar dicha masa del receptor aprovechando su mayor inercia térmica, como depósito o reserva para las condiciones transitorias del tiempo.

En este sentido, también se ha contemplado la posibilidad de poner una puerta en la apertura de la cavidad, para poder cerrarla durante los periodos de baja insolación y así reducir las pérdidas térmicas y simplificar los procedimientos de arranque.

✓ Los tubos intercambiadores de calor están más protegidos de los efectos del tiempo en los receptores de *cavidad* que en los *exteriores*; esto conlleva una menor degradación de la cobertura de alta absorbancia, durante el servicio.

#### D) Fluidos de trabajo del receptor

Cuatro son los fluidos que han recibido consideración de fluido de trabajo para el transporte e intercambio del calor absorbido en el receptor; éstos son el agua/ vapor, el sodio líquido, las sales de nitrato fundidas y el aire.

En la **Tabla 2.2** se muestran los rangos de temperatura de trabajo de cada uno de ellos.

<i>Fluido de trabajo</i>	<i>Temperaturas típica de trabajo</i>
<b>Agua/vapor</b>	De 0° a 525°C
<b>Sales fundidas</b>	De 280°C a 565°C
<b>Sodio líquido</b>	De 150°C a 540°C
<b>Aire</b>	De 20 a 800/ 20 a 1200

**Tabla 2.2**

⇒ Agua / vapor Tiene la ventaja de ser el medio de transporte de calor más familiar y conocido en la industria. El desarrollo de los componentes de los sistemas de agua / vapor para su uso en grandes plantas está en una etapa de madurez, en contraste con el estado de desarrollo en que se encuentran las sales fundidas y el sodio líquido. Además el agua tiene un punto de congelación mucho más bajo que las sales o el sodio y mucho menor riesgo en su manipulación.

El uso de vapor para la producción de electricidad es un proceso totalmente conocido y controlado. Sin embargo, en la plantas de receptor central la generación de electricidad está ligada a la disponibilidad real de luz solar; incluso el paso de nubes afectará directamente a la salida de vapor de la turbina. Consecuentemente, aunque es menos efectivo en cuanto al aprovechamiento de la energía captada, pero más práctico en cuanto al funcionamiento de la turbina, hay que proporcionar un suplemento de vapor a la misma para que dé una salida uniforme y para ello hay que utilizar un sistema de almacenamiento térmico.

Aquí aparece el mayor problema del agua / vapor, ya que no puede ser empleado como medio de almacenamiento de la energía térmica absorbida en el receptor y necesita un medio de almacenamiento auxiliar que tenga la suficiente inercia térmica como el aceite o las piedras. Un problema asociado a este tipo de diseño es la caída de temperatura que aparece debida a la máxima temperatura disponible y las pérdidas térmicas asociadas a la carga y descarga de los intercambiadores de calor usados para transferir la energía dentro y fuera del almacenamiento.

⇒ Sales fundidas Cuando en una planta de receptor central se habla de sales fundidas se hace referencia comúnmente a una mezcla binaria de nitrato de sodio y potasio. Una mezcla del 60% en peso de  $\text{NaNO}_3$  y un 40% en peso de  $\text{KNO}_3$ , es un fluido de intercambio y transporte de calor relativamente barato y no tóxico.

En la industria del sector energético es mucho menos habitual el uso de sales fundidas que en la industria química. En esta industria se ha comprobado que las sales fundidas son un medio seguro y fiable de transporte de calor cuando se utilizan las condiciones apropiadas de diseño y se toman las adecuadas precauciones.

Las sales fundidas son un medio muy adecuado como fluido del receptor y de almacenamiento ya que son estables hasta temperaturas alrededor de los  $595^\circ\text{C}$  y permanecen líquidas hasta temperaturas sobre  $245^\circ\text{C}$ . La única precaución que hay que tener es debido a este punto de solidificación relativamente alto, por lo que se deben tomar las adecuadas precauciones para el precalentado y secado de tubería y equipos.

En los sistemas que usen las sales fundidas como fluido de transporte de calor en el receptor y como medio de almacenamiento térmico, el único intercambiador que se necesita es el generador de vapor.

La industria estadounidense apuesta por esta tecnología de sales fundidas (Solar Two).

⇒ Sodio líquido El uso del sodio líquido como fluido de transporte de calor se ha desarrollado en la industria nuclear.

El sodio tiene unas excelentes propiedades de transferencia de calor permitiendo receptores pequeños con altos niveles de flujo. Sin embargo, es más caro, menos denso y tiene un calor específico más bajo que las sales fundidas.

En general, la operación con sodio líquido es similar a la de sales fundidas. La mayor diferencia es la reactividad del sodio cuando entra en contacto con el aire o el agua. Por esto se debe extremar el aseguramiento de la calidad de la fabricación y emplear procedimientos de operación seguros para evitar escapes de sodio.

Al igual que las sales fundidas, tiene un punto de fusión bajo, (incluso más bajo que las sales) por lo que se deben tomar también las previsiones recomendadas de precalentamiento y secado de tuberías y equipos, sobre todo en los periodos de parada.

Conviene señalar que hoy en día el uso del sodio líquido está en deshuso debido a su peligrosidad, que ha originado varios accidentes.

⇒ Aire Ha sido el último fluido en incorporarse a los fluidos de trabajo usados en los receptores.

Su uso está íntimamente ligado a los receptores volumétricos. Estos son estructuras metálicas o cerámicas de diversas formas, con un gran número de recovecos, preparadas para rellenar un volumen. Pueden estar abiertos al exterior mediante una ventana en su parte anterior.

Con el aire se consiguen temperaturas mucho más elevadas que con los otros tres fluidos de trabajo. Presenta una mayor facilidad de operación y mantenimiento (no hay peligro de solidificación del fluido, no hay cambios de fase, sistema más simple) y mucha menor peligrosidad; también es menos perjudicial para el medio ambiente.

La industria europea, a diferencia de la estadounidense aparece inclinada hacia los receptores volumétricos de aire.

### **E) Características de la torre**

Aunque no forma parte, de forma estricta, del subsistema receptor, se incluye aquí su descripción por su íntima relación con el mismo, ya que la torre es un elemento muy importante en el diseño y en el proceso de optimización de la planta completa.

La torre proporciona soporte para el receptor a la altura requerida sobre el campo colector. Su altura es función principalmente, del punto de diseño de la planta. Sin embargo, también puede verse influenciada por otros muchos factores entre ellos el tipo de receptor y el tipo de fluido de transporte.

El receptor se sitúa en la parte más alta de la torre. El sistema que forma el objetivo para concentrar los rayos, se dispone en la parte exterior de la torre, justo debajo del receptor. Equipos eléctricos y sistemas de control se instalan normalmente en el interior de la torre, justo debajo del receptor.

Los materiales usados en su construcción han sido el acero y el hormigón armado.

Las torres de acero son similares a los postes de alta tensión.

Las de hormigón armado son muy parecidas a las chimeneas de las plantas de potencia fósiles convencionales.

La elección del tipo de torre depende de la altura que se requiera para la misma. Las torres de acero son más favorables en cuanto a coste mientras su altura sea menor de unos 120m. Las torres de hormigón reforzado han mostrado ser más eficientes en cuanto a costes para alturas superiores.

Los cimientos de la torre dependerán del modelado de las cargas y condiciones del suelo. Generalmente, serán pilotes y se harán en hormigón armado, sobre todo si el suelo es blando. Deben de transmitir adecuadamente las cargas gravitatorias y los momentos de vuelco a sustrato seguro.

El diseño de las torres sigue estándares, especificaciones y códigos establecidos. Las cargas de diseño para la torre deben incluir: cargas muertas, cargas vivas, y cargas de viento y terremotos. Los terremotos provocan cargas laterales y verticales en la torre.

