

Sesión 17. Dimensionamiento de un sistema de receptor central.

Máster en Energías Renovables y
Mercado Energético

Curso 2015 - 2016

PROFESOR/A
José González Aguilar



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

1. INTRODUCCIÓN

En esta sesión, se recoge toda la información relativa a un ejemplo teórico de dimensionamiento y análisis de la producción anual de una planta concreta de 50 MW en punto de diseño (mediodía del solsticio de verano), ubicada en una latitud de 37° y con una radiación directa anual de 2057 kWh/m². Se ha mantenido como estrategia de estudio el análisis en una planta con campo circular.

Se identifican aquellos parámetros de mayor relevancia en el proceso de diseño de la planta y se analizará el procedimiento de optimización mediante el uso de la herramienta de diseño SAM (System Advisor Model, 2014). Se pasa posteriormente a plantear las especificaciones técnicas de la planta en el punto de diseño y a elaborar los criterios económicos de optimización, que en este caso de basan en el LEC (Levelized Electricity Cost o Coste Nivelizado de la Electricidad), parámetro de comparación habitualmente utilizado por la Agencia Internacional de la Energía. Se incluyen asimismo los costes de los distintos componentes de la planta y el escenario económico fijado para la inversión. Una vez fijadas las especificaciones tanto técnicas como económicas se ha procedido a la optimización de la planta Circular ofreciéndose figuras de producción anual y en el punto de diseño. Por último se analiza la sensibilidad del LEC ante distintos rangos de incertidumbre tanto en el coste de componentes, como el escenario económico y en la disponibilidad del recurso.

2. ASPECTOS DE INTERÉS EN EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE TORRE

2.1. Fases en el proceso de diseño

Para abordar el diseño de una central de torre es necesario referirse a una terminología básica [Grasse, Hertlein y Winter, 1991]:

Punto de diseño. Día del año y hora a la que se especifican el sistema y sus componentes. Para ello se asumirá que en el punto de diseño existirá una determinada radiación directa disponible, junto con unas determinadas condiciones climatológicas. La radiación de diseño (900 W/m² por ejemplo) suele tomarse habitualmente a mediodía solar en el equinoccio de primavera o en el solsticio de verano. Por lo tanto siempre que nos referimos a una determinada potencia de diseño, es necesario saber cuál es el punto de diseño para poder estar en condiciones de comparar diferentes centrales solares termoeléctricas.

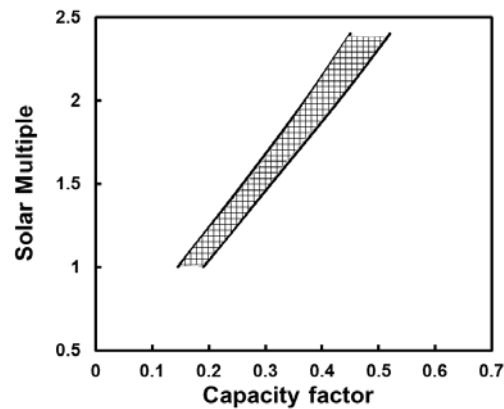
Múltiplo solar (MS). Es el cociente entre la potencia térmica absorbida por el fluido en el receptor y suministrada en la base de la torre en el punto de diseño y la potencia térmica pico requerida por el sistema turbina-generador. La energía térmica excedente es acumulada en el sistema de almacenamiento.

Teóricamente con un múltiplo solar superior a 2.4, se puede conseguir un funcionamiento continuado durante las 24 horas del día en régimen nominal. Un múltiplo solar mayor que 1 implica un sobredimensionamiento de todos los componentes solares frente al bloque de potencia, con el correspondiente encarecimiento. Los valores típicos que se manejan en la actualidad oscilan entre 1.2 y 1.8, lo cual correspondería a tiempos de autonomía de la planta a plena carga de 3 y 8 horas respectivamente (aunque estos valores son aproximativos y dependerán de la radiación anual disponible), véanse las figuras 1 y 8.

Factor de Capacidad (FC). Es la energía producida en un intervalo de tiempo determinado (generalmente un año) dividida por la energía que debería haber sido producida si la planta hubiera operado a su máxima capacidad durante el mismo período de tiempo. Este parámetro puede oscilar entre 0.25 y 0.40 en centrales de torre. Este factor depende de la insolación específica del emplazamiento, el tipo configuración utilizada y sobre todo de la fiabilidad de los componentes (averías y mantenimiento).

La relación existente entre MS y FC se muestra en el gráfico 1, para el caso de Barstow (California, EEUU). Si bien existe una relación entre ambos, conviene recordar que el múltiplo solar es una variable de diseño y de tamaño de la planta mientras que el factor de capacidad es un parámetro de funcionamiento. El primero es pues fijo mientras que el segundo puede verse reducido por factores como malos índices de insolación o paradas técnicas.

Gráfico 1. Múltiplo solar en función del factor de capacidad.



2.2. Sensibilidad de la planta a los parámetros de diseño

El diseño de una central de receptor central busca generalmente la optimización económica minimizando el coste nivelizado de la energía anual producida y se lleva a cabo por medio de tres fases claramente diferenciada.

Tabla 1. Parámetros de diseño en cada una de las tres fases

Definición Planta	Optimización del sistema de captación de energía	Optimización del sistema de utilización de energía
Emplazamiento	Múltiplo solar	Tamaño almacenamiento
Punto de diseño	Potencia térmica pico	Tamaño apoyo fósil
Potencia de diseño	Flujo pico en el receptor	Modos de hibridación
Fluido caloportador	Dimensiones receptor	Energía anual
Factor de capacidad	Área y dimensiones del helióstato	Coste de la planta
Temperatura de salida	Factor ocupación suelo	
Fuente auxiliar fósil	Altura de la torre	
Forma campo helióstatos		
Configuración receptor		

Definición de la planta

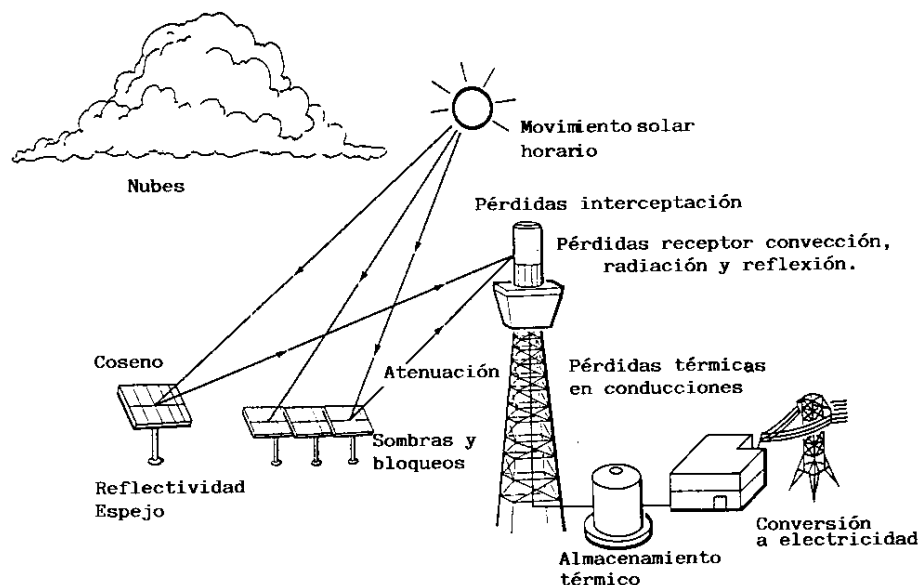
Es en la que se fija la configuración básica de la planta y el funcionamiento nominal en el punto de diseño. La Tabla 1 proporciona los diferentes parámetros a definir. Son importantes la latitud y las condiciones climatológicas específicas del emplazamiento. Esta etapa requiere la participación de la compañía eléctrica usuaria que ayudará a fijar la potencia y las estrategias de despacho a red (base, intermedio o pico).

Optimización del sistema de captación de energía (Parte solar)

En esta fase, se optimizan los distintos elementos de la planta solar según criterios económicos utilizando códigos de computador. Algunos de los factores que afectan al diseño y optimización se encuentran representados en el gráfico 2.

El campo de helióstatos es una de las partes clave en el proceso de optimización donde es necesario tener en cuenta el tamaño y forma del helióstato, el número y configuración de sus facetas, canteo y curvatura de las facetas, error óptico de la superficie reflectante, precisión de apunte, gravedad y deformaciones por cargas de viento, también ha de optimizarse la distribución de los helióstatos del campo solar para minimizar la atenuación atmosférica, las sombras y los bloqueos, así como el factor coseno del campo. Es necesario también optimizar la visión que el receptor tiene del campo de helióstatos, y todos los factores relativos a pérdidas de energía (reflectividad del helióstato, absorbanza del receptor, reradiación del receptor y pérdidas por convección en el receptor).

Gráfico 2. Variables a tener en cuenta en la optimización y diseño de una central de torre



Optimización del sistema de utilización de energía

El objeto de esta etapa es optimizar la mejor combinación de tamaño de la turbina, capacidad de almacenamiento térmico y aportación de apoyo fósil con el fin de producir la mayor amortización con el menor coste. Dependiendo de la estrategia de despacho a red se optimizará un óptimo servicio.

La influencia de un factor sobre la optimización en la captación de energía puede ser compensada por la influencia de otro. En la tabla 2 representan las interrelaciones entre parámetros.

Tabla 2. Compensación entre factores que influyen en el diseño de centrales de torre

Favorecen grandes campos	Favorecen pequeños campos
Receptor caro	Helióstatos caros
Helióstatos baratos	Receptor barato
Terreno y/o cableado barato	Terreno y/o cableado caro
Baja atenuación atmosférica	Alta atenuación atmosférica
	Área restringida
Favorecen grandes receptores	Favorecen pequeños receptores
Bajo coste receptor/m ²	Alto coste receptor/m ²
Pequeñas pérdidas receptor/m ²	Altas pérdidas receptor/m ²
Helióstato plano y grande	Helióstato alta calidad óptica
Aberraciones helióstato severas	Helióstato pequeño
Gran dispersión del haz	Alto límite flujo pico
Bajo límite flujo pico	
Favorecen altas torres	Favorecen pequeñas torres
Alto coste fijo	Bajo coste fijo
Coste de torre barato	Alto coste de la torre
Terreno restringido o caro	Terreno barato
Helióstatos caros	Helióstatos baratos
	Gran dispersión del haz

2.3. Caracterización de una central solar térmica

Las condiciones de irradiación y la posesión de datos fiables son cruciales. Es necesario disponer de valores promedio de 300 W/m^2 y más de tres horas diarias por encima de los 600 W/m^2 . La experiencia aconseja valores mínimos de $3\text{-}4 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{día}$ de irradiación para que las centrales solares puedan ser implantadas.

El tamaño del receptor, la torre y el campo de helióstatos están fuertemente relacionados con la potencia térmica final del receptor en el punto de diseño. Por este motivo en el diseño de centrales de torre se usan programas de computador complejos como DELSOL, ASPOC o HFLCAL, que llevan a cabo una optimización de los tamaños necesarios para cumplir las especificaciones de diseño. DELSOL es un programa desarrollado por el Sandia National Laboratories [Kistler, 1987] que permite optimizar el diseño y la producción de la planta usando para calcular la imagen de los helióstatos un método analítico de expansión/convolución de momentos con polinomios de Hermite (Existe una versión Windows desarrollada recientemente por CIEMAT junto con AICIA e INABENSA, denominada WinDELSOL). Otros programas como SOLERGY o HELIOS nos proporcionan información sobre el funcionamiento de una planta concreta. SOLERGY es un programa que estima de una forma simplificada la producción anual de una planta determinada bajo distintas condiciones de despacho a la red [Stoddard et al., 1987]. HELIOS hace un estudio detallado de las densidades de flujo en el receptor para un determinado diseño de planta mediante la modelización del campo de helióstatos usando óptica de conos de error [Vittitoe y Biggs, 1981]. ASPOC y HFLCAL son dos programas desarrollados durante el proyecto Hispano-Alemán GAST, que llevan a cabo la optimización de la planta usando procedimientos de convergencia por iteración [Kiera, 1989].

Dimensionado del campo de helióstatos

La configuración del receptor (externo plano, externo cilíndrico o cavidad) es un factor dominante en la elección de la forma del campo (Polar o Circular). En la distribución de los helióstatos en el campo tiene una importancia fundamental el factor coseno, tal y como se representa en el gráfico 3. Los contornos muestran la superioridad de los helióstatos Norte frente a los Sur. No obstante para grandes campos la atenuación atmosférica y la divergencia del haz empiezan a penalizar los helióstatos Norte y justifican el uso de campos Circulares. En el gráfico 4 podemos ver representada el área reflectante de helióstatos necesaria, para centrales de torre típicas, en función de la potencia térmica del receptor.