Su dimensionamiento variará con el riesgo sísmico de la zona en la que se sitúe la planta, así como del propio peso y altura de la torre, y el peso y la disposición del receptor.

### **3. Subsistema de almacenamiento térmico**

Como su nombre indica, este subsistema almacena la energía captada por el receptor y la entrega al sistema de generación de vapor.

El almacenamiento de energía térmica es necesario para proporcionar una operación continua a la planta durante los periodos de insolación variable, extender el funcionamiento de la planta a periodos nocturnos, evitar daños potenciales debidos a cambios bruscos en la radiación de energía, asegurar disponibilidad de potencia en periodos de emergencia, y posibilitar satisfacer una demanda de energía eléctrica que no se corresponda con el promedio de insolación.

Se describen a continuación, los tipos de sistemas de almacenamiento que existen, algunos aspectos de su diseño y las características más señaladas de su operación

#### **A) Tipos de almacenamiento**

En los programas de investigación para el desarrollo de la tecnología solar se han propuesto tres tipos genéricos de subsistemas de almacenamiento: *calor sensible*, *calor latente*, y *energía termoquímica*.

▫ En el sistema por *calor sensible* la energía es almacenada como energía térmica en el medio destinado al almacenamiento.

La característica principal de este medio es que no experimenta cambio de fase en el rango de temperaturas que aparecen en el lugar de almacenamiento ni durante el proceso de extracción de energía. Para las temperaturas habituales en los sistemas de receptor central los posibles medios que pueden utilizarse son: aceites térmicos, mezclas de sales fundidas, metales líquidos, y sólidos incluyendo rocas, arena, ladrillos cerámicos y esferas de metal.

La capacidad para almacenar calor sensible en un volumen dado de material depende del producto de la densidad del material por su calor específico. La elección del material, su cantidad y coste, se establece como un compromiso entre la aplicación en cuestión, la localización de la planta y el uso final al que se destine.

▫ El *calor latente* que aparece en los cambios de fase es otra manera potencial de almacenar calor.

El cambio de fase de una sustancia ocurre en un rango estrecho de temperaturas, puede decirse que prácticamente a temperatura constante, la cual tiene que ser compatible con la temperatura del sistema en el que esté integrado el subsistema de almacenamiento.

El almacenamiento por calor latente sufre dos penalizaciones por coste. Primero, el coste de los materiales necesarios es alto en comparación a los empleados en los sistemas de calor sensible. Segundo, los diseños existentes requieren una gran superficie de intercambio de calor para proporcionar la adecuada transferencia de calor a través del material que cambia de fase.

▫ El *almacenamiento termoquímico* está basado en la acumulación de energía que aparece en el calor de formación o de descomposición de las reacciones químicas reversibles. Se han estudiado un gran número de reacciones, tanto catalíticas como no-catalíticas

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, solo uno pocos elementos tienen un coste lo suficientemente bajo como para ser considerados viables.

Combinaciones de calor sensible y de energía termoquímica y de calor sensible y calor latente son posibles. La que sea más eficiente en cuanto a costes depende de la aplicación en concreto y de la estrategia de control. El método de calor sensible es la elección más probable en la mayoría de los casos.

El almacenamiento por calor sensible puede implementarse de dos maneras en un sistema de receptor central: *almacenamiento directo*, en el cual el fluido de trabajo del receptor es el mismo que el medio de almacenamiento o *almacenamiento indirecto* en el cual se usan diferentes fluidos de trabajo para el receptor y para el almacenamiento.

En los sistemas de almacenamiento directo, la temperatura de ambos fluido es prácticamente la misma. En los sistemas indirectos se usa un intercambiador de calor intermedio para realizar la acumulación de energía. Las caídas de temperatura entre receptor y almacenamiento y entre almacenamiento y carga tienen que ser tales que permitan la transferencia de calor. Por ello, el receptor tiene que trabajar a una temperatura mayor para cargar el almacenamiento que si se trabaja directamente con la carga. O si se trabaja a una misma temperatura de receptor se obtendrá una temperatura más baja para la carga.

### **B) Aspectos de diseño**

→ Medio de almacenamiento Tanto el sodio líquido como las sales fundidas pueden usarse como fluido de almacenamiento. Las temperaturas límite que pueden emplearse respectivamente son 565°C y 595°C.

Los aceites para transferencia de calor tienen mayor calor específico y menor conductividad térmica que el sodio líquido o las sales fundidas. Como principal inconveniente presentan una temperatura de trabajo límite de 315°C.

Este límite de la temperatura de trabajo restringe el uso de estos aceites a determinadas plantas que trabajan con sistemas de agua /vapor. El alto coste de estos aceites puede compensarse en parte por el uso combinado de rocas junto al aceite ya que estas son muy baratas.

→ Configuración Existen dos alternativas para las configuraciones de los tanques. Una consiste en separar los tanques calientes de los fríos; la otra emplea un único tanque de gradiente térmico

En la configuración de tanques separados, el fluido contenido en el tanque está a una temperatura uniforme. Como resultado de las continuas cargas y descargas de la energía térmica almacenada, los niveles de fluido en los tanques varían significativamente durante la operación normal de la planta.

El tanque único se basa en la estratificación térmica del medio de almacenamiento. La estratificación resulta de la variación en la densidad del fluido como función de la temperatura. Se requiere por tanto, el uso de un medio de almacenamiento de una conductividad térmica relativamente baja y en la posibilidad del medio de mantener dicho gradiente térmico como barrera.

Durante la operación normal de la planta, el nivel de fluido en el tanque de gradiente térmico permanece prácticamente constante; sin embargo, la capa que contiene el gradiente térmico entre las zonas de alta y baja temperatura se mueve hacia arriba y hacia abajo.

La configuración afecta, lógicamente, al número de tanques necesario: los tanques separados necesitan un mayor número de unidades, pero este mayor número puede ser favorable para las operaciones de mantenimiento de la instalación de almacenamiento.

→ Diseño del tanque Existen tres diseños de tanque:

- tanques cilíndricos verticales diferentes para el fluido frío y el caliente con aislamiento externo
- tanques cilíndricos verticales, con aislamiento externo para el fluido frío y con aislamiento interior para el fluido caliente
- tanques múltiples cilíndricos y horizontales de almacenamiento simultáneo del fluido frío y caliente.

Las carcasas de acero al carbono son adecuadas para tanques que contengan el fluido de almacenamiento a temperaturas por debajo de 400°C. Esta temperatura límite es suficiente para almacenar aceite o rocas tanto en las disposiciones separadas como en las de gradiente térmico.

El sodio líquido y las sales fundidas como medios de acumulación trabajan a temperaturas superiores a los 400°C, por lo que emplean sistemas de dos tanques con fluidos separados.

Un diseño correcto del tanque debe tener en cuenta tanto aspectos estructurales como las posibles pérdidas de fluido de almacenamiento y su detección.

El almacenamiento de fluidos calientes originará tensiones continuadas durante largo tiempo en las paredes del tanque. Estas tensiones pueden originar el "creep" del material de contención, debido sobre todo al deslizamiento de los límites de grano, que puede desembocar en una ruptura, a menos que esto se haya tenido en cuenta en el diseño. Al mismo tiempo la subida y bajada del nivel del fluido del tanque durante el funcionamiento de la planta llevará al tanque a una situación de tensiones cíclicas que originan la fatiga del material.

El resultado es una combinación de "creep" y de fatiga cuya interacción puede ser significativa y que habrá que tener muy presente en el diseño del tanque y en el del material.

La integridad del tanque es crítica para el funcionamiento seguro y la viabilidad del subsistema de almacenamiento. Las pérdidas del fluido de acumulación no solo implican la reposición del líquido vertido, también conlleva daños en el aislamiento e incluso en algún caso pueden ocurrir daños en los cimientos. La detección rápida de pérdidas es especialmente difícil e importante para tanques de líquido caliente y aislamiento interno.

Estos tanques se soportan habitualmente con una cimentación consistente en una losa de hormigón que se refuerza mediante un anillo también de hormigón. Los cimientos se aíslan y/o se refrigeran para inhibir la degradación del hormigón y evitar que se transmitan los esfuerzos al suelo.

Existen otros dos métodos de sustentación de los tanques de almacenamiento: suspensión superior y soporte mediante pequeños pilares. Estas alternativas son capaces de asumir las dilataciones del tanque y a la vez minimizar la degradación del hormigón.

El máximo volumen de fluido que puede contenerse en un tanque depende de la temperatura del medio de almacenamiento, del material del tanque y de su altura. La temperatura de almacenamiento y el material del tanque determinan las tensiones en el tanque.

La altura del tanque estará limitada en parte por la carga máxima que es capaz de soportar el terreno.

**C) Características de funcionamiento**

⇒ Control con gas de ullage El propósito del control con el gas de ullage es minimizar la aparición de contaminantes en el medio de almacenamiento y prevenir los posibles daños que puedan ocasionar las presiones diferenciales que se desarrollan entre el interior del tanque y la atmósfera.

Para los sistemas de sales fundidas se suele usar aire como gas de cobertura del depósito. El sistema de control del gas estabilizador elimina continuamente el dióxido de carbono y el vapor de agua de dicho aire. Su presencia daría lugar a la formación de hidróxidos y carbonatos como productos de descomposición de las sales.

En los sistemas de sodio líquido se usa argón como gas de cobertura del depósito. El sistema de control elimina el aire y el vapor de agua del argón para prevenir la oxidación del sodio en el depósito.

Para los sistemas de almacenamiento con aceite, el sistema de control con ullage gas elimina hidrocarburos de forma continua del sistema de almacenamiento.

⇒ Tanques sumideros, calentadores, y de almacenamiento El fin del tanque sumidero de los drenajes es almacenar el fluido que se haya escapado del sistema de tuberías y componentes situados por debajo del nivel del fluido del tanque de almacenamiento. Una vez drenados una bomba transfiere el medio de vuelta al tanque de almacenamiento.

Un elemento calefactor situado en el tanque de almacenamiento o en el sumidero es necesario para calentar el medio de almacenamiento cuando el receptor no esté operativo. El tanque de drenaje puede ser usado también para derretir inicialmente la sal o el sodio para la primera operación de la planta.

La instalación de almacenamiento y equipos de transporte son necesarios para acarrear las sales o el sodio al tanque de drenaje para el proceso de fusión inicial. Los equipos de transporte proporcionan el sodio y las sales que se requieran durante la operación normal de la planta.

⇒ Arranque de la instalación El procedimiento de arranque que se emplee cuando la planta se pone en operación por primera vez, depende sobre todo de la clase de medio de almacenamiento utilizado.

Para los sistemas de agua/vapor y aceite el procedimiento consiste en bombear el fluido al receptor y posteriormente conducirlo, bien directamente al almacenamiento, bien conducirlo al intercambiador de calor y luego al almacenamiento.

Para los sistemas de sodio y sales fundidas, la primera fase del procedimiento de arranque implica calentar la sustancia (que se encontraba en fase sólida) hasta que al menos un 20% de la cantidad total esté fundida. Para ello puede ser necesario el uso de resistencias eléctricas o de combustible fósil; en la segunda fase del procedimiento de arranque el medio fundido es bombeado al receptor donde se calienta; una vez adquirida la temperatura apropiada es conducido al tanque de drenaje, donde gradualmente va derritiendo el resto del sodio o la sal almacenados; a medida que se va fundiendo el medio el exceso de fluido caliente se conduce al tanque de almacenamiento propiamente dicho. Este procedimiento continúa hasta que el total del medio de almacenamiento esté fundido.

Es necesario un sistema de control total de temperatura para evitar la solidificación del medio durante los periodos de parada prolongados. Para ello, se suele usar el calentamiento eléctrico de las tuberías. Si funciona correctamente este sistema simplifica el arranque tras periodos de parada.

Los requisitos de mantenimiento para el subsistema de almacenamiento dependen también de la elección del fluido de trabajo.

Los sistemas que usan aceites deben mantenerse y monitorizarse cuidadosamente porque son sustancias extremadamente inflamables. Además pueden descomponerse a altas temperaturas por lo que deben renovarse con frecuencia para obtener una composición adecuada.

En este aspecto las sales fundidas y el sodio líquido requieren especial atención para evitar las impurezas y también la solidificación. El sodio líquido sobre todo, requiere atención extraordinaria para prevenir su oxidación y proteger a los equipos y al personal.

#### **4 Subsistema de control**

El subsistema de control principal proporciona vigilancia a la totalidad de la planta y la capacidad de adquisición y tratamiento de datos. Este sistema integra el control de otros subsistemas para conseguir una única consola de evaluación y control.

La principal misión del sistema de control es el funcionamiento de 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 necesario para automatizar dichos cambios.

Los principales beneficios de un sistema de control bien diseñado son conseguir aumentar la energía de salida de la planta y su fiabilidad; este último aspecto en las plantas de energía solar, es un factor particularmente importante.

El subsistema principal de control está configurado para monitorizar y controlar el conjunto de la planta y todos sus subsistemas integrantes. Este sistema posiciona el enfoque de los helióstatos al receptor, y también controla las condiciones de flujo en este último; cuando se alcanzan las condiciones deseadas en la salida del receptor, el fluido es dirigido al subsistema de almacenamiento térmico. El control del almacenamiento térmico, del generador de vapor, y de la turbina, hace necesario el uso de instrumentación para medida de presión, temperatura, y flujo, variables que es necesario controlar para mantener y optimizar el almacenamiento de energía y la generación de electricidad.

Las funciones más importantes del subsistema de control pueden englobarse en cuatro categorías

- Estrategias de control y arquitectura del sistema: aquí se engloba la coordinación de todas las funciones del subsistema de control y se asegura la buena coordinación entre las partes con insolación de la planta con las que no la tienen; deben asegurarse también las estrategias de control para las condiciones fuera del punto de diseño y para los fallos.
- Interface entre los ordenadores y operarios: proporcionar acceso a base de datos, transmitir el estado del campo de helióstatos, comprobar el estado

general de la planta y proporcionar diagnósticos de mantenimiento durante la operación.

- Funciones de monitorización y diagnóstico: realizan el seguimiento y el control anticipativo de las condiciones de los subsistemas para verificar si se han desviado de las condiciones esperadas o nominales. Un objetivo muy importante es mantener una adecuada gestión de alarmas y minimizar el tiempo de parada de la planta.
- Las funciones de mantenimiento incluyen capacidad de autodiagnóstico e informes de actividades de mantenimiento que posibilitan análisis de situaciones prácticas.

### **A) Principales componentes**

El equipo más significativo del subsistema de control principal es la consola para la/s persona/s encargadas del control de la planta. Es la principal interface y recopila toda la información, datos y acontecimientos de los controladores de proceso distribuidos por cada subsistema de la planta a través de una red local de transmisión de datos.

La consola para el operario proporciona el intercambio de información entre éste y el software y el hardware de control. Debe incorporar funciones para llamar la atención y también debe estar configurada para indicar las condiciones de operación y permitir al operario una respuesta rápida.

La característica principal a considerar en los equipos incluyen la fiabilidad demostrada y el haber sido utilizados en un entorno industrial, para así reducir significativamente los fallos, el diseño personalizado de software y hardware y la posibilidad de un servicio competente y con conocimiento para obtener una respuesta rápida.