Gráfico 3. Isolíneas del factor coseno anual.

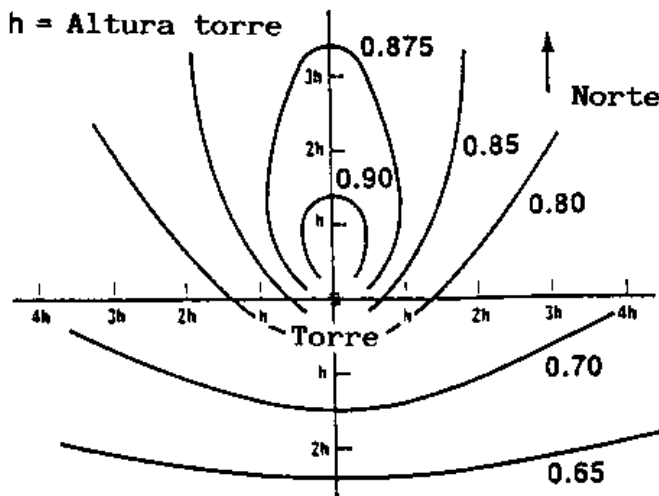
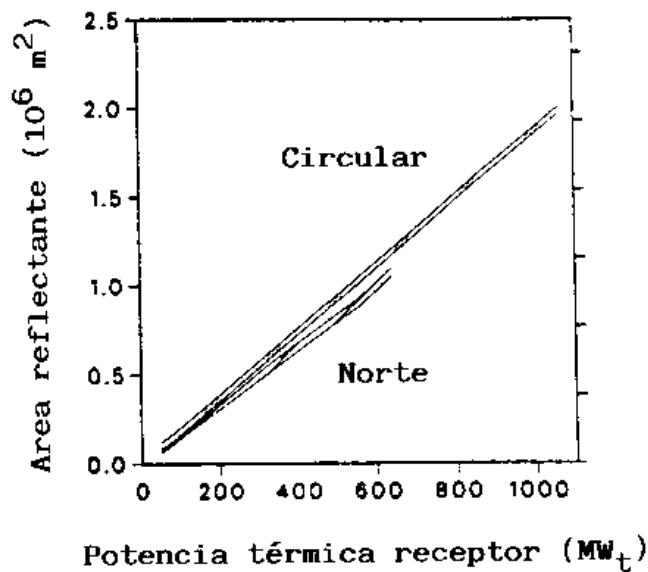


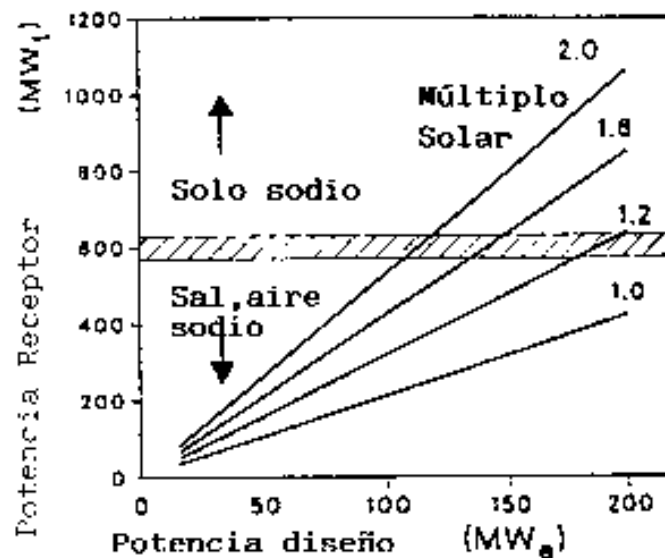
Gráfico 4. Área de la superficie reflectante en función de la potencia térmica del receptor.



Como puede apreciarse, en general para potencias térmicas sobre el receptor inferiores a 600 MW_t , un campo Norte presenta siempre una mayor eficiencia y requiere un menor número de helióstatos que un campo Circular. Sin embargo, desde el punto de vista económico merece estudiarse en cada caso la configuración óptima del campo por encima de los 10 MW_e , ya que muchas veces el campo circular reduce en gran medida la altura de la torre y reduce significativamente la distancia de las últimas filas del campo a la torre.

La relación entre la potencia térmica del receptor y la potencia eléctrica evidentemente viene afectada sobre todo por el múltiplo solar, tal y como se refleja en el gráfico 5. Además, según el tipo de fluido vamos a tener unas limitaciones de flujo (0.8 MW/m^2 para las sales fundidas y el aire y 1.5 MW/m^2 para el sodio). Estas restricciones en el flujo obligan a realizar estrategias de apunte con más de un punto de enfoque. Una planta típica de aire o sales de 100 MW_e con un MS entre 1.6 y 1.8 tendría una salida térmica en el receptor de $400\text{-}500 \text{ MW}_t$, alrededor de $800\ 000 \text{ m}^2$ de helióstatos y del orden de 5.5 km^2 de terreno total.

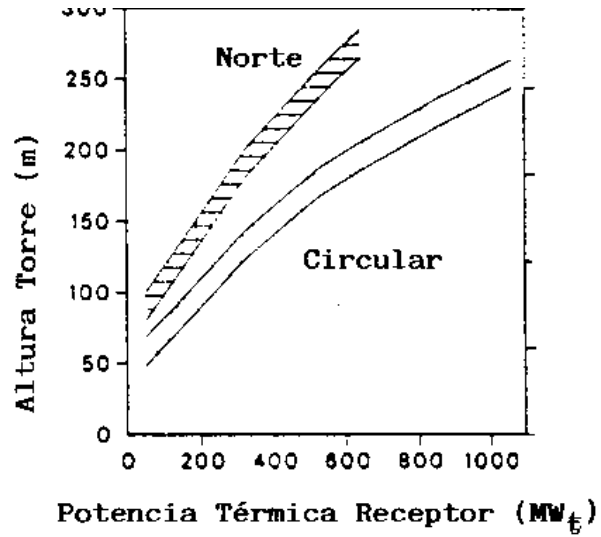
Gráfico 5. Relación entre la potencia eléctrica de la planta en el punto de diseño y la potencia térmica en el receptor, para distintos MS.



Dimensionado de la torre

El rango de tamaños de las torres se mueve entre los 50 y 250 m para potencias térmicas en salida del receptor de entre 20 y 600 MW_t , tal y como se refleja en el gráfico 6. El coste de la torre suele ser una función exponencial con la altura y resulta un elemento totalmente convencional en cuanto a su diseño. Como se puede observar en la figura, la altura de la torre es muy sensible al tipo de campo de helióstatos utilizado. A igual potencia, un campo Norte tendrá helióstatos mucho más alejados de la torre que un campo circular a fin de evitar sombras y bloqueos y por tanto precisará de torres más altas. La altura típica de una planta de 100 MWe con campo circular es de 150 m.

Gráfico 6. Altura de la torre en función de la potencia térmica sobre el receptor.

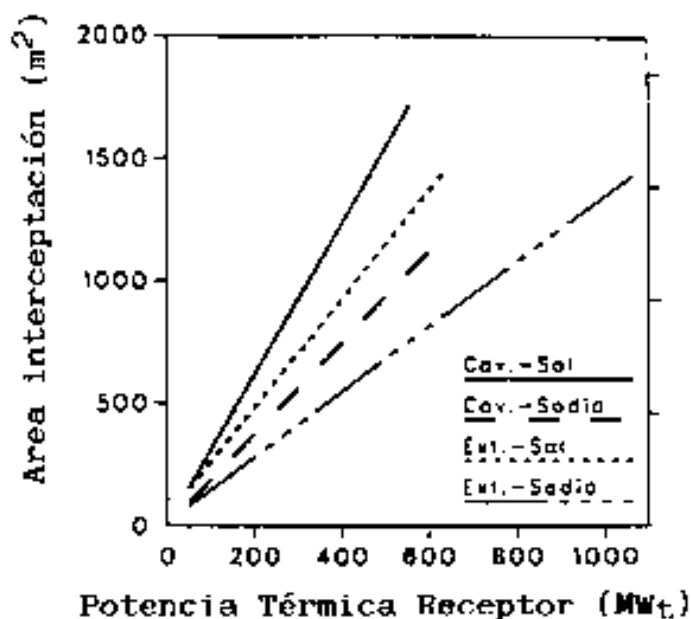


Dimensionado del receptor

El tamaño del receptor viene asociado al área de interceptación o área de absorción¹. Para un determinado punto de diseño y asumiendo unas limitaciones de flujo solar, el área de interceptación es generalmente proporcional a la potencia térmica pico de salida en el receptor, y está muy influenciada por el tipo de receptor (cavidad o exterior).

Por tanto, el dimensionado del receptor requiere definir los límites del flujo incidente, el cual depende del tipo de fluido y el material que compone el receptor (el de los tubos o de la matriz volumétrica en el caso de aire). El gráfico 7 presenta una estimación de las áreas de absorbedor necesarias para sodio y sales. La superficie de absorbedor varía entre 200 y 1 500 m². En una planta de sales de 100 MW_e se requerirían en torno a 850 m² de absorbedor para un receptor cilíndrico exterior. El valor es algo superior para los receptores de aire (1100 m²).

Gráfico 7. Área de interceptación del receptor como una función de la potencia térmica para distintos tipos de receptores y fluidos.



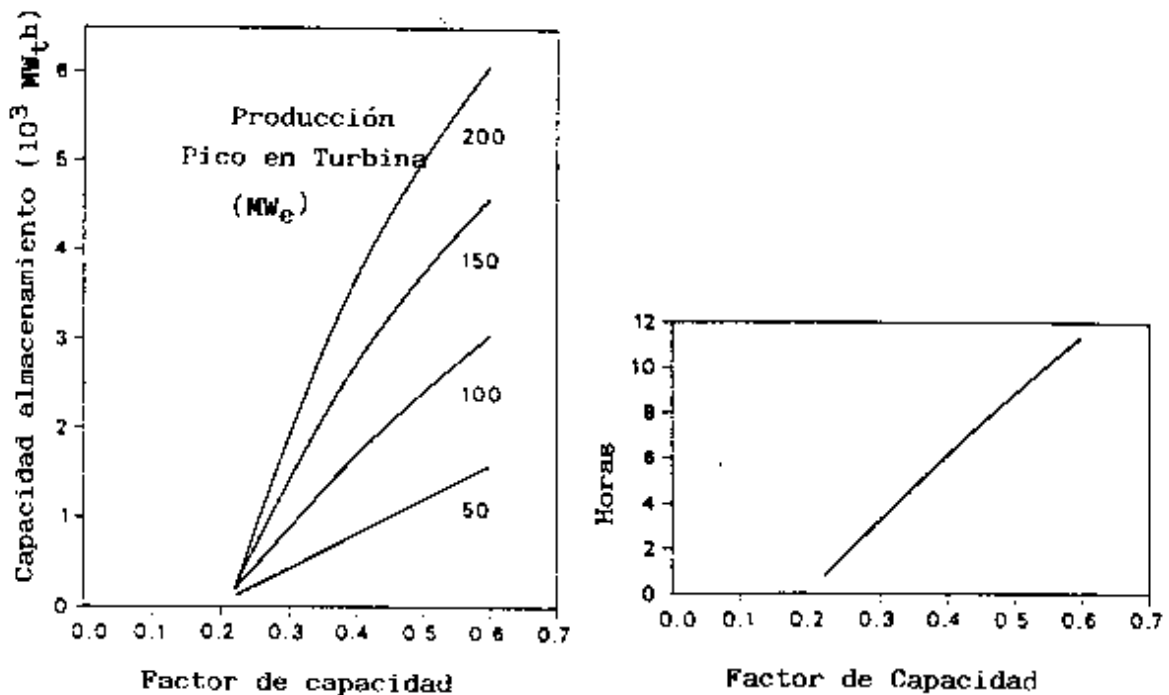
¹ En receptores volumétricos, el área de interceptación no guarda relación con el área de absorción al existir una penetración en el interior del absorbedor.

Dimensionado del almacenamiento

El tamaño del almacenamiento está relacionado con el múltiplo solar y es uno de los parámetros de partida que poseen una mayor relevancia. Un almacenamiento capaz de dar autonomía a la central para asegurar su funcionamiento durante 24 horas no es práctico en términos económicos. Un adecuado dimensionado del almacenamiento es por tanto necesario por razones de coste de tal modo que el factor de capacidad de la planta se sitúe en el de centrales de generación eléctrica de carga intermedia (30-50%). El almacenamiento está afectado por el factor de capacidad, la potencia de la turbina, la eficiencia del ciclo y la estrategia de despacho de la planta.