El control del proceso se realiza con puestos de control y monitores física y funcionalmente distribuidos que permitan tanto el control manual como el automático. El controlador de proceso distribuido se localiza normalmente en el campo, cerca del proceso a controlar y elemento final de control suele ser una válvula o un motor. Los controladores deben tener capacidad para ser programados a alto nivel, lo cual permitirá a los ingenieros de control una mayor flexibilidad para definir las rutinas del proceso de control. Estos controladores leen las entradas de entradas de proceso, ejecutan los algoritmos de control y mueven los elementos finales de control; deben ser redundantes de manera que un fallo en una cadena de control no interrumpa el funcionamiento normal de la planta.

Los controladores de proceso se comunican con la consola central a través de una red local de transmisión de datos. Los sistemas usados son digitales, básicamente multiplexores, de manera que la información (comandos o datos) entre el hardware de control central y los elementos de control distribuidos está condensada electrónicamente, de manera que por un solo cable se transmiten muchas señales.

El subsistema de control debe ser alimentado por una fuente no interrumpible de potencia, capaz de suministrar la energía adecuada para mantener la planta bajo control hasta que se alcancen condiciones seguras.

### **B) Aspectos de diseño**

El diseño del subsistema de control tiene que estar totalmente integrado en el procedimiento del diseño total de la planta. En este diseño hay que tener en cuenta factores únicos o característicos de una planta de receptor central: arranque y paradas diarias, perturbaciones de nubes, cambios de carga, cambios en el modo de operación de la planta y

control del campo de helióstatos entre otros; todos estos factores dan lugar a situaciones de compromiso que afectarán al diseño, al proyecto, a los costes, y a la construcción de la planta.

El control del campo colector es el aspecto más único y característico del subsistema de control de una planta de receptor central.

Los procedimientos de control vienen determinados por el movimiento de los rayos y siempre deben permitir el acceso seguro de los operarios al campo colector durante el día. Operacionalmente los rayos reflejados por los helióstatos se mueven desde la posición de parada nocturna a una posición de espera cercana al receptor, para posteriormente comenzar a apuntar a éste.

Si el campo colector comienza a perder potencia, esto conducirá a la parada del receptor. Si la potencia no va a ser restaurada durante un tiempo, los rayos reflejados se conducirán lentamente fuera del receptor en una dirección relativa al movimiento del sol. El diseño del controlador del subsistema colector debe ser tal que la potencia pueda restaurarse rápidamente, y que el campo pueda ser llevado a la posición de espera inmediatamente después de que la potencia sea restaurada. El coste de estas peculiaridades del sistema de control debe ser contrastado frente al coste que supondría mejorar el diseño del receptor para proporcionarle mayor tolerancia a niveles de flujo solar alto, cuando no haya fluido de transporte de calor por el receptor. Otra opción a considerar es la incorporación de un mecanismo automático para desviar los rayos del receptor durante una posible pérdida de potencia.

Los helióstatos se diseñan para soportar una cierta velocidad del viento. Si esta velocidad se supera, el helióstato deberá disponerse en una posición segura mediante una orientación predefinida en el algoritmo de control. Para que el operario tenga una referencia debe situarse un medidor de la velocidad del viento, que proporcione esta lectura en la sala de control.

Es muy recomendable que los equipos de control electrónico y en general cualquier equipo electrónico tengan suministro ininterrumpible de potencia y esto es así porque siempre debe haber la potencia suficiente para poder conducir a la planta a una situación segura rápidamente y en cualquier situación. Puede aparecer una situación de compromiso si el coste del suministro ininterrumpible de potencia es sustancialmente mayor que el de reemplazar los equipos o el de proporcionar una protección interna, automática e integral de todos los equipos. Otro posible beneficio de suministrar potencia ininterrumpidamente es evitar las picos de tensión.

## **5 Subsistema de potencia**

El subsistema de generación de energía eléctrica consta básicamente de la turbina y sus elementos auxiliares. Los equipos de las plantas de potencia convencionales son adecuados para el uso en las plantas de receptor central.

### **A) Ciclos de potencia utilizados**

Los ciclos de potencia utilizados serán los dos tipos principales de ciclos de Rankine de vapor sobrecalentado: los *ciclos con recalentamiento intermedio* y los *ciclos sin recalentamiento*

▫ En los *ciclos sin recalentamiento intermedio*, el vapor que entra a la turbina se expande a través de los escalonamientos de la misma hasta el condensador sin que haya entrada intermedia de energía.

▫ En los *ciclos con recalentamiento intermedio*, parte del vapor es extraído en un punto intermedio de la turbina en el camino de expansión y es llevado de nuevo a condiciones de sobrecalentamiento, tras lo cual es introducido de nuevo en la turbina para continuar su expansión. Se suelen emplear dos tipos de recalentamiento intermedio: *recalentamiento directo* en el cual el vapor extraído es sobrecalentado por la misma fuente de calor que sobrecalienta el vapor principal, y *sobrecalentamiento indirecto* en el cual la extracción se recalienta con un vapor sobrecalentado a mayor temperatura que el inicial.

El *recalentamiento directo* permite que la extracción de vapor alcance la misma temperatura que la corriente principal de vapor y ofrece mayores ventajas termodinámicas. El *recalentamiento indirecto* ofrece menos ventajas térmicas, pero no requiere retornar el vapor al generador

Debido a que las plantas solares de receptor central suelen ser más pequeñas que las plantas de potencia convencionales (existen algunas instalaciones de menos de 10 MW<sub>e</sub>) se han empleado ciclos sin *recalentamiento intermedio*, pero en casos de mayor tamaño en los que ya se sitúen a escala comercial (potencias de 100MW<sub>e</sub>) será más conveniente la elección de ciclos con *recalentamiento intermedio*.

### **B) Rendimiento del ciclo**

Aunque el rendimiento de un proceso se expresa normalmente como porcentaje, el del ciclo de Rankine se suele dar como el aporte de calor necesario para producir un kWh de energía eléctrica y es conocido como ratio de calor. El ratio de calor se calcula dividiendo el calor añadido al generador de vapor para producirlo entre la salida final eléctrica del generador.

Incrementar la temperatura de la corriente principal de vapor, siempre conlleva una mayor eficiencia en el ciclo. En las plantas de potencia convencionales de combustibles fósiles una temperatura de 540°C para la corriente de vapor principal es muy común. Temperaturas por encima de 565°C necesitan un mayor desarrollo de los materiales de álabes y carcasas.

Mayores presiones en la corriente de vapor principal también conllevan una mayor eficiencia para el ciclo. La selección de la presión de esta corriente se toma normalmente en base a límites técnicos, sobre todo para alcanzar una fiabilidad suficiente en la turbina y el generador de vapor; también es importante tener en cuenta la mayor facilidad de operación que proporciona trabajar a baja presión y en resumen, lo que habrá que tener en cuenta principalmente es el compromiso entre la eficiencia del ciclo y el coste de la inversión. La presión en la corriente principal de vapor de un ciclo sin recalentamiento está limitada aproximadamente a 12.4 MPa. Este límite no existe sin embargo en un ciclo con recalentamiento.

### **B) Características de los equipos**

Como ya se ha comentado con anterioridad varias veces, la característica más significativa que aparece en la turbina de una planta solar viene de la naturaleza cíclica de su funcionamiento. Las condiciones transitorias de operación vienen acompañadas de cambios de presión y temperatura en la turbina. Los cambios en la temperatura son los más serios desde el punto de vista del mantenimiento del equipo.

El condensador de una planta de potencia solar, no se ve significativamente afectado por los ciclos térmicos, ya que su temperatura de funcionamiento es bastante cercana a la temperatura ambiente. El requerimiento más importante impuesto en el diseño de un condensador de una planta solar viene impuesto por la ruptura del vacío que se forma durante

la parada nocturna. La ruptura de este vacío se utiliza a menudo, como alternativa al consumo de energía del equipo de extracción de aire del condensador y al sistema de sellado de vapor, cuya misión es proteger los puntos donde la turbina shaft supera el límite de presión. Sin embargo, esto puede provocar que se flecten las carcasas planas y somete a las uniones a carga de fatiga.