En el gráfico 8 se representa la relación típica entre el factor de capacidad y las horas y capacidad térmica de almacenamiento. Estos valores oscilan habitualmente entre 3 y 8 horas de funcionamiento de la turbina a pleno rendimiento a partir de la energía extraída del sistema de almacenamiento. La capacidad térmica almacenada depende del tamaño de la planta, y por supuesto estaría afectada por la estrategia de despacho a la red.

Gráfico 8. Tamaño de almacenamiento térmico en función del factor de capacidad de la planta (El número de horas es estimado para la producción pico de la turbina).



3. Caracterización de una central solar termoeléctrica

La caracterización de una central solar termoeléctrica se sustenta fundamentalmente en la obtención de expresiones de su eficiencia de conversión térmica a eléctrica. Este es un concepto simple en el caso estacionario, pero resulta complejo en situación de transitorios, donde la existencia de almacenamiento térmico, inercias térmicas, parámetros de operación... se encuentran relacionados entre sí. Por ejemplo, los balances de energía deben tener en cuenta el almacenamiento, ya que habrá entrada de radiación sin producción de electricidad y viceversa, producción eléctrica a partir del almacenamiento sin existir radiación.

Los tiempos característicos a los que se refiere la producción son por tanto importantes. Cuatro bases de cálculo de la relación input/output son habituales:

- Eficiencia en potencia bruta o neta. Se trata de la relación entre la potencia eléctrica instantánea producida por unidad de área activa de helióstatos (kW_e/m^2) y la radiación solar directa (kW_t/m^2) incidente sobre la superficie del helióstato en el mismo instante de tiempo.
- Eficiencia de operación solar. Es el ratio entre la energía eléctrica producida por unidad de área de helióstato ($\text{kWh}_e \text{ m}^{-2}$) durante un período de operación y la correspondiente a la radiación directa durante el mismo período ($\text{kWh}_t \text{ m}^{-2}$).
- Eficiencia diaria. Se obtiene dividiendo la energía eléctrica producida por m^2 de helióstato por la radiación directa incidente sobre el mismo desde la salida a la puesta de Sol.
- Eficiencia anual. Relación entre la energía eléctrica generada en un año ($\text{kWh}_e \text{ m}^{-2} \text{ año}^{-1}$) por unidad de área de campo solar y la de la radiación directa en el mismo período ($\text{kWh}_t \text{ m}^{-2} \text{ año}^{-1}$).

Sin lugar a dudas el valor más utilizado, dado el carácter estacional de la radiación solar, es la eficiencia anual, y es el que sirve de base para obtener las figuras de costes, cálculo económicos y en definitiva diseño de la planta. No obstante, como valor de evaluación técnica de la planta, sobre todo en proyectos de investigación, es muy utilizada la eficiencia diaria, ya que la evaluación experimental de una planta en base anual puede sufrir grandes penalizaciones por problemas de mantenimiento y paradas técnicas.

Dos de las representaciones que más ayudan a visualizar el comportamiento de una planta son:

- Los diagramas de energía perdida, como el diagrama de Sankey (árbol de pérdidas) o como el diagrama en cascada. Esta representación permite visualizar cómo se va perdiendo energía en cada una de los sub-sistemas. El gráfico 9 muestra un diagrama de energía perdida obtenido para la central SSPS-CRS de la Plataforma Solar de Almería en base diaria.
- Las curvas de operación diaria. En ellas se representa la evolución de la radiación directa, la temperatura de salida del fluido en el receptor, la entrada de la turbina y otros parámetros de operación que puedan ser de interés. Como ejemplo podemos ver un día de operación rutinaria en la central SSPS-CRS (Gráfico 10).

Gráfico 9. Árbol de pérdidas energéticas de la planta SSPS-CRS de Almería durante el 22 de febrero de 1984 en donde se obtuvo un rendimiento neto del 8.1%.

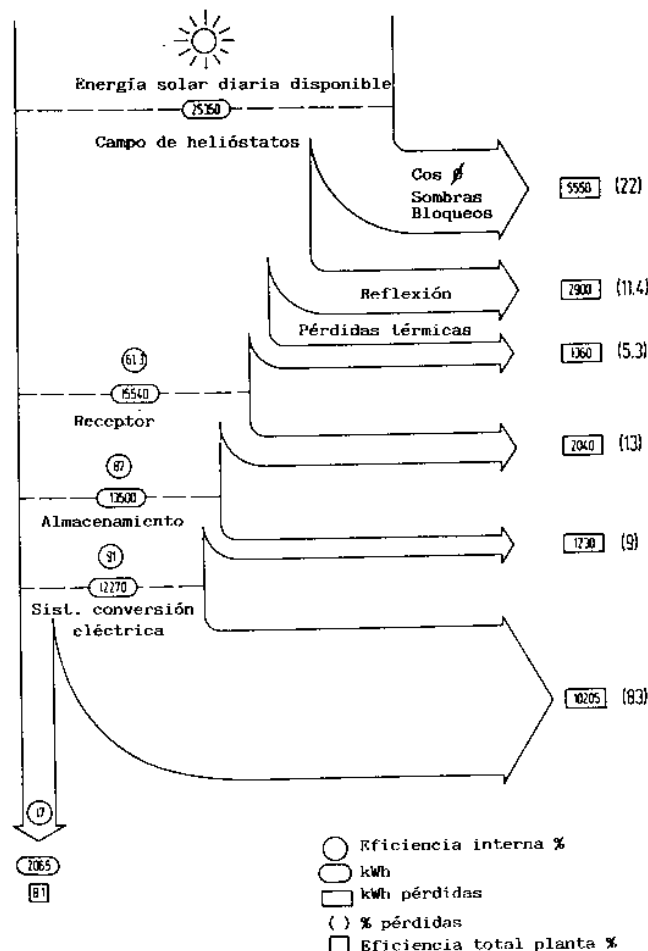
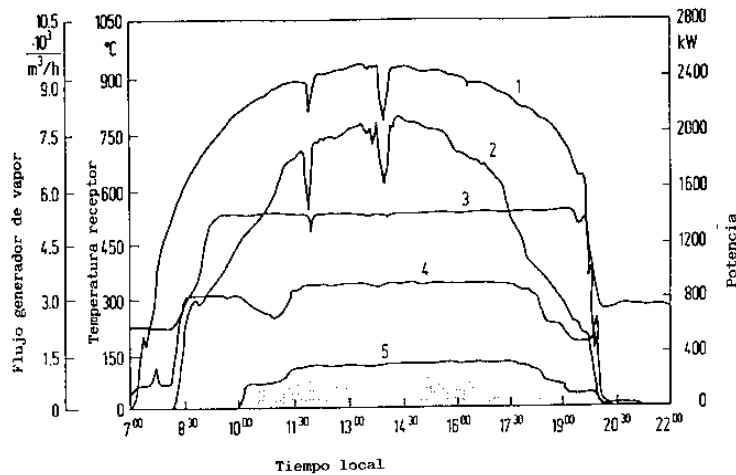


Gráfico 10. Curva diaria de producción durante más de 8 horas haciendo uso del sistema de almacenamiento en la planta SSPS-CRS. (1. Insolación; 2. Potencia receptor; 3. Temperatura receptor; 4. Flujo generador de vapor; 5. Potencia eléctrica).



3.3. Procedimiento y herramientas de diseño

Un pre-análisis técnico-económico de una central solar termoelectrica se llevará a cabo mediante el uso del programa SAM [System Advisor Model, 2014]. Se trata de una herramienta que permite efectuar el cálculo de producción en un intervalo temporal dado y el análisis financieros de diferentes sistemas energéticos de generación térmica y eléctrica. El objetivo final del programa es facilitar la toma de decisiones sobre la viabilidad de una instalación empleando energía renovable. SAM incorpora varios sistemas energéticos así como modelos financieros.

Inicialmente SAM era el acrónimo de "Solar Advisor Model", un programa desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de EEUU en colaboración con el Laboratorio Nacional Sandía (SNL) en 2005 y usado por el Departamento de Energía para analizar el impacto de las tecnologías solares. A partir de una primera versión de difusión libre que incluía sistemas fotovoltaicos y de concentración solar de tipo cilindro parabólico, SAM ha progresivamente incorporado otros sistemas energéticos, incluso no solares. En lo referente a concentración solar termoelectrica, la versión más reciente de SAM (2014.1.13) permite estudiar sistemas de tipo Fresnel, cilindro parabólico, receptor central (de sales fundidas y agua/vapor) y discos Stirling.

La metodología aplicada para el pre-análisis de una central solar termoelectrica es la descrita en la sección 2.

- Se incorporarán en el programa las especificaciones de diseño de la planta (véase la 1ª columna de la tabla 1). En ocasiones algunas variables se definen a partir de otros parámetros (por ejemplo, el número de horas de almacenamiento en lugar del factor de capacidad), lo que requerirá añadir varias iteraciones para establecer una relación entre ambas magnitudes.
- Se incorporan los datos financieros y costes.
- Se procede a la optimización del sistema de captación (conjunto formado por el receptor, torre y campo de helióstatos). Para ello, SAM hace uso del programa DELSOL (véase anexo II).
- Se ejecuta el programa, efectuando un cálculo de producción anual. Se observará que durante la ejecución, SAM, a través de DELSOL, calcula la matriz de eficiencia del campo de helióstatos frente a los ángulos de declinación y acimut del sol, así como información sobre las estrategias de apunte y la distribución de flujo en el receptor. A continuación efectúa el análisis de producción anual.

En el pasado (y aún hoy en día) también se ha empleado otros programas y metodologías para realizar un análisis similar. El anexo II proporciona una descripción de dichas herramientas de diseño.

4. Análisis de una central solar termoelectrica de referencia

4.1. Definición de la planta

La planta objeto del presente ejemplo consiste en estudiar una central solar termoelectrica de receptor central de sales. En la actualidad ya existe un planta comercial de estas características (Gemasolar) en operación en España y varias están siendo construidas en EEUU (Crescent Dunes Solar Energy Project, Tonopah; Rice Solar Energy Project), Chile (Planta Solar Cerro Dominador) y China (Supcon Solar Project). La tabla 3I recoge los parámetros de definición de central que se analizará.

Gráfico 11. Diagrama de una central solar termoelectrica de receptor central de sales fundidas [Pacheco, 2002]

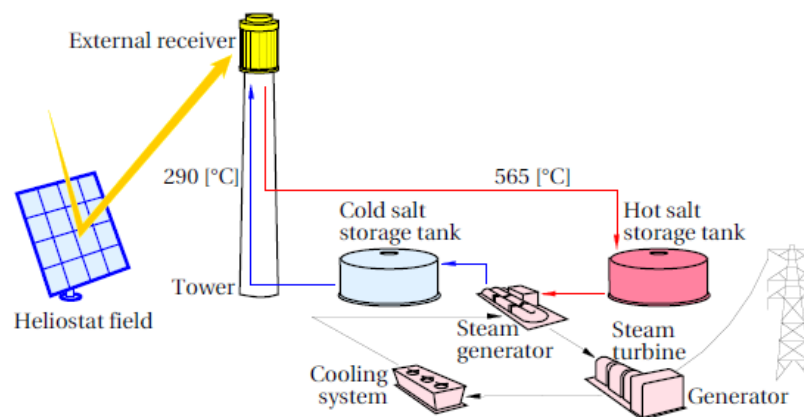


Tabla 3. Parámetros de definición de la planta.

Emplazamiento	Lat. 37.4°N; Long. -5.9°O; Altura sobre el nivel del mar: 31 m
Punto de diseño	Día 172.25 (21 Junio), Hora 0 h (Mediodía solar)
Potencia de diseño	50 MWe
Fluido caloportador	Sales fundidas (40% KNO ₃ , 60% NaNO ₃)

Factor de capacidad	34.2%
Temperatura de salida	565 °C
Fuente auxiliar fósil	Gas natural
Forma campo helióstatos	Circular
Configuración receptor	Externo cilíndrico

La planta a optimizar usa sales fundidas como transportador del calor y usa un receptor exterior cilíndrico situado en la parte superior de una torre. La radiación solar es concentrada por un campo de helióstatos controlados por ordenador y calienta los tubos por los que circula el fluido caloportador.

A los valores presentados en la tabla 3, se añadirán los parámetros de la tabla 4. Estos se considerarán asociados a limitaciones de diseño o a especificaciones fijadas con anterioridad al estudio. Son datos referentes al presente caso bajo análisis. Algunos de ellos (por ejemplo, la altura de la torre o las dimensiones del helióstato) requerirían de un estudio individualizado con objeto de optimizar la planta.

Tabla 4. Limitaciones impuestas en el presente estudio.