La ruptura de este vacío también expone a las superficies más internas del condensador a la presencia de oxígeno y por tanto, a una mayor facilidad para la corrosión, a menos que se utilice un gas inerte para el interior del condensador.

Para plantas que usen un generador de vapor de un solo paso, es necesario un sistema desmineralizador en línea, para todo el flujo completo con el fin de eliminar las impurezas del agua de alimentación. Dependiendo de la presión de operación del vapor y de las condiciones existentes en el condensador durante la parada nocturna, también puede ser necesario el sistema de desmineralización en plantas con generadores de vapor con recirculación.

La principal tarea de la puesta en marcha por la mañana del desmineralizador es filtrar los productos de la corrosión del hierro producidos durante la parada nocturna.

#### **D) Necesidades de suministro auxiliar de potencia**

En el subsistema de potencia hay dos categorías de equipos que tienen necesidades de energía eléctrica:

- Las grandes bombas y ventiladores utilizados para manipular el fluido de trabajo y los fluidos de conducción de calor. Para un ciclo de una disposición de planta dada, el consumo de potencia de estos equipos es prácticamente igual de grande que la potencia de salida de la planta.

- El segundo grupo de equipos lo comprenden las bombas pequeñas, compresores, ventiladores y demás equipos usados para la refrigeración, suministro y purificación del agua y demás necesidades de la planta.

Estos consumos aumentan a medida que aumenta el tamaño de la planta, pero no en proporción al crecimiento de la salida de energía eléctrica de la planta. Por esta razón, las necesidades de electricidad auxiliar del subsistema de potencia representan una fracción progresivamente más pequeña del coste total del ciclo a medida que crece el tamaño de la planta.

#### **E) Consumo de agua**

El consumo de agua en un ciclo de Rankine se debe a dos necesidades:

- Eliminar mediante evaporación el calor del condensador principal
- Renovar el agua de alimentación del ciclo de vapor para compensar las pérdidas en el generador de vapor.

La eliminación del calor del condensador es la de mayor demanda de agua. Este enfriamiento evaporativo tiene lugar en una torre de refrigeración después de que el agua haya tomado el calor de las superficies calientes del condensador.

La cantidad de agua consumida en la torre de refrigeración depende de un gran número de factores, los cuales dependen del proceso de diseño para llegar a un balance óptimo entre la eficiencia del enfriamiento, el consumo de agua y el coste.

Factores importantes a tener en cuenta son la temperatura de bulbo húmedo y la humedad relativa del lugar donde se haya ubicado la planta.

## **6 Subsistema auxiliar**

En la clasificación de subsistema auxiliar se agrupan los diversos elementos de la planta, que son necesarios para su funcionamiento, pero que no forman parte propiamente dicha, de los otros subsistemas principales descritos anteriormente. La mayoría de estos elementos auxiliares son similares a sus equivalentes en las plantas de potencia convencionales de combustibles fósiles. En general, todos estos componentes proporcionan ayuda a los principales subsistemas de la planta para que realicen sus funciones de una manera eficiente, fiable y segura.

Algunos de estos equipos no se utilizan de manera continuada, pero son imprescindibles para el arranque y parada de la planta de manera eficiente y segura.

Se describen a continuación algunos de los elementos auxiliares más importantes.

→ Sistema de aire comprimido Proporciona aire comprimido a todos los equipos de la planta que necesitan "aire de proceso" y "aire de control". El primero se suministra a los equipos mediante compresores y el segundo también se lleva a los sistemas neumáticos de control, mediante compresores sin lubricación con aceite. En ambos casos el aire es filtrado y secado antes de su uso. Se emplean tanques de reserva para almacenar aire y reducir los ciclos de los compresores.

→ Protección contra incendios Debe cubrir el total de las instalaciones de la planta. Los equipos empleados son aspersores, hidrantes, extintores de mano, mangueras y sistemas de CO<sub>2</sub> y halones. El suministro de agua debe venir de una fuente independiente.

→ Equipos de refrigeración Necesarios para suministrar agua de refrigeración a todos los equipos. Estos equipos emplean tanto ciclos cerrados con bombas, intercambiadores de calor, y calderines, como en ciclos abiertos funcionando en paralelo y tomando el agua del sistema de evacuación de calor de la turbina.

→ Suministro y almacenamiento de agua Son los equipos que abastecen a la planta de agua de servicio. Tanques, bombas, y tuberías para agua de servicio son los elementos que ponen el agua de servicio disponible a todas las instalaciones que requieran su uso. También existen mangueras distribuidas por toda la instalación.

→ Suministro auxiliar de potencia Son los equipos encargados de suministrar energía eléctrica a la planta. La línea de alta tensión se distribuye en la planta mediante transformadores en varios niveles más bajos de tensión: corriente alterna a 120/208 V, 480 V, 2400 V, y 4160 V, junto con corriente continua de 125 V que es obtenida en la propia planta. El suministro ininterrumpible de potencia, necesario para los ordenadores y la instrumentación de control es suministrado por inversores estáticos.

Para mayor información sobre este apartado consultar la referencia [3].

## **2.2) El problema de la optimización de los sistemas de receptor central**

En el apartado anterior, 2.1), se ha descrito la tecnología existente para la construcción de una planta de receptor central, pero la selección y dimensionamiento de los componentes de una planta para cada aplicación específica, requiere la realización de una serie de evaluaciones como parte de un proceso de diseño conceptual.

La base para el diseño de una planta de receptor central es un análisis de la totalidad de subsistemas que integran la planta, con el fin de definir el “óptimo” de la planta. El objetivo fundamental del proceso de diseño y optimización es pues, seleccionar la opción tecnológica que produzca el coste más bajo por unidad de energía o que lleve al mayor valor posible la energía para un coste dado.

Los diseños de sistemas de receptor central han apuntado, mayormente, al objetivo de minimizar el coste por unidad de energía producida. El efecto de maximizar el valor de la energía obtenida sólo ha sido incluido recientemente en los procesos de diseño de las plantas.

-El mínimo coste para la energía se ha determinado comparando el **coste normalizado** por unidad de energía de varias configuraciones alternativas de sistemas. Este coste se calcula teniendo en cuenta los costes fijos y los de operación, y el retorno de la inversión. El valor actual neto de todos los costes es evaluado y se calcula un coste anual equivalente que será constante durante la vida de la planta (es decir, constante de año en año).

-El valor de la energía obtenida es fuertemente dependiente de la aplicación a la que vaya destinada, por lo que es difícil realizar una optimización general. La producción de energía de la planta es evaluada en función del momento del día y del momento del año. Dados los valores asociados a varios periodos de tiempo (basados en recientes estimaciones de precios de venta de la electricidad o en las condiciones de lo que se llama oferta estandar por algunos sectores industriales) se calcula el valor de la energía producida.

Por esto, nuestro programa va a centrarse en la alternativa de *minimizar el coste por unidad de energía*, aunque con las restricciones señaladas anteriormente en el Capítulo 1, en cuanto a modelado de los costes de la planta.

El principal criterio de selección entre las distintas alternativas de diseño es el de elegir el óptimo coste o el óptimo rendimiento de sistema de receptor central completo. Las opciones tecnológicas, como el tipo de helióstato, o configuración del receptor no pueden ser evaluadas fuera del contexto total de la planta. La evaluación razonada de las opciones tecnológicas necesita que exista un diseño óptimo para cada componente del sistema para lo cual se pueden hacer estimaciones del rendimiento anual, en el punto de diseño y en el punto de potencia de pico

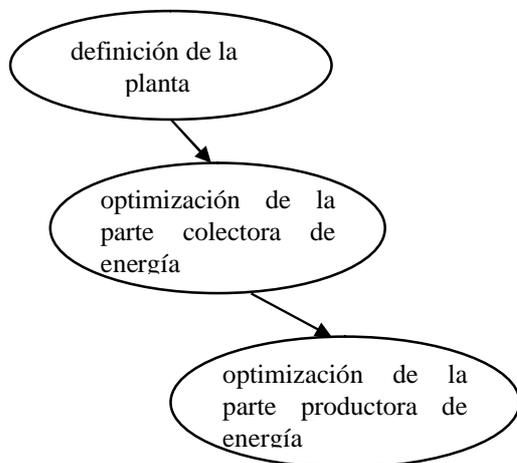
El diseño analítico aporta valores cuantitativos para rendimiento y coste de la energía, que pueden ser comparados para cada una de las alternativas tecnológicas. La experiencia de pruebas de componentes y sistemas, y el juicio de los ingenieros, aportan una evaluación cualitativa de los factores para el funcionamiento de la planta y la prevención de riesgos, que deben ser considerados junto con los valores cuantitativos de rendimiento y costes.

PROCESO DE DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN

Como se ha comentado en el Capítulo 1, para el diseño y optimización de la planta es útil dividir ésta en dos zonas bien diferenciadas:

- Recolección de la energía, en la que se incluyen helióstato, campo de helióstatos, receptor, torre y conducciones y tuberías asociadas.
- Producción y destino de la energía, en la que se consideran el subsistema de almacenamiento, componentes para el combustible fósil (si los hay), generador de vapor, y subsistema de potencia.

Como se muestra en la figura, hay tres pasos principales en el proceso de diseño conceptual de una planta de receptor central. El primero es definir las características de la planta deseada. El segundo es la optimización y análisis de la parte colectora de energía. Y por último se efectúa la optimización de la parte de la planta donde se transforma la energía



Los parámetros de diseño de la planta se determinan en la correspondiente etapa del proceso de diseño, de las señaladas arriba. En la **Tabla 2.3** se muestra esta correspondencia.

Para poder realizar las comparaciones de las distintas opciones deberán realizarse estudios y pruebas, que dependiendo de la etapa en la que la variable se determine, puede ser imprescindible para el diseño completo de la planta.

Definición de la planta	Optimización de captación de energía	Optimización del empleo de energía
Localización	Múltiplo solar	Tamaño del almacenamiento
Punto de diseño	Capacidad térmica del receptor	Energía anual
Potencia del punto de diseño	Área del almacenamiento	Coste de la planta
Factor de capacidad	Área de terreno disponible	
Fluido del receptor	Altura de la torre	
Fluido del almacenamiento	Flujo máximo en el receptor	
Configuración del campo	Dimensiones del receptor	
Configuración del receptor		

Tabla 2.3

### **Definición de la planta**

Las 8 variables que aparecen en la primera columna de la **Tabla 2.3** tienen que especificarse para iniciar el proceso de diseño.

La magnitud más importante para definir la localización de la planta es la latitud, que determina el límite superior de la cantidad de energía solar que alcanza la zona, para cada día, mes y año. También es muy importante el patrón de tiempo atmosférico que está afectado por factores como la altitud, la proximidad de montañas, presencia de agua, centros de población, etc.

Las dos magnitudes siguientes, llevan implícita en su definición el tamaño de la planta.

Debido a que la insolación varía con el momento del día y con el momento del año, la mejor manera de definir la capacidad de la planta para un momento determinado en el tiempo, al que se denomina *punto de diseño*. El punto de diseño está pues, fijado por un momento específico del día, (normalmente se toma una hora del día) y por un momento dado del año, (que normalmente es un día en concreto del año de que se trate) y es usado para dimensionar los componentes de la planta y especificar la eficiencia en el tiempo de los mismos.

Cuando la capacidad de la planta está especificada, el punto de diseño también está dado. Diferentes puntos de diseño tendrán diferentes efectos, por ejemplo, elegir como punto de diseño un día con niveles de insolación muy altos, permitiría que los componentes de la planta trabajasen muy bien en condiciones de niveles de pico de flujo solar; sin embargo, en con otras condiciones, estos componentes resultarían sobredimensionados para los niveles más bajos de energía y el rendimiento anual de la planta se vería reducido por la cantidad de tiempo perdido trabajando fuera de las condiciones de diseño.

Inversamente, elegir un punto de diseño en un momento de relativamente baja insolación garantizaría una entrega más uniforme de energía a lo largo del año, pero resulta en un desperdicio de energía durante los periodos de mayor insolación.

La elección del punto de diseño de la planta afecta pues, de manera bastante significativa a la capacidad térmica de salida del sistema.

La elección del punto de diseño en el calendario depende, por lo común de la configuración del campo, que está a su vez, íntimamente ligada a la configuración del receptor. Para plantas situadas en el hemisferio Norte con configuración de campo Norte, el punto de diseño seleccionado para maximizar las condiciones de flujo, se encuentra entre el solsticio de invierno y el equinoccio de primavera. Para un campo colector circular, el punto de diseño habitual se elige entre el equinoccio de primavera y el solsticio de verano. El punto de diseño exacto, para cada caso se determinará mediante un compromiso entre el nivel de insolación, características de funcionamiento del campo colector, y objetivos de diseño. En los campos Norte el rendimiento es mejor durante el invierno, mientras que en campos circulares, la máxima eficiencia se consigue en verano.

Otra variable importante, en el proceso de diseño de la planta es el factor de capacidad, aunque no es realmente un factor independiente ya que viene determinado por la potencia de diseño fijada para la planta. El valor de este factor indica el tipo de servicio- de base, intermedio o de pico- para el que la planta está diseñada. Se calcula como el cociente de la energía anual producida, entre la energía que se hubiese producido si la planta hubiese funcionado al nivel del punto de diseño, durante todo el año.

Los parámetros restantes que se especifican en la fase de diseño incluyen la configuración del campo y del receptor-Norte o circular, de cavidad o externo- y la elección de

los fluidos de almacenamiento y receptor- agua/vapor, sales fundidas, o sodio líquido, aceite/rocas, sales fundidas, y sodio líquido.

Para realizar comparaciones entre las distintas alternativas presentadas, cada diseño debe realizarse al completo y comparar los resultados obtenidos para cada estudio, pues a priori ninguna alternativa es claramente mejor que otra.

En el diseño realizado en el presente Proyecto, todas estas variables están fijadas, es decir, son datos a los que no se trata de estudiar o modificar, simplemente se han fijado.

### **Optimización de la captación de energía**

La optimización de la parte de la planta dedicada a la captación de energía necesita la definición de los parámetros relacionados y descritos en el apartado anterior, así como especificaciones sobre el rendimiento y costes asociados a la conversión de la luz solar incidente en el campo colector en energía térmica en el receptor.

Los factores que se enumeran a continuación son los que están relacionados de manera más directa con este aspecto de la optimización de la planta. En muchos casos el tratamiento y análisis de estos factores implica el desarrollo de modelos analíticos.

- El sol, hay que modelar la distribución de la energía incidente
- El campo colector, coordenadas que posicionan los helióstatos
- El helióstato individual, forma y tamaño, número y configuración de las facetas, estado de la superficie reflectante, precisión de apunte, cargas de viento y gravitatorias.
- Imagen del helióstato, procedimientos analíticos para el cálculo del flujo
- Sombras y bloqueos, representación analítica del proceso
- Atenuación atmosférica, cálculo de su magnitud
- Pérdidas de energía, reflectividad del helióstato, spillage, absortividad del receptor, convección y radiación en el receptor.