Helióstato	
Anchura	12.0 m
Altura	10.251 m
Superficie reflectante	0.9836
Error óptico	1.3 mrad
Reflectividad y ensuciamiento	0.9

4.2. Escenario económico

El escenario económico viene definido por los parámetros enumerados en la Tabla 5.

Tabla 5. Parámetros utilizados en el modelo económico de cálculo del LEC (IDAE, 2011).

Tiempo depreciación de la planta	23 años
Vida económica de la planta (Años totales considerados en el cálculo)	23 años
Porcentaje de financiación propia	25%
Porcentaje de financiación ajena (deuda)	75%
Coste de financiación propia	12%
Coste de financiación ajena (deuda)	4.75%
Coste medio ponderado de capital	6.5625%
Impuestos anuales sobre ingresos o tipo impositivo	30%
Deducciones fiscales por inversiones,	No consideradas
Tasa de inflación anual	2.5%
Duración en años de la inversión inicial	3
Pago inversiones 1er año	25%
Pago inversiones 2º año	45%
Pago inversiones 3er año	30%
Años amortización inmovilizado	15
Años amortización financiación ajena	15
Subvenciones	No consideradas

Parámetros financieros y económicos

A modo de recordatorio, se darán algunas definiciones que serán empleadas posteriormente.

Se define el **flujo de caja** (o cash-flow) como la diferencia entre los cobros y los pagos durante un período de tiempo, incluye cobros y pagos operativos, de inversión y de financiación.

Se define el **valor actual**, como el equivalente en el momento presente de todos los flujos de caja asociados a una inversión:

$$VA = \sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1 + DR)^i}$$

Donde C_i es el flujo de caja en el período i , DR es el tipo de interés y N es la vida útil de la instalación.

El **valor actual neto (VAN)** (o, en inglés, net present value NPV) es la diferencia entre el valor actual y la inversión desembolsada inicialmente:

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1 + DR)^i} = \sum_{i=0}^N \frac{C_i}{(1 + DR)^i}$$

La **tasa interna de rentabilidad (TIR)** (o tipo de rendimiento interno, tasa de retorno, o rentabilidad) de una inversión es el tipo de descuento que hace que su valor actual neto sea 0.

$$VAN = \sum_{i=0}^N \frac{C_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

El **coste normalizado de la energía** (en inglés levelized cost of energy LCOE o levelized energy cost LEC) es la magnitud más frecuentemente empleada para cuantificar el comportamiento económico de una planta de generación eléctrica. Se define como el valor constante que durante la vida de la instalación proporciona un valor actualizado neto igual a 0, es decir,

$$VAN = \sum_{i=1}^N \frac{LCOE \times E_{anual} \times (1 - T)}{(1 + DR)^i} - VAN_{LCC} = 0,$$

Donde T es la tasa impositiva, VAN_{LCC} es el valor actualizado neto de todos los costes del ciclo de vida y E_{anual} es la energía anual producida. Así la fórmula que permite calcular el LCOE es la siguiente:

$$LCOE = \frac{VAN_{LCC}}{\sum_{i=1}^N \frac{E_{anual} \times (1 - T)}{(1 + DR)^i}}$$

Se deberán por tanto realizar cierto tipo de aproximaciones sobre los diferentes valores que se emplean en las expresiones anteriores. Otra definición equivalente, menos técnica, es el valor, en euros actuales, que habría que asignar a cada unidad de energía producida por una central a lo largo de un determinado periodo para igualar a los costes totales incurridos durante dicho periodo expresados, también, en euros actuales.

Una manera de estimar la tasa de descuento consiste en emplear el **coste medio ponderado del capital** (CMPC). Dicho coste se calcula como la media ponderada del coste de la deuda y de la rentabilidad esperada por la financiación propia:

$$d = CMPC = \frac{F_p \cdot R_{FP} + D \cdot R_{FA}}{F_p + D}$$

Con F_p , la financiación propia, R_{FP} , la rentabilidad esperada por la financiación propia; D , la deuda bancaria; y, R_{FA} , el tipo de interés de la deuda.

En todo proyecto, se analizan las variables descritas anteriormente con el objeto de determinar la viabilidad de un proyecto. Un proyecto se considera viable si durante el período de vida de la instalación (N años), el VAN es positivo.

El **coste directo de capital** es el gasto asociado a componentes y/o servicios asociados a la centra solar termoelectrica que existe a partir del año 0 del flujo de caja. El coste total del capital se calcula como la suma de los costes de varios subsistemas ajustados por un factor sobre las incertidumbres y gastos varios.

En lo que respecta a los costes de los subsistemas, se asumirá que los costes dados por defecto en el programa SAM son válidos para realizar el cálculo. Sin embargo, dada la incertidumbre en la evaluación precisa de costes, se supondrá una incertidumbre del 12.5%. El impacto de esta indeterminación se tendrá en cuenta realizando un análisis de sensibilidad. Los costes a conocer incluyen:

- Coste de los helióstatos, normalmente definido por unidad de superficie reflectante del helióstato.
- Coste de la torre. Se trata de una función de la altura de la torre, que suele describirse con una función de tipo potencial o exponencial:

$$C_{torre} = C_{torre,ref} \exp\left[h_{torre} / h_{torre,ref} \right]$$

- Coste del almacenamiento, expresado por unidad de energía almacenada (p. ej. MWh_{térmico}).
- Coste del receptor. Se utiliza nuevamente una expresión de estimación, esta vez potencial, en función del área del receptor y los valores de un receptor de referencia.

$$C_{receptor} = C_{receptor,ref} \left[A_{receptor} / A_{receptor,ref} \right]^{\gamma}$$

- Coste del terreno, basado en el coste de un terreno improductivo y expresado por unidad de área de superficie reflectante. El coste terreno incluye no sólo el trabajo de acondicionamiento del terreno ocupado por el campo de helióstatos, sino también la correspondiente a carreteras de acceso, núcleo central para la ubicación de torre, bloque de potencia, almacenamiento y edificios.
- Coste de la instrumentación y control central, expresado por kilovatio eléctrico producido por la turbine (potencia bruta del bloque de potencia), incluye los gastos asociados a la instalación de todos los componentes que forman parte del balance de planta (balance-of-plant o BOP).
- Coste del bloque de potencia, expresado por kilovatio eléctrico producido por la turbine (potencia bruta del bloque de potencia), incluye los gastos asociados a la instalación de todos los componentes que forman parte del bloque de potencia.
- Costes de infraestructuras. Se estiman como un valor fijo, e incluyen edificios, vallas, carreteras de acceso...
- Costes de operación y mantenimiento. Representan los gastos anuales en el equipamiento y los servicios tras la instalación de los subsistemas y se calculan teniendo en cuenta la inflación y escalado. SAM incluye también el gasto asociado al combustible en el caso de tener un aporte fósil.

4.3. Resultados

Introducción de los datos

Durante la sesión en clase se ha presentado el programa SAM, su estructura y la introducción de datos en las diferentes ventanas de presentación. En esta sección, se describirá los pasos a seguir para la resolución del ejercicio. Los valores de "definición de la planta" se deben introducir en las ventanas *Location and Resource* (emplazamiento), *Heliostat Field* (Forma campo helióstatos), *Tower and Receiver* (Fluido caloportador, Temperatura de salida, configuración receptor) y *Power cycle* (Potencia de diseño). Por defecto, SAM considera que el punto de diseño es el mediodía del solsticio de verano. El factor de capacidad tendrá que calcularse optimizando el múltiplo solar y las horas de almacenamiento.

Las figuras siguientes muestran cada una de las ventanas, tras sustituir las correspondientes variables por los datos del problema. Una resolución completa del problema requiere conocer con exactitud los valores de todos y cada una de las variables proporcionadas por el programa. Sin embargo, muchas de ellas suelen ser desconocidas. Por ello, se suponen válidos los valores proporcionados por defecto en SAM y se realiza a posteriori un análisis de sensibilidad con el objeto de conocer el impacto a la hora de definir el valor de una variable dada.

Como se ha indicado en la metodología (véase sección 3.3), tras introducir los datos, se procede a la optimización del sistema de captación de energía. Las gráficas 12 y 13 ya incluyen el campo solar y las dimensiones del receptor obtenidas por optimización (botón *Start Wizard* en la ventana *Heliostat Field*). Se ha empleado un múltiplo solar de 2 y fijado el número de horas de almacenamiento térmico a 6.

Gráfico 12. Ventana *Location and Resource*.

Choose Weather Data File

Type a few letters of the location name:

SAM/ESP Granada.084190_SWEC.epw
SAM/ESP Sevilla_SWEC.epw
SAM/FL Daytona Beach.tm2
SAM/FL Jacksonville.tm2
SAM/FL Key West.tm2
SAM/FL Miami.tm2
SAM/FL Tallahassee.tm2
SAM/FL Tampa.tm2
SAM/FL West Palm Beach.tm2
SAM/GA Athens.tm2
SAM/GA Atlanta tm2

Download weather file...

Folder settings...

Refresh list

Copy to project

Remove from project

Create TMY3 file

Click a file in the list to choose a file from the NREL NSRDB TMY2 dataset, or click Download Weather File to enter an address and download a weather file from the NREL Solar Prospector database. A blue highlight indicates the weather file SAM uses for simulations. SAM lists files in the default weather folder and in any folders you specify in Folder Settings. The prefix "SAM/" indicates a file from the default folder. To embed weather data in your .zsam file for sharing with other people, click Copy to Project: SAM indicates the embedded weather file in the list with the prefix "USER/". See Help for details.

Location Information

City	<input type="text" value="Sevilla"/>	Time Zone	<input type="text" value="GMT 1"/>	Latitude	<input type="text" value="37.42 deg"/>
State	<input type="text" value="-"/>	Elevation	<input type="text" value="31 m"/>	Longitude	<input type="text" value="-5.9 deg"/>

Weather Data Information (Annual)

Direct Normal	<input type="text" value="2089.7"/> kWh/m2	Dry-bulb Temp	<input type="text" value="18.3"/> °C	<input type="button" value="View hourly data..."/>
Global Horizontal	<input type="text" value="1785.9"/> kWh/m2	Wind Speed	<input type="text" value="6.7"/> m/s	

Web Links

SAM reads weather files in the TMY3, TMY2, EPW, and SMW file formats. The default weather folder contains copies of the complete NREL NSRDB TMY2 dataset. You can use the links below to visit websites with other weather files. If you download files from the web, click Folder Settings to choose folders where SAM can find your downloaded weather files. See Help for details.

Gráfico 13. Ventana *Heliostat Field*.

Heliostat Properties

Heliostat Width: 12 m
 Heliostat Height: 10.251 m
 Ratio of Reflective Area to Profile: 0.9836
 Use Round Heliostats (D=W)
 Heliostat Area: 120.995 m²
 Mirror Reflectance and Soiling: 0.9
 Heliostat Availability: 0.99
 Image Error: 0.00153 rad
 Heliostat Stow Deploy Angle: 8 deg
 Wind Stow Speed: 15 m/s

Circular Field Optimization Wizard

The wizard will calculate an optimal distribution of heliostats and populate the zonal grid below. It calculates optimal tower and receiver heights, and receiver diameter. Since some cost and financial parameters help guide the optimization, be sure to set reasonable values before running the wizard. Refer to the documentation for more information.

Field Parameters

Total Reflective Area: 519,792.8 m²
 Number of Heliostats: 4296
 Radial Step Size For Layout: 62.5 m

Solar Field Layout Constraints

Max Heliostat Distance to Tower Height Ratio: 4.5
 Min Heliostat Distance to Tower Height Ratio: 0.75
 Tower Height: 200 m
 Max. Distance From Tower: 900 m
 Min. Distance From Tower: 150 m
 Max Realized Distance From Tower: 900 m

Mirror Washing

Water Usage Per Wash: 0.7 L/m², aperture
 Washes Per Year: 63

Land Area

Non-Solar Field Land Area: 45 acres
 Solar Field Land Area Multiplier: 0.8
 Calculated Total Land Area: 341 acres

Span Angle: 360 Radial Zones: 12 Azimuthal Zones: 12

	0.0	30.0	60.0	90.0	120.0	150.0	180.0	210.0	240.0	270.0	300.0	330.0
Rad.1	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Rad.2	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Rad.3	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Rad.4	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Rad.5	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Rad.6	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Rad.7	49	49	49	49	49	0	0	0	49	49	49	49
Rad.8	50	50	50	50	37	0	0	0	37	50	50	50
Rad.9	51	51	51	51	0	0	0	0	0	51	51	51
Rad.10	51	51	51	0	0	0	0	0	0	0	51	51
Rad.11	52	52	52	0	0	0	0	0	0	0	52	52
Rad.12	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25

To specify the heliostat field over an X-Y grid, set the 'Azimuthal Zones' parameter above to 2.