Todos estos factores han sido tenidos en cuenta y evaluados de forma más o menos precisa en la rutina **optimiza3D**. En el Capítulo 3 se explica detalladamente como se ha llevado a cabo este proceso de diseño.

Una vez que se hayan establecido las hipótesis y los modelos físicos para estos factores, hay que establecer y asignar costes para el proceso de optimización. Los elementos más significativos en cuanto al coste y la magnitud de la cual dependa este coste se relacionan a continuación:

- Helióstato, área de espejo, número y espaciado entre ellos
- Terreno, área necesaria
- Receptor, área de absorción
- Torre, altura
- Bombas, altura de la torre, potencia térmica
- Tuberías, altura de la torre, capacidad térmica del receptor
- Operación y mantenimiento, tamaño de la planta

Además de estos parámetros, hay otros muchos relacionados, que de manera rigurosa deben ser tenidos en cuenta para desarrollar el estudio completo del coste de la planta; sin embargo serán factores que no cambian con el tamaño de la planta sino que reflejan

más bien el coste de equipos de control, hardwares necesarios y otros factores relacionados con el coste.

En **optimiza 3D** se ha simplificado este aspecto del coste, teniéndose solo en cuenta los cuatro primeros factores enumerados: helióstatos, terreno, receptor y torre, modelándose sus funciones del coste, como también se explica en el Capítulo 3, en función de las magnitudes indicadas arriba, para cada uno de ellos, ya que son las más influyentes en cuanto al aumento del precio de cada uno de ellos.

Se han escogido estos cuatro elementos porque lógicamente, son los más importantes e influyentes en todos los sentidos para esta parte de la planta.

Así pues, la optimización de la parte de captación de energía de la planta implica la consideración de todos los factores, relacionados arriba, puesto que todos ellos influyen en el coste de la energía anual.

Se han desarrollado programas para evaluar las distintas opciones y combinaciones posibles para la optimización. Es imprescindible el cálculo informático debido al gran número de helióstatos (cientos o miles) para único sistema, la fuerte dependencia del mismo con la posición del sol, y el gran número de opciones de diseño que pueden ser consideradas. En el apartado 2.3) se describen brevemente 4 de los programas que han sido más utilizados y contrastados hasta hoy.

Es importante conseguir una visión intuitiva del conjunto de factores que conducen al diseño óptimo hacia una configuración dada. Mediante los códigos mencionados anteriormente se han realizado estudios detallados de optimizaciones, y de ellos se pueden obtener conclusiones y relaciones entre las variables que pueden ser tenidas en cuenta para posteriores cálculos.

Los factores que muestran mayor influencia en los resultados de los análisis y sus tendencias se muestran en la **Tabla 2.4** en función de la tendencia que se debe seguir para su dimensionamiento, según sea las posibilidades que existan.

El programa desarrollado en este Proyecto, si bien no llega a un nivel de detalle tan amplio como los códigos anteriormente referenciados ni barre tantas opciones, presenta la importante novedad en cuanto a la posibilidad de modelar terreno no planos, y la de realizar disposiciones de campo no simétricas con gran facilidad. Puede considerarse que en el presente trabajo se deja a **optimiza 3D** lista para diseños preliminares de sistemas de receptor central y en disposición de ser fácilmente modificada (atendiendo a su programación modular y en un lenguaje de programación sencillo) para completarla y dejarla preparada para convertirse en un software comercial más potente que los que se describen a continuación.

Tendencias observadas en la optimización de la captación de energía	
<p><i>Son favorables campos grandes:</i></p> <p>Receptores caros                      Bajo coste de helióstatos                      Terreno barato                      Baja atenuación atmosférica</p>	<p><i>Son favorables campos pequeños:</i></p> <p>Helióstatos caros                      Bajo coste del receptor                      Terreno caro                      Alta atenuación atmosférica                      Área restringida</p>
<p><i>Son favorables receptores grandes:</i></p> <p>Bajo coste del receptor                      Pérdidas pequeñas en el receptor                      Gran tamaño de los helióstatos                      Aberraciones importantes en los helióstatos                      Gran dispersión de los rayos                      Límite bajo para el flujo máximo</p>	<p><i>Son favorables receptores pequeños:</i></p> <p>Alto coste del receptor                      Pérdidas elevadas en el mismo                      Elevado rendimiento de los helióstatos                      Helióstatos pequeños                      Límite elevado para el flujo máximo</p>
<p><i>Son favorables torres altas:</i></p> <p>Costes fijos altos                      Coste bajo de la torre                      Terreno caro o limitado                      Helióstatos caros</p>	<p><i>Son favorables torres bajas:</i></p> <p>Costes fijos bajos                      Coste alto de la torre                      Terreno barato                      Helióstatos baratos                      Gran dispersión de los rayos</p>

Tabla 2.4

**Optimización de la transformación y empleo de la energía**

La parte de la planta de transformación y empleo de la energía comprende la turbina, el subsistema de almacenamiento, el combustible fósil de apoyo, y la valoración de la energía en función del momento del día y del año.

El objetivo del análisis de esta optimización es seleccionar la combinación apropiada entre el tamaño de la turbina, la capacidad del almacenamiento térmico y la cantidad necesaria del combustible de apoyo, para garantizar los máximos ingresos al mínimo coste.

La descripción detallada de los análisis realizados sobre esta parte del sistema no se incluye aquí. Aunque es una parte muy importante en la optimización del sistema de receptor central queda fuera del ámbito del presente trabajo, ya que el programa desarrollado no abarca esta cuestión. El análisis de optimización se ha centrado en la captación de la energía, que es un proceso complicado en el que intervienen muchos factores como se ha puesto de manifiesto en este apartado.

Para poner de manifiesto la influencia del parámetro o variable (la inclinación del terreno) que es el fin principal del programa no es necesario abarcar esta parte del proceso de diseño, cuanto menos variables queden sin fijar, más difícil será determinar dicha influencia.

Para mayor información sobre este apartado consultar la referencia [1]

### **2.3) Códigos de optimización existentes**

En este apartado se describen los códigos de optimización más utilizados hasta ahora, en los diseños realizados de plantas solares: *ASPOC*, *HFLCAL*, *DELSOL*, *SOLERGY*.

En sentido estricto, los códigos de optimización son *DELSOL* y *ASPOC*. *HFLCAL* y *SOLERGY* realizan el cálculo de la salida media anual que proporcionaría una planta dada de receptor central.

#### **2.3.1) Descripción de *DELSOL***

*DELSOL* es un código para cálculo del diseño óptimo y el funcionamiento de la planta, que usa un método analítico mediante la expansión/momentos de convolución de polinomios de Hermite, para predecir como serán las imágenes de los helióstatos.

La disposición del campo puede realizarse de dos maneras distintas: mediante la división del campo en zonas delimitadas radial y azimutalmente a las que se asigna una densidad de helióstato o mediante el cálculo de las coordenadas exactas de los helióstatos.

Se calculan por una parte las pérdidas dependientes de la variación con el tiempo de la insolación: efecto coseno, sombras, bloqueos, y spillage, y por otra también se calculan las pérdidas independientes del tiempo atribuibles a la atenuación atmosférica, reflectividad de los espejos, radiación y convección en el receptor y pérdidas en tuberías.

Para determinar la disposición final del campo la optimización usa una base de datos creada por el propio programa durante su funcionamiento, la configuración está basada en obtener el mínimo coste por unidad de energía. Muchos sistemas se optimizan en una sola ejecución.

*DELSOL* es usado para evaluar sistemas, para su estudio e investigación, buscando la disposición que minimiza el coste por unidad de energía mediante pruebas con distintas opciones técnicas y para una variedad de rangos de tamaños; se han tenido en cuenta los parámetros de los helióstatos en el funcionamiento y costes del sistema. También se pueden analizar otros muchos aspectos, entre otros:

1) Información básica para administrar el tiempo y el tipo de cálculo, localización de la planta, insolación, tiempo atmosférico, atenuación, y punto de diseño.

2) Información para la configuración del campo, límites de la parcela, restricciones del terreno, localización individual de cada helióstato, criterio para planos de deslizamiento.

3) Información sobre los helióstatos: las dimensiones, forma, paneles individuales, reflectividad, errores entre los ángulos de apunte, superficie normal y vector reflejado, biselado del espejo, apunte y precisión de la imagen.

4) Información relacionada con el receptor como, el tipo, tamaño, reflectividad, altura y sombra de la torre, estrategia y objetivos de apunte y si este es de cavidad, el número, la localización, el tamaño de la apertura y su forma y orientación.

5) Información relativa al flujo durante las evaluaciones, forma y localización de la superficie en la que se localizan los puntos de flujo, puntos de flujo, flujo límite y aberturas que pueden ver los puntos de flujo.

6) Valores de referencia para los rendimientos de potencia de salida, pérdidas por radiación y convección y por diferencias térmicas en tuberías, conversión de energía térmica a eléctrica, operación fuera del punto de diseño, cargas parásitas, almacenamiento y factor de la planta.

7) Entradas relacionadas con el proceso de optimización, densidad de helióstato, altura y localización de la torre, ancho y alto del receptor, ancho y alto de la apertura, nivel de potencia, restricciones del terreno, múltiplo solar, salida y almacenamiento.

8) Datos sobre el coste de los helióstatos, terreno, cableado en el campo, torre, receptor, bombas, tuberías, almacenamiento, intercambiadores de calor, subsistema de generación de energía eléctrica, y costes fijos.

9) Análisis económico de información relativa a contingencias, pérdidas y derrames, costes distribuidos e indirectos, economía de escala, inflación, comienzo de la construcción, costes fijos, impuestos de propiedad y seguros, costes de operación y mantenimiento, depreciación, retorno de la inversión, impuestos sobre los créditos para la inversión impuestos sobre los ingresos.

### **2.3.2) Descripción de SOLERGY**

El código *SOLERGY* estima el rendimiento anual de una planta solar térmica de generación de energía eléctrica.

*SOLERGY* es un modelo cuasi estático de plantar con un tiempo de paso constante, aunque variable por el usuario.

*SOLERGY* modela una planta solar térmica, en la que el subsistema colector de energía está conectado con los subsistemas de producción a través del subsistema de almacenamiento térmico. Toda la energía recolectada por los subsistemas de helióstato y receptor es enviada al almacenamiento térmico. Cuando sea necesario para la producción de electricidad, se extrae energía del subsistema de almacenamiento. Se genera así el vapor necesario para poner/mantener en funcionamiento la turbina. Para modelar plantas en que la turbina funcione directamente con el vapor del receptor sería necesario modificar el código.

Para el cálculo de la energía anual, *SOLERGY* emplea el Primer Principio de la Termodinámica (conservación de la energía). La energía solar incidente en los helióstatos es "seguida" a través de la planta, deduciéndosele las pérdidas que sufre en su paso a lo largo de los diversos subsistemas de la planta.

Para el cómputo de la salida anual de electricidad de la planta, se tienen en cuenta gran parte de los numerosos factores que disminuyen la capacidad de producción de una planta de estas características: pérdidas de energía, retrasos ocurridos durante el arranque, efectos de las condiciones del tiempo atmosférico en la el rendimiento y operación de la planta, efectos del tiempo de espera y de los ratios de carga/descarga en la energía disponible desde el almacenamiento, límites máximo y mínimo en el subsistema de potencia.

Los valores de los parámetros que aparecen por defecto en el programa pueden ser modificados fácilmente mediante *listas de nombres*, esta es la forma en la que se introducen los argumentos de entrada en *SOLERGY*. Estas *listas de nombres* suelen contener descripciones de:

1) Eficiencia del campo colector como función del los ángulos de azimut y elevación obtenidos a partir de *DELSOL*.

2) Parámetros del campo colector, tales como el tamaño del campo, la reflectividad y condiciones de operación (temperatura ambiente, velocidad del viento, y ángulo de elevación solar)

3) Parámetros del receptor, tales como límites máximo y mínimo de operación, absorptividad, pérdidas térmicas (radiación, convección, y conducción) en función de la

velocidad del viento, y requisitos de arranque. Las pérdidas en tuberías son calculadas en función de la temperatura ambiente.

4) Parámetros de la turbina, tales como características de arranque y rendimiento de la conversión de energía térmica a energía eléctrica (frente a la temperatura de bulbo húmedo).

5) Parámetros del subsistema de almacenamiento térmico: máxima y mínima capacidad de el/los tanque/s, ratios de carga y descarga de los intercambiadores de calor, factores de pérdidas y necesidades de arranque.

6) Localización de la planta, incluyendo la latitud y horario internacional de la zona.

7) Además de estos argumentos mencionados, *SOLERGY* requiere como entrada información en continuo sobre el tiempo, que incluya insolación, características del viento, y presión y temperatura ambiente para cada planta específica.

### **2.3.3) Descripción de ASPOC**

*ASPOC* (nombre que se corresponde con las iniciales en inglés de Código para la Optimización de una Planta Solar) fue desarrollado como parte del programa tecnológico *GAST*.

Su principal objetivo es efectuar un cálculo económico rápido, para optimizar todos los parámetros de una planta solar térmica. Aplicaciones típicas son análisis paramétricos de las características de los helióstatos, disposición del campo, torre, receptor, ciclos térmicos, etc.

El problema consiste en encontrar la combinación de parámetros que maximicen la producción de energía térmica anual por unidad de superficie reflectante, o que minimicen el coste por unidad de energía. Es válido para receptores cilíndricos y de cavidad y para plantas con subsistema de almacenamiento o con apoyo de combustibles fósiles.

El método es un procedimiento iterativo para maximizar el valor absoluto de la función deseada. *ASPOC* realiza una búsqueda direccional, selectiva, entre una cuadrícula  $n$ -dimensional de puntos para encontrar la dirección de crecimiento de la función, dando una estimación inicial. El procedimiento se repite hasta que la mejora es lo suficientemente pequeña.

El código está organizado en módulos para facilitar el mantenimiento del software y actualizar el coste y la eficiencia de la subrutina.

### **2.3.4) Descripción de HFLCAL**

El código *HFLCAL*, desarrollado por Interatom, calcula el rendimiento anual de una configuración estudiada de campo de helióstatos/receptor/tipo de ciclo, para una altura fija de torre, y condiciones especificadas en el punto de diseño, la geometría de receptor y el campo de helióstatos que proporcionan la máxima energía anual por  $m^2$  de área reflectante.

Repitiendo el procedimiento de cálculo para diferentes alturas de torre y valorando los datos de la planta con funciones de coste dadas para componentes de la planta, el programa determina el óptimo económico de la planta.

El flujo reflejado por un único helióstato es modelado como una distribución gaussiana en el interior de un cono. El half-width se calcula a partir de la dirección del sol, calidad del rayo, error de apunte, y aberraciones ópticas en una base RMS en cada instante considerado.

El receptor y el sistema de potencia se simulan como elementos cuasiestacionarios que trabajasen a flujo másico constante, o a temperatura constante e igual a la de medio refrigerante.

Son disponibles las opciones de uno o dos receptores modulares de cavidad elíptica o rectangular y también los receptores externos planos y cilíndricos. Dependiendo de la geometría del receptor, el objetivo para los helióstatos se modela como un solo punto, o como una sola línea.

La salida de HFLCAL proporciona representaciones gráficas del campo de helióstatos y de la apertura del receptor, mediante líneas de nivel para el rendimiento y la distribución de flujo respectivamente.

Para mayor información sobre este apartado consultar las referencias [4], [5], [6]