Gráfico 14. Ventana *Tower and Receiver*.

External Receiver
 Cavity Receiver

Optimal receiver parameters can be calculated by using the solar field wizard.

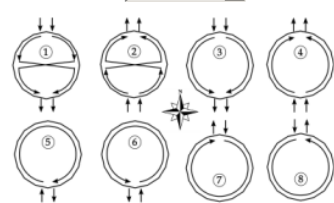
Materials and Flow

HTF Type: Salt (60% NaNO3 40% KNO3) Edit...

Property table for user-defined HTF

Material Type: Stainless AISI316

Flow Pattern: 1



External Receiver

Receiver Height: 18.22 m

Receiver Diameter: 8 m

Number of Panels: 20

Coating Emittance: 0.88

Enable Night Recirculation in Receiver:

Recirculation Heater Efficiency: 1

Cavity Receiver

Aperture Width: 15 m

Aperture Height to Width Ratio: 1.2

Aperture Height: 18 m

Lip to Height Ratio: 0.1 m

Internal Panel Height: 19.8 m

Aperture Lip Height: 1.98 m

Receiver Thermodynamic Characteristics

Tube Outer Diameter: 40 mm

Tube Wall Thickness: 1.25 mm

Required HTF Outlet Temp.: 565 °C

Max. Temp. To Receiver: 290 °C

Coating Absorptance: 0.94

Heat Loss Factor: 1

Max Flow Rate to Receiver: 829.943 kg/s

Max Receiver Flux: 1000 kWt/m2

Design Operation

Solar multiple: 2

Min. receiver turndown fraction: 0.25

Max receiver operation fraction: 1.2

Receiver design thermal power: 286.432 MWt

Receiver startup delay time: 0.2 hr

Receiver startup delay energy fraction: 0.25

The solar multiple input on this page does not scale the heliostat field. You must ensure that the solar field layout is appropriate for the specified solar multiple. It is advised to use the optimization wizard to create an appropriate heliostat layout.

Tower Dimension

Tower Height: 200 m

Gráfico 15. Ventana *Power Block*.

Plant Capacity	
Design Turbine Gross Output	<input type="text" value="57"/> MWe
Estimated Gross to Net Conversion Factor	<input type="text" value="0.87"/>
Estimated Net Output at Design (Nameplate)	<input type="text" value="50"/> MWe
<i>Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power</i>	

Power Block Design Point	
Rated Cycle Conversion Efficiency	<input type="text" value="0.398"/>
Design Thermal Power	<input type="text" value="143.216"/> MWt
Design HTF Inlet Temp.	<input type="text" value="565"/> °C
Design HTF Outlet Temp.	<input type="text" value="290"/> °C
Boiler Operating Pressure	<input type="text" value="100"/> Bar
Fossil Backup Boiler LHV Efficiency	<input type="text" value="0.9"/>
Steam cycle blowdown fraction	<input type="text" value="0.02"/>
Aux heater outlet set temp	<input type="text" value="594"/> °C
Fossil Dispatch Mode	<input type="text" value="Minimum backup level"/>

Plant Control	
Min. Required Temp. For Startup	<input type="text" value="500"/> °C
Low-resource Standby Period	<input type="text" value="2"/> hours
Fraction of Thermal Power Needed for Standby	<input type="text" value="0.2"/>
Power Block Startup Time	<input type="text" value="0.5"/> hours
Fraction of Thermal Power Needed for Startup	<input type="text" value="0.5"/>
Min Turbine Operation	<input type="text" value="0.25"/>
Max Turbine Over Design Operation	<input type="text" value="1.05"/>
Turbine Inlet Pressure Control	<input type="text" value="Fixed pressure"/>

Cooling System																					
Condenser Type	<input type="text" value="Evaporative"/>																				
Ambient Temp At Design	<input type="text" value="20"/> °C																				
Ref. Condenser Water dT	<input type="text" value="10"/> °C																				
Approach Temperature	<input type="text" value="5"/> °C																				
ITD at Design Point	<input type="text" value="1.6"/> °C																				
Condenser Pressure Ratio	<input type="text" value="1.0028"/>																				
Min condenser pressure	<input type="text" value="1.25"/> inHg																				
Cooling system part load levels	<input type="text" value="2"/>																				
<table border="0"> <thead> <tr> <th colspan="2">Hybrid Dispatch</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Period 1:</td> <td><input type="text" value="0"/></td> </tr> <tr> <td>Period 2:</td> <td><input type="text" value="0"/></td> </tr> <tr> <td>Period 3:</td> <td><input type="text" value="0"/></td> </tr> <tr> <td>Period 4:</td> <td><input type="text" value="0"/></td> </tr> <tr> <td>Period 5:</td> <td><input type="text" value="0"/></td> </tr> <tr> <td>Period 6:</td> <td><input type="text" value="0"/></td> </tr> <tr> <td>Period 7:</td> <td><input type="text" value="0"/></td> </tr> <tr> <td>Period 8:</td> <td><input type="text" value="0"/></td> </tr> <tr> <td>Period 9:</td> <td><input type="text" value="0"/></td> </tr> </tbody> </table>		Hybrid Dispatch		Period 1:	<input type="text" value="0"/>	Period 2:	<input type="text" value="0"/>	Period 3:	<input type="text" value="0"/>	Period 4:	<input type="text" value="0"/>	Period 5:	<input type="text" value="0"/>	Period 6:	<input type="text" value="0"/>	Period 7:	<input type="text" value="0"/>	Period 8:	<input type="text" value="0"/>	Period 9:	<input type="text" value="0"/>
Hybrid Dispatch																					
Period 1:	<input type="text" value="0"/>																				
Period 2:	<input type="text" value="0"/>																				
Period 3:	<input type="text" value="0"/>																				
Period 4:	<input type="text" value="0"/>																				
Period 5:	<input type="text" value="0"/>																				
Period 6:	<input type="text" value="0"/>																				
Period 7:	<input type="text" value="0"/>																				
Period 8:	<input type="text" value="0"/>																				
Period 9:	<input type="text" value="0"/>																				
<i>Hybrid dispatch control parameters refer to the dispatch periods defined on the thermal storage page.</i>																					

Gráfico 16. Ventana *Thermal Storage*.

Storage System

Storage Type: **Two Tank**

Full Load Hours of TES	6	hours
Storage Volume	4123.54	m ³
Tank Diameter	16.2023	m
Tank Height	20	m
Tank Fluid Min. Height	1	m
Parallel Tank Pairs	1	
Min Storage Volume	206.177	m ³
Max Storage Volume	3917.37	m ³
Wetted Loss Coefficient	0.4	Wt/m ² -K
Dry Loss Coefficient	0.25	Wt/m ² -K

Initial Hot HTF Temp.	565	°C
Initial Cold HTF Temp.	290	°C
Initial Hot HTF Percent	30	%
Initial Hot Storage Volume	1237.06	m ³
Initial Cold Storage Volume	2886.48	m ³
Cold Tank Heater Temp. Set-Point	280	°C
Cold Tank Heater Capacity	30	MWe
Hot Tank Heater Temp. Set-Point	500	°C
Hot Tank Heater Capacity	30	MWe
Tank Heater Efficiency	0.99	

Enable storage bypass valve

Thermocline Parameters

Void fraction	0.25	0..1
Minimum discharge outlet temp	500	°C
Maximum charge outlet temp	400	°C
Filler material	Quartzite	
Filler material specific heat	1.105	kJ/kgK
Filler material density	2640	kg/m ³
Number of calculation nodes for thermocline	100	

Thermal Storage Dispatch Control

Current dispatch schedule:

Schedule libraries do not affect the Storage Dispatch, Turbine Output and Fossil Fill fractions below.

	Storage Dispatch		Turb. out. fraction*	Fossil fill fraction*	TOD Factor
	w/ solar*	w/o solar*			
Period 1:	0	0	1.05	0	1
Period 2:	0	0	1	0	1
Period 3:	0	0	1	0	1
Period 4:	0	0	1	0	1
Period 5:	0	0	1	0	1
Period 6:	0	0	1	0	1
Period 7:	0	0	1	0	1
Period 8:	0	0	1	0	1
Period 9:	0	0	1	0	1

- Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.
- Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.
- Payment Allocation Factors apply to Utility Dispatch and Utility Bid Price financing only.

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Gráfico 17. Ventana *Financing*.

Solution Mode

Specify IRR Target Choose Specify IRR Target when you know the IRR and want SAM to calculate a PPA price.

Specify PPA Price Choose Specify PPA Price when you know the PPA (bid) price and want SAM to calculate the IRR.

You can specify an optional annual power price escalation rate and, for analyses involving time-of-delivery pricing, optional hourly payment allocation factors. See Help for details.

Specify IRR Target

Minimum Required IRR %

PPA Escalation Rate %

Constraint: Require a minimum DSCR

Minimum Required DSCR

Constraint: Require a positive cashflow

Financial Optimization

Allow SAM to pick debt fraction to minimize LCOE

Allow SAM to pick PPA escalation rate to minimize LCOE

Specify PPA Price

PPA Price \$/kWh

PPA Escalation Rate %/yr

Loan Parameters

Debt Fraction <input type="text" value="75"/> %	Installed Cost <input type="text" value="\$ 305,903,724.02"/>
Loan Term <input type="text" value="15"/> years	Construction Financing Cost <input type="text" value="\$ 17,226,203.46"/>
Loan Rate <input type="text" value="4.75"/> %/year	Principal Amount <input type="text" value="\$ 242,347,445.61"/>
	WACC <input type="text" value="6.56"/> %

Analysis Parameters

Analysis Period <input type="text" value="23"/> years	Inflation Rate <input type="text" value="2.50"/> %/year
	Real Discount Rate <input type="text" value="12.00"/> %/year
	Nominal Discount Rate <input type="text" value="14.80"/> %/year

Tax and Insurance Rates

Federal Income Tax Rate %/year

State Income Tax Rate %/year

Sales Tax % of installed cost

Insurance Rate (Annual) % of installed cost

Property Tax

Assessed Percent % of installed cost

Assessed Value

Annual Decline %/year

Property Tax %/year

Salvage Value

End of Analysis Period Value <input type="text" value="\$ 0.00"/>	Net Salvage Value <input type="text" value="0.00"/> % of installed cost
---	---

Construction Financing

Specify the terms of up to five optional short-term construction loans. SAM calculates the total financing cost and adds it to the project's investment cost. The sum of percentages in the Percent of Installed Costs column must equal 100%.

Construction Loans	Percent of Installed Costs	Up-front Fee (% of principal)	Months Prior to Operation	Annual Interest Rate (%)	Principal	Interest	Total Construction Financing Cost
Loan 1	25	1	36	4.75	\$ 76,475,931.00	\$ 5,448,910.08	\$ 6,213,669.39
Loan 2	45	1	24	4.75	\$ 137,656,675.81	\$ 6,538,692.10	\$ 7,915,258.86
Loan 3	30	1	12	4.75	\$ 91,771,117.21	\$ 2,179,564.03	\$ 3,097,275.21
Loan 4	0	0	0	0	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Loan 5	0	0	0	0	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Totals:	100				\$ 305,903,724.02	\$ 14,167,166.22	\$ 17,226,203.46

Gráfico 18. Ventana *Incentives*.

DSIRE Online Incentives Database

Download incentives... [Go to website...](#) Download incentives from the Database of State Incentives for Renewables and Efficiency (DSIRE) for the location in your weather file (U.S. locations only).

Investment Tax Credit (ITC)

		Reduces Depreciation Basis	
	Amount	Federal	State
Federal	\$ 0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	\$ 0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Maximum	
	Percentage	Federal	State
Federal	30 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Production Tax Credit (PTC)

	Amount	Term	Escalation
Federal	0 \$/kWh	10 years	2 %
State	0 \$/kWh	10 years	2 %

Investment Based Incentive (IBI)

		Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases	
	Amount	Federal	State	Federal	State
Federal	\$ 0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	\$ 0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	\$ 0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	\$ 0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Maximum			
	Percentage	Federal	State	Federal	State
Federal	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Capacity Based Incentive (CBI)

		Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases		
	Amount	Maximum	Federal	State	Federal	State
Federal	0 \$/W	\$ 1e+099	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0 \$/W	\$ 1e+099	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0 \$/W	\$ 1e+099	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0 \$/W	\$ 1e+099	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Production Based Incentive (PBI)

		Taxable Incentive			
	Amount	Term (years)	Escalation	Federal	State
Federal	0 \$/kWh	0 years	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
State	0 \$/kWh	0 years	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Utility	0 \$/kWh	0 years	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Other	0 \$/kWh	0 years	0 %	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Gráfico 19. Ventana *Depreciation*.

Depreciation

<p>Federal</p> <p><input type="radio"/> No Depreciation</p> <p><input checked="" type="radio"/> 5-yr MACRS</p> <p><input type="radio"/> Straight Line</p> <p><input type="radio"/> Custom</p> <div style="display: flex; align-items: center; margin-top: 5px;"> <input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="7"/> years <input type="button" value="Edit..."/> percentages </div>	<p>State</p> <p><input type="radio"/> No Depreciation</p> <p><input checked="" type="radio"/> 5-yr MACRS</p> <p><input type="radio"/> Straight Line</p> <p><input type="radio"/> Custom</p> <div style="display: flex; align-items: center; margin-top: 5px;"> <input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="7"/> years <input type="button" value="Edit..."/> percentages </div>
--	--

The depreciable basis is the sum of total installed cost from the System Costs page and total construction financing cost from the Financing page, less the sum of investment-based incentives (IBI) and 50% of any investment tax credits (ITC).

Determinación del factor de capacidad

El factor de capacidad depende de las condiciones de operación, el múltiplo solar y las horas de almacenamiento. Por ello, fijado el emplazamiento y las condiciones de operación, se procede a variar las horas de almacenamiento y el múltiplo solar para obtener el factor de capacidad buscado.

Gráfico 20. Evolución del LEC en función del MS y las horas de almacenamiento.

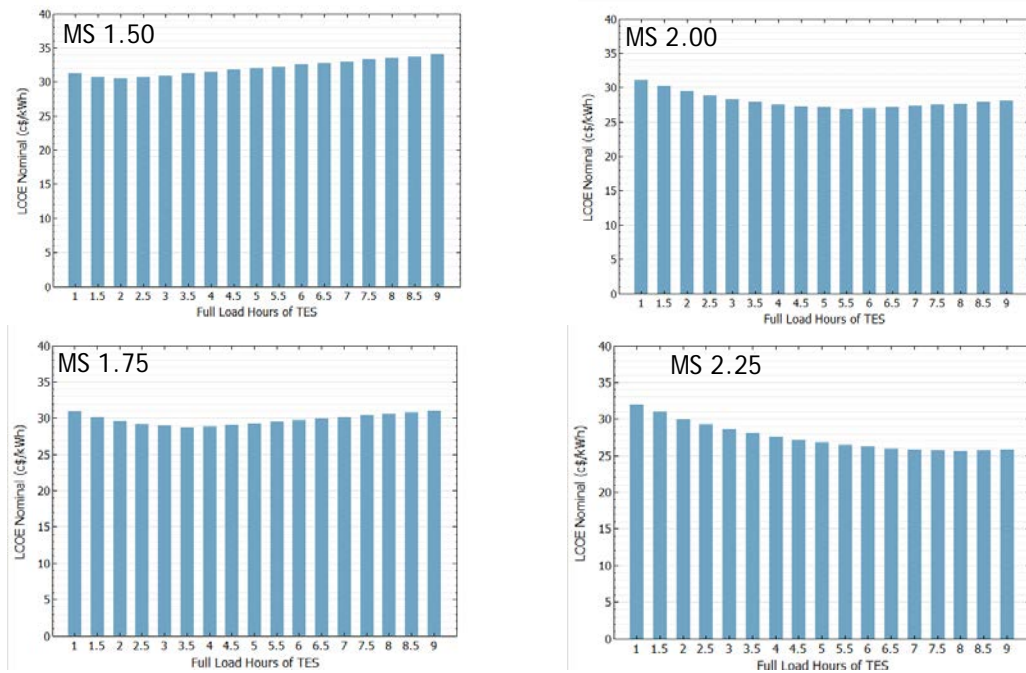
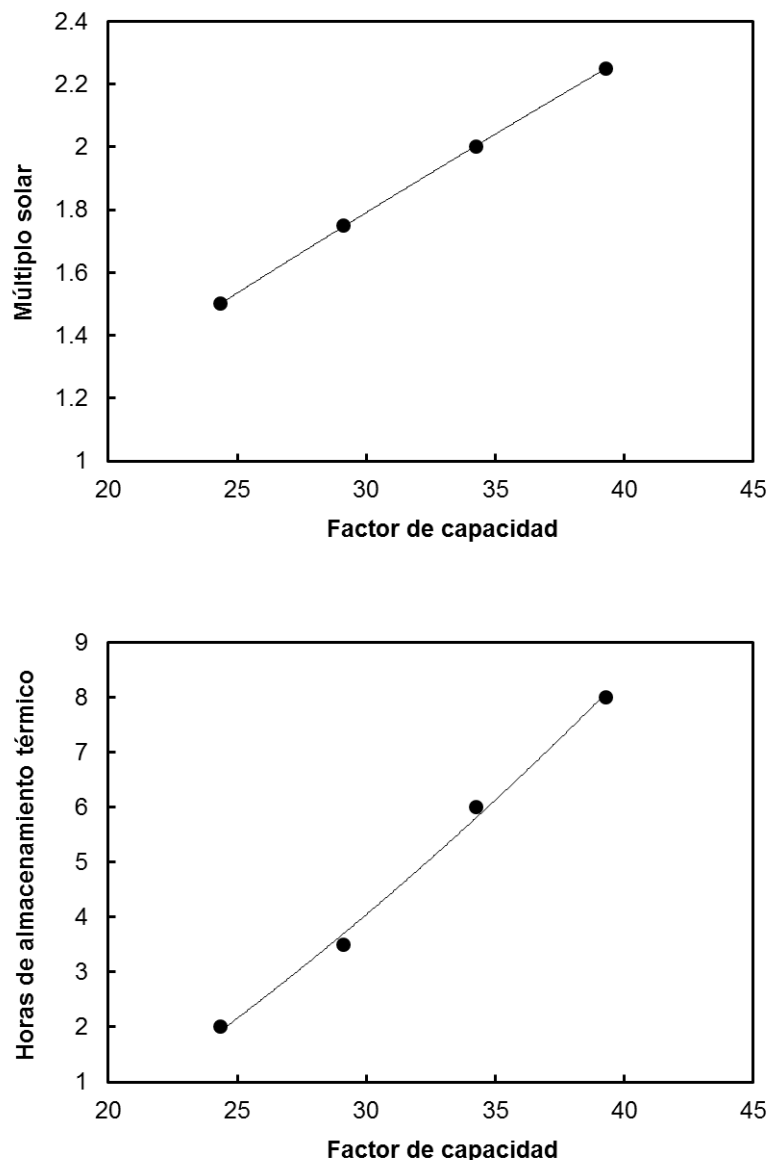


Gráfico 21. Evolución del MS y de las horas de almacenamiento en función del factor de capacidad.



El gráfico 20 muestra la evolución del LEC nominal para diferentes múltiplos solares. Para cada uno de ellos, se ha optimizado el campo solar y posteriormente se ha realizado un estudio paramétrico modificando el número de horas de almacenamiento. El mínimo coste (o LEC nominal) establece el número de horas de almacenamiento y el factor de capacidad óptimos. El gráfico 21 recoge la relación entre el MS y el FC y el número de horas de almacenamiento y el FC. Las curvas de ajuste permiten establecer la relación entre las variables. Para un FC = 34.2%, se requieren un MS de 2.0 y 6 horas de almacenamiento térmico.

Evaluación de la central

Los gráficos siguientes ilustran el funcionamiento de la central durante varios periodos del año (solsticio de verano, verano e invierno). La figura asociada al solsticio muestra el funcionamiento de la planta en óptimas condiciones de funcionamiento, el progresivo calentamiento del receptor al aumentar la contribución solar y el comienzo de la producción eléctrica tras alcanzar una potencia térmica umbral (que se establece en relación con la potencia de la turbina en punto de diseño). La energía térmica excedentaria es empleada en alimentar el almacenamiento térmico (a partir de las 9 h). Cuando el recurso solar no es suficiente (a partir de las 19 h), se extrae energía del almacenamiento para alimentar el bloque de potencia. El cálculo indica que el almacenamiento térmico se agota a medianoche.

La semana seleccionada de verano muestra un funcionamiento óptimo de la central. En cambio, en la semana de invierno, las condiciones meteorológicas adversas dificultan la operación. Existen días en los que la radiación solar no es suficiente para poder calentar el bloque de potencia.

Gráfico 22. Curva diaria de producción durante el solsticio de verano. (Verde) Radiación solar directa ($\text{kJ m}^{-2} \text{h}^{-1}$); (azul) Energía total incidente (MWh); (amarillo) Energía absorbida por el receptor (MWh); (marrón) Energía generada por la turbina (MWh); (rosa) Energía almacenada (MWh); y (gris) Energía térmica introducida en el bloque de potencia.

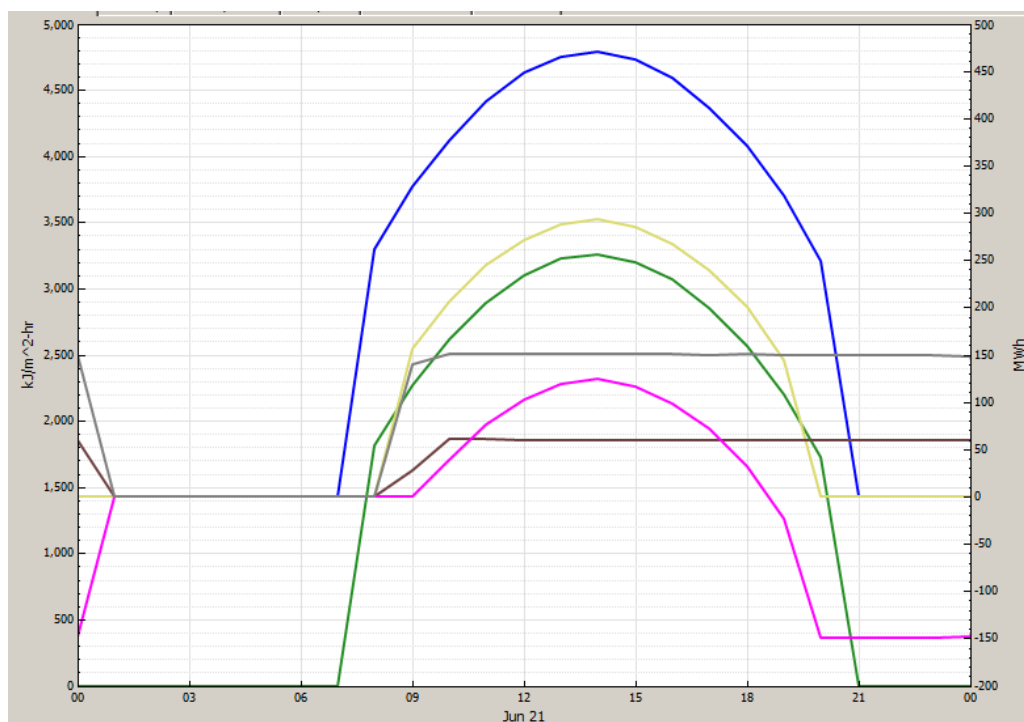


Gráfico 23. Evolución de la energía recogida por los diferentes subsistemas de la central solar termoelectrica durante una semana de junio (arriba) y diciembre (abajo). (verde) Radiación solar directa ($\text{kJ m}^{-2} \text{h}^{-1}$); (azul) Energía total incidente (MWh); (amarillo) Energía absorbida por el receptor (MWh); (marrón) Energía generada por la turbina (MWh); (rosa) Energía almacenada (MWh); y (gris) Energía térmica introducida en el bloque de potencia.

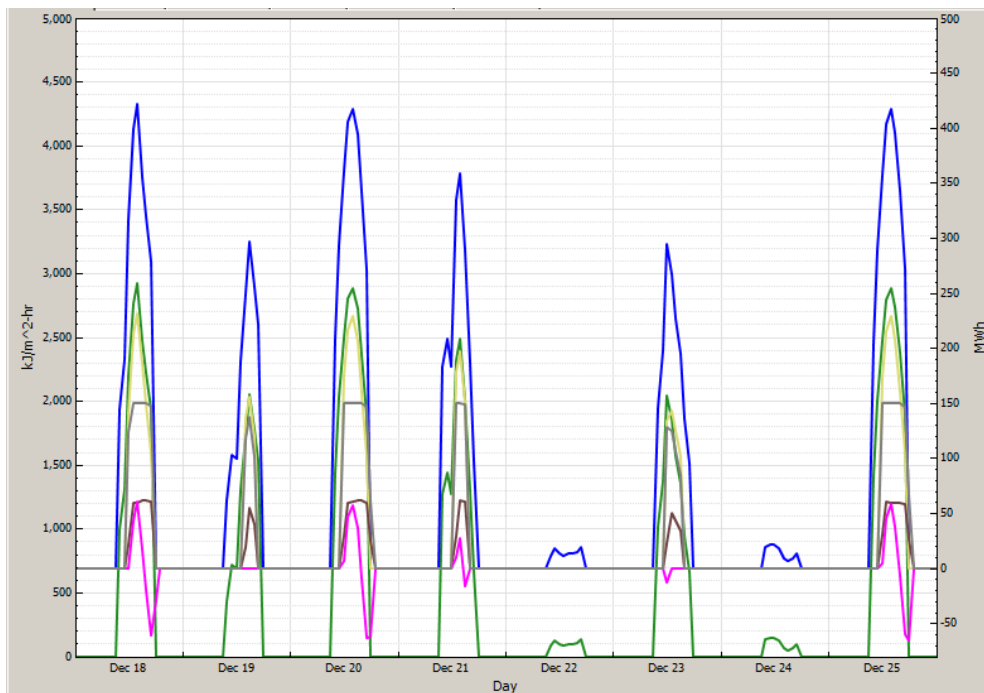
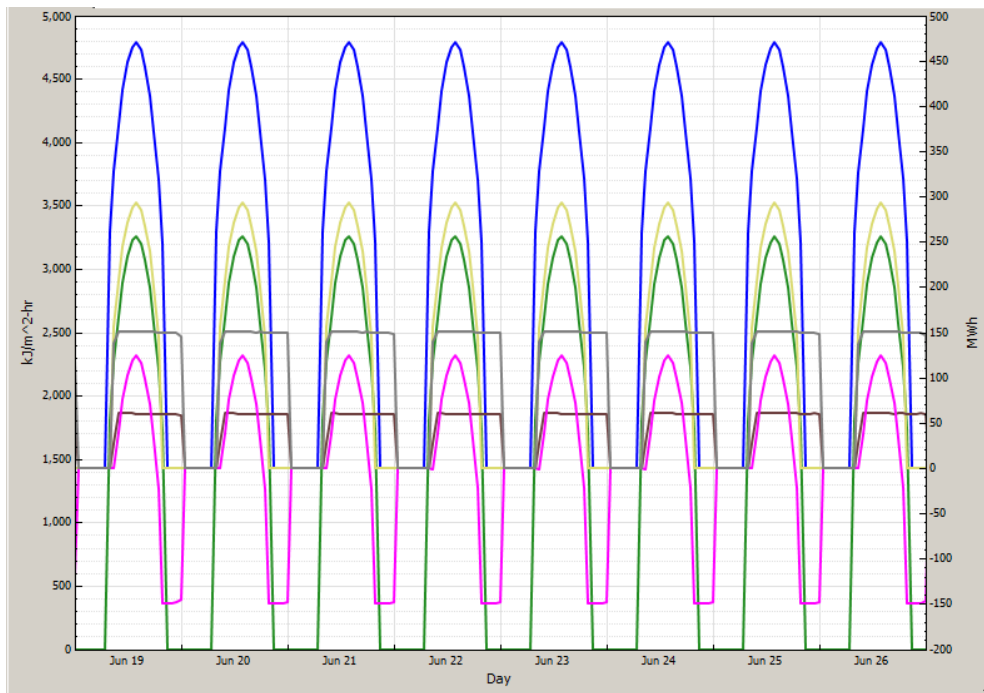


Gráfico 24. Energía térmica anual en cada uno de los subsistemas.

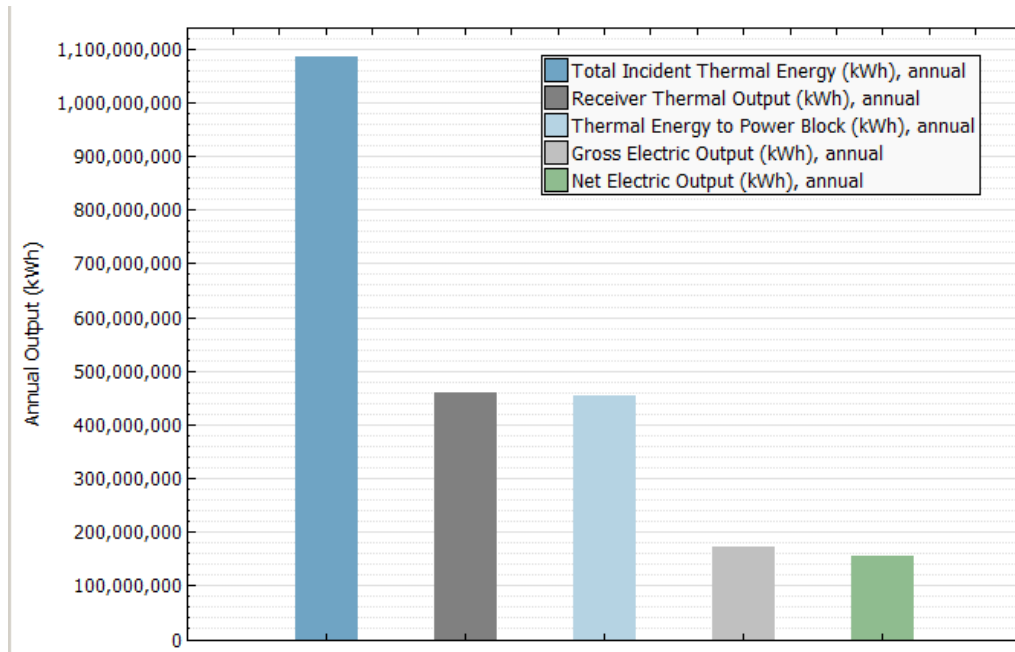
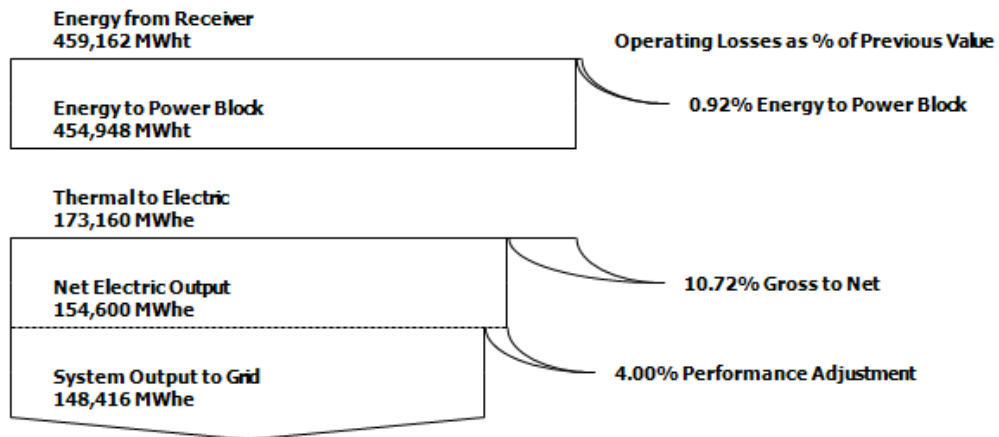


Gráfico 25. Árbol de pérdidas energéticas.

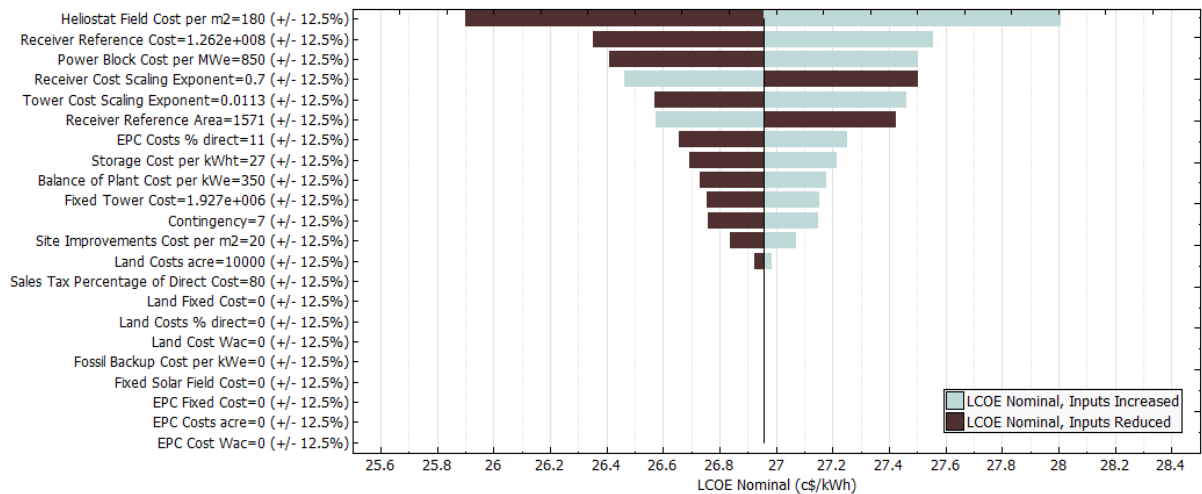


Los gráficos 24 y 25 muestran el aprovechamiento y pérdidas de energía al pasar de un subsistema a otro expresado en energía anual. La relación entre la energía de salida y entrada permite conocer el rendimiento anual de cada sistema. En el caso del bloque de potencia, esta es del 38%. El rendimiento anual de la central (energía eléctrica anual vertida a la red con respecto a la energía solar incidente en el campo) es del 14.23%.

Análisis de sensibilidad

El uso del estudio de sensibilidad permite estimar el impacto de los diferentes costes sobre el valor final del LEC. El gráfico 26 ilustra el impacto que una variación del 12.5% en cada una de las variables empleadas la definición de costes tiene sobre el precio final dela electricidad producida (a través del LEC). La figura ha sido obtenida con el MS y número de horas de almacenamianeto para el FC fijado en diseño (y obtenido en la sección anterior) y muestra de mayor a menor cada uno de las variables según su influencia en el coste. La variable con mayor peso es el coste de los helióstatos, seguido del receptor y el bloque de potencia. No es, por tanto, extraño que las actividades de I+D dirigidas a la reducción de costes se centren disminuir el coste de los dos primeros parámetros.

Gráfico 26. Página de presentación de un caso analizado en SAM.



REFERENCIAS

Becker M. and Klimas P (1993), "Second Generation Central Receiver Technologies: A status report", Verlag C.F. Müller Karlsruhe.

Grasse (1991); "PHOEBUS international 30 MWe solar tower plant", Solar Energy Materials, pp. 82-94.

Grasse, W., Hertlein, H.P. and Winter, C.J., (1991), En: "Solar power plants. Fundamentals. Technology. Systems. Economics". Ed. C.J. Winter, R.L. Sizmann and L.L. Vant-Hull.; Springer Verlag.

Haeger, M. (1994), "PHOEBUS technology program solar air receiver (TSA)", PSA Technical Report PSA-TR02/94, Julio 1994.

IDEA (2011), "Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020", Madrid.
http://ida.electura.es/publicacion/296/evaluaci%EF%BF%BDn_potencial_energ%EF%BF%BDa_solar_terminoel%EF%BF%BDctrica, último acceso el 24 de marzo de 2014.

Kiera, M. (1989), "Heliostat field: Computer codes, Requirements, Comparison of methods", En: Proceedings of the final GAST Presentation, Lahnstein, Germany, May 30-31, 1988, pp. 95-113, Ed. M. Becker and M. Böhmer, Springer-Verlag Pub. Co.

Kistler, B.L. (1987), "A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal Design for Solar Thermal Central Receiver Plants", Sandia National Laboratories Livermore, SAND86-8018.

Phoebus Consortium, (1990), "A 30 MWe Solar Tower Plant for Jordan, Phase 1B, Feasibility Study", Executive Summary, Vol.1 y 2,; Fichtner Development Engineering, Stuttgart, Marzo 1990.

SAM (2014), <https://sam.nrel.gov/> última visita en el 24 de marzo de 2014.

Stoddard, M.C. et al. (1987), "SOLERGY: A Code for Calculating Annual Energy Output from Solar Central Receiver Power Plants", Sandia National Laboratories Livermore, SAND86-8060.

Vittitoe, C.N. and Biggs, F., (1981), "A User's Guide to Helios: A Computer Code for Modeling the Optical Behavior of Reflecting Solar Concentrators", Sandia National Laboratories Albuquerque, SAND81-1562 and SAND81-1180.

Anexo I. Las herramientas de diseño “clásicas”

DELSOL3 es un código ágil que permite optimizar el campo de heliostatos de una forma rápida. Sin embargo el layout sigue una configuración predeterminada por lo que la distribución de heliostatos en el campo tiene una libertad restringida. Son ventajas adicionales de DELSOL3 el que permite optimizar las estrategias de apunte para controlar el flujo, conocer la distribución de flujo en el receptor, y que simula configuraciones de heliostatos más detalladas (incluyendo canteos y geometría de facetas).

ASPOC permite una mayor libertad a la hora de reducir el terreno y obligar a compactar el campo mediante la restricción del número de sectores a estudiar. Por el contrario obliga a realizar layouts finos del campo para conocer la ocupación real de la parcela, lo cual es más tedioso y artesanal. Además su simulación del heliostato es muy poco detallada.

SOLERGY es altamente recomendable para conocer el valor último de la producción anual, ya que tanto ASPOC como DELSOL utilizan años tipo muy reducidos con tan solo unos días al año y pocas horas al día. Con objeto de conocer mejor la producción anual de energía se usará SOLERGY, con un año tipo real.

De acuerdo con la metodología utilizada, los códigos DELSOL3 y SOLERGY son las herramientas clave durante la fase de optimización y diseño de la planta solar. El código ASPOC es usado en algunas fases como apoyo y confirmación en la generación del layout.

DELSOL

DELSOL es un código para optimización del diseño de campos solares y predicción de comportamiento que usa un método analítico de Hermite con expansión y convolución polinómica de los momentos para la predicción de las imágenes de los heliostatos. El comportamiento del campo es evaluado en base a zonas que se obtienen dividiendo el campo radial y acimutalmente o bien por heliostatos individuales. Se calculan los efectos en el tiempo de la insolación, factor coseno, sombras y bloqueos y las pérdidas de interceptación en el receptor. También se obtienen los efectos no dependientes del tiempo atribuibles a la atenuación atmosférica, reflectividad de los espejos, reflectividad del receptor, radiación y convección del receptor, y pérdidas en tuberías.

DELSOL se utiliza para estudios de sistemas. Ha sido usado para evaluar, a nivel conceptual, el LEC para una variedad de opciones técnicas y distintos rangos de tamaños, y también para analizar los

efectos de los distintos parámetros de diseño de los helióstatos sobre el coste y comportamiento del sistema. Se puede usar para analizar un gran variedad de sistemas incluyendo:

- Información básica que trate sobre el día y tipo de cálculo, emplazamiento, insolación, datos meteorológicos, forma del sol, atenuación y parámetros del punto de diseño.
- Información sobre el campo en configuración, contorno, densidad de la distribución de helióstatos, limitaciones de terreno, criterios sobre la inclinación, ubicación de los helióstatos a nivel individual, y rotación del campo.
- Información sobre dimensiones del helióstato, forma, facetas, reflectividad, errores en los ángulos del helióstato, normal a la superficie, y del vector reflejado, canteo, focal, y calidad de imagen.
- Información relativa al receptor como el tipo, tamaño, reflectividad, altura de la torre, sombra de la torre, estrategia de apunte, puntos de enfoque, número y ubicación de las cavidades, tamaño de apertura, y su forma y orientación.
- Información relativa al flujo para el momento de la evaluación, forma y ubicación de la superficie sobre la que se definen los puntos de flujo a estudiar, puntos de flujo, límites de flujo, y aperturas que pueden ver los puntos de flujo.
- Valores de referencia de la eficiencia para potencia, radiación y convección, pérdidas en tuberías frías y calientes, conversión térmica/eléctrica, operación fuera de las condiciones de diseño, cargas auxiliares, almacenamiento, y factor de disponibilidad de la planta.
- Entradas necesarias para la optimización sobre densidad de helióstatos, altura de la torre, anchura y altura del receptor y de su apertura, tamaños de apertura relativos entre sí, nivel de potencia, ubicación de la torre, limitaciones de terreno, múltiplo solar, salida, y almacenamiento.
- Datos de costes de helióstatos, terreno, cableado, torre, receptor, bombas, tuberías, almacenamiento, cambiadores de calor, unidad de potencia y costes fijos.
- Análisis económico relativo a contingencias, recambios, gastos indirectos, escalación, inflación, comienzo de la construcción, carga de interés fijo, tasa de descuento, impuestos de propiedad y seguros, impuestos por créditos a la inversión, impuestos por beneficios, intereses de préstamos financieros, depreciación, y cargas de operación y mantenimiento.

SOLERGY

SOLERGY es un código que estima la producción anual en plantas termosolares. SOLERGY es un modelo quasi-estacionario que utiliza unidades de tiempo constantes a definir por el usuario. SOLERGY modeliza plantas de producción de electricidad en las que el sistema captador y el de producción están conectados mediante un sistema de almacenamiento. Toda la energía captada por el sistema campo de helióstatos/receptor es enviada al sistema de almacenamiento. La energía requerida por la unidad de potencia es extraída del tanque de almacenamiento. Para otros modos de operación hay que introducir modificaciones en el código.

Factores como las pérdidas de energía y los retrasos en el arranque, los efectos de las condiciones ambientales y meteorológicas en la operación de la planta y en su eficiencia, efectos de la carga y descarga desde el almacenamiento, límites de potencia máximos y mínimos en los subsistemas, y los requisitos de consumos auxiliares, todos ellos son tenidos en cuenta en la determinación de la producción eléctrica anual. Los parámetros por defecto iniciales se pueden modificar fácilmente a través de las tarjetas de entrada en forma de listas de variables. Para el cálculo de la energía anual, SOLERGY usa un modelo de la primera ley de la termodinámica (conservación de la energía). La energía que incide sobre la superficie de los helióstatos es seguida a lo largo de la planta y va viéndose reducida por pérdidas según va recorriendo los distintos subsistemas. Los valores reales de temperaturas y flujos no se calculan en cada uno de los subsistemas.

La entrada de datos a SOLERGY se produce a través de listas de variables que incluyen descripciones sobre:

- Eficiencia del campo de colectores como una función de los ángulos de acimut y elevación obtenidos a partir de DELSOL.
- Parámetros del campo colector como tamaño del campo y reflectividad y los límites de operación (temperatura ambiente, velocidad del viento y ángulo de elevación del sol).
- Parámetros del receptor como los límites máximo y mínimo de operación, absorptividad, pérdidas térmicas (radiación, convección y conducción) frente a la velocidad del viento si se desea, y requisitos de arranque. Las pérdidas de los conductos y tuberías se estiman en función de la temperatura.
- Parámetros de turbina como características de arranque y eficiencia de conversión térmica a eléctrica (frente a temperatura ambiente de bulbo húmedo y potencia de entrada de la turbina).

- Subsistema de almacenamiento térmico (tanque(s), y cambiadores de calor para carga y descarga, parámetros tales como la capacidad máxima y mínima de tanque, velocidades de carga y extracción, factores de pérdidas, y requisitos de arranque.
- Ubicación de la planta, incluyendo latitud, y zona de horario internacional.

Además de las listas de variables de entrada, SOLERGY necesita un fichero con los datos meteorológicos, características de vientos, y temperatura y presión ambiente para el emplazamiento.

ASPOC

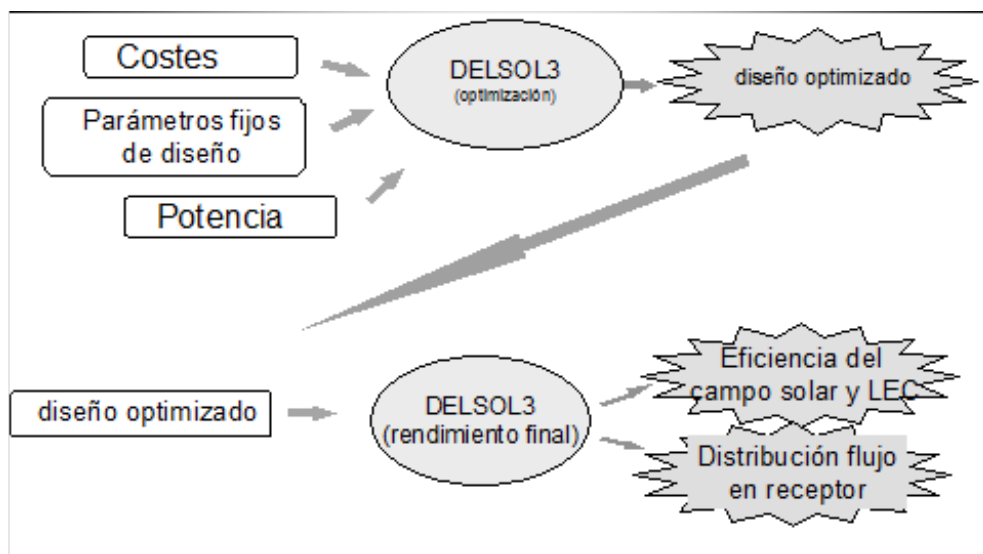
ASPOC (A Solar Plant Optimization Code) fue desarrollado dentro del marco de trabajo del proyecto hispano-alemán GAST. Su principal objetivo es realizar optimizaciones económicas rápidas para seleccionar todos los parámetros de una planta solar. Las aplicaciones típicas son análisis paramétricos de las características de los helióstatos, layout del campo, torre, receptores, ciclos termodinámicos, etc.. El procedimiento consiste en buscar la combinación de parámetros que maximiza la energía anual producida por unidad de superficie reflectante o minimizar el LEC para plantas solares con cavidad o receptores cilíndricos, y con almacenamiento térmico o apoyo fósil. El método se basa en iteraciones paso a paso que optimizan el valor de la función. Se usa una búsqueda selectiva en los alrededores de una red n-dimensional de puntos hasta encontrar la dirección en que existe un incremento a partir de un valor original. El procedimiento se repite tantos ciclos como sea necesario hasta que la mejora sea suficientemente pequeña. El código está estructurado en módulos para facilitar el mantenimiento del software y la actualización de los datos de costes y de las subrutinas de eficiencias.

En base a todos estos comentarios se emplea la metodología de trabajo recogida en las figuras III.1, 2 y 3. A partir de los parámetros fijos de diseño definidos conjuntamente por el diseñador y el promotor y las relaciones de costes de los subsistemas, se efectuará un primer diseño con DELSOL3. Este procedimiento será también el utilizado para el estudio de sensibilidad.

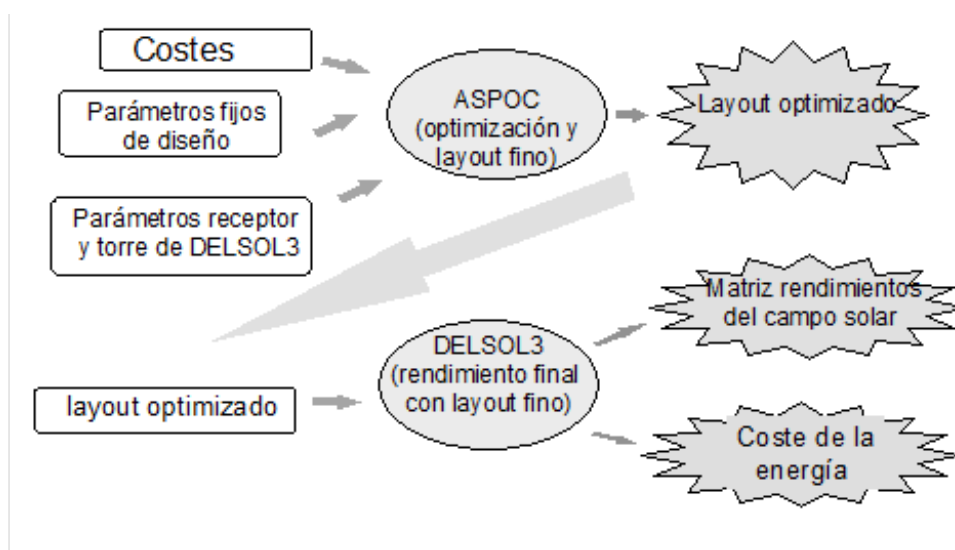
Una vez obtenida la planta óptima, se realizará una optimización detallada del campo de helióstatos para la altura de torre y geometría de receptor seleccionados. Posteriormente se proporcionará la matriz de eficiencia del campo de helióstatos frente a los ángulos de declinación y acimut del sol, así como información sobre las estrategias de apunte y la distribución de flujo en el receptor. Para ello se correrá DELSOL3 en todos los casos en opción "performance". Estos ficheros serán usados como entrada a SOLERGY.

SOLERGY dispondrá de un año tipo de mayor fiabilidad (DELSOL3 utiliza un año teórico), lo que permitirá conocer con más exactitud la energía anual producida. Este dato será utilizado para seleccionar la planta más rentable por retornar más Euros/año al incorporar los criterios de precio premiado y subvención de la inversión a la energía total producida.

Gráfica I.1. Optimización preliminar del campo mediante el uso de sectores, con DELSOL3.



Gráfica I.2. Optimización detallada (helióstato a helióstato), mediante el uso combinado de ASPOC y DELSOL3.



Gráfica I.3. Análisis de la producción eléctrica anual en un año tipo con SOLERGY.

