

UNIVERSIDAD DE ALMERIA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

**Adaptación del código DELSOL a sistemas
de 64 bits. Diseño y simulación de una
planta de torre central**



Curso 2017/2018

Alumno/a:

Héctor Bernardo Herrada Fernández

Director/es:

Jesús Fernández Reche



TRABAJO FIN DE MÁSTER DEL MÁSTER EN ENERGÍA SOLAR

Adaptación del código DELSOL a sistemas de 64bits.

Diseño y simulación de una planta de torre central

Héctor Bernardo Herrada Fernández



Tutor: Jesús Fernández Reche

Resumen

Diseñar y simular una planta de torre central es una tarea compleja que requiere el uso de softwares de simulación. DELSOL es un código capaz de realizar esta tarea, cuya utilidad ha sido probada durante muchos años tanto en plantas experimentales como comerciales. Su última versión DELSOL3, está programada en FORTRAN77, y tiene el inconveniente de que no dispone de interfaces gráficas para sistemas operativos de 64 bits. El presente trabajo trata de resolver este problema, mediante la programación de una interfaz gráfica que permita usar algunas de las funciones de DELSOL3 de forma sencilla. Por último se utilizará el software generado para diseñar y simular un sistema de receptor central en diferentes emplazamientos, y comparar los resultados utilizando las herramientas de la propia interfaz.

Índice

1. Objetivos del trabajo, fases de realización y cronograma	5
2. Introducción	7
2.1. Situación de la energía termosolar de concentración	7
2.2. ¿Por qué concentrar la radiación solar?	9
2.3. Tecnologías termosolares de concentración	10
2.3.1. Captadores cilindroparabólicos (CCPs).	12
2.3.2. Concentradores lineales fresnel (CLF).	12
2.3.3. Discos parabólicos (DPs).	13
2.3.4. Sistemas de receptor central (SRC)	13
2.4. Descripción general de los SRC	14
2.4.1. Campo de heliostatos	15
2.4.2. Receptor	20
3. DELSOL3: un código para el diseño y la simulación de SRC	25
3.1. ¿Qué se puede hacer con DELSOL3?	26
3.1.1. Cálculo detallado del rendimiento (CDR)	26
3.1.2. Optimización	27
3.2. ¿Cómo caracteriza DELSOL3 los principales elementos de un SRC?	28
3.3. Entradas y salidas	30
4. Adaptación del código DELSOL3 a un sistema operativo Windows de 64 bits. Descripción de la interfaz gráfica programada	35
4.1. Descripción general de la interfaz gráfica	35
4.2. Iniciando el programa. Variables de entrada	36
4.3. Optimización y simulación	39
4.4. Visualización de los resultados de la simulación	40
5. Diseño y Simulación de un SRC en diferentes localizaciones con la interfaz gráfica programada	43
5.1. Emplazamientos y datos de radiación	43
5.2. Parámetros de diseño	44
5.3. Análisis de los resultados	46
6. Conclusiones	51
A. Diagrama de flujo del programa elaborado	53

1. Objetivos del trabajo, fases de realización y cronograma

El objetivo principal del trabajo, es la programación de una interfaz gráfica que permita interactuar de manera sencilla con el código DELSOL3, para a continuación aplicarlo a un caso práctico de diseño y simulación de un sistema de receptor central en diferentes localizaciones, con la intención de usar las herramientas de la interfaz para comparar los diferentes parámetros de las plantas diseñadas al variar el emplazamiento.

El interés del trabajo está en que no existen interfaces disponibles para usar DELSOL3 en sistemas operativos de 64 bits. Este código, aunque antiguo (su tercera y última versión fue programada en los años 80), ha sido utilizado en el diseño de algunas de las actuales plantas comerciales de receptor central, por ejemplo *PS10* (España), y permite realizar diferentes cálculos para simular y comparar sistemas de torre central de manera rápida y eficiente.

El proceso de elaboración del trabajo se puede separar en 5 fases, que enumeramos a continuación indicando al final las fechas de realización de cada una.

1. Lectura detallada del manual de plantas de receptor central y del manual de uso de DELSOL3 especificados en las referencias [7] y [9]. Esto se ha hecho para profundizar en el conocimiento de la tecnología de receptor central, y entender como funciona DELSOL3 y aprender a usarlo. **(Del 23 de abril al 1 de mayo)**
2. Hacer pruebas directamente con DELSOL3. Para ello se ha utilizado un compilador de FORTRAN77 para Windows. De esta manera, y con el apoyo del manual, hemos aprendido a usar el programa, y a conocer las entradas y salidas del mismo. **(Del 1 al 3 de mayo)**
3. Aprender a usar GUIDE, el generador de interfaces de MatLab, y empezar con la programación de la interfaz y otros programas auxiliares. Para ello, también se ha hecho uso del lenguaje de programación C++ para elaborar diferentes programas que median entre la interfaz y DELSOL3; y de la terminal de Windows. **(del 4 de mayo al 19 de Junio, esta ha sido la parte que más tiempo ha requerido)**
4. Una vez elaborada la interfaz, y comprobado que funciona correctamente, se ha utilizado para diseñar y simular una planta de receptor central en diferentes localizaciones. A continuación, se hizo el análisis de los resultados de las simulaciones. **(Del 23 al 25 de Junio)**
5. Búsqueda y lectura de más bibliografía y redacción del trabajo, que comenzó antes de que terminará la fase de programación de la interfaz, y se fue realizando al mismo tiempo que esta. **(Del 5 de Junio al 27 de Junio)**

2. Introducción

2.1. Situación de la energía termosolar de concentración

Vivimos en un mundo con una creciente demanda energética y que comienza a sentir las consecuencias del cambio climático. En particular, la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) estima que en el año 2040, las necesidades energéticas mundiales aumenten en torno a un 30 %, y las emisiones de CO₂ sean también mayores [1]. Este panorama, muestra la necesidad imperante de continuar desarrollando energías alternativas, más limpias que aquellas basadas en la quema de combustibles fósiles, y que sean capaces de satisfacer la creciente demanda energética. Las energías renovables, son unas de las mejores candidatas para cumplir estos objetivos.

En lo que respecta al actual desarrollo de las renovables, estas han presentado un fuerte crecimiento en los últimos años. Según datos de la IEA, en 2016 casi dos tercios de la nueva capacidad eléctrica instalada provino de fuentes renovables. De entre todas ellas, la energía solar fotovoltaica fue la que más creció, con 74GW nuevos instalados, frente a los casi 165GW del total renovable instalado en dicho año. Por otro lado, el conjunto de la energía termosolar de concentración (ETSC), la biomasa y la energía geotérmica supuso un 4 % de esos 165GW [2].

De entre todas las renovables, la ETSC es una fuente de energía con un gran potencial de desarrollo, y que ha tenido un fuerte crecimiento desde el año 2009, cómo puede observarse en la figura 1. Comenzó a implantarse comercialmente en los años 80 con una serie de plantas construidas en California (EEUU), y que llegaron a sumar una potencia 354MW. Sin embargo, después de la inauguración de la última de estas plantas en 1990, hubo que esperar hasta 2007 para ver la construcción de la siguiente instalación, esta vez en Sevilla (España). En el año 2014, la potencia de ETSC instalada en el mundo llegó a casi 4GW, repartidos fundamentalmente entre España y Estados Unidos. Actualmente, esta tecnología proporciona un aporte poco apreciable en los mix energéticos de la mayoría de los países, únicamente es sensible en España, donde según «Red Eléctrica de España», en 2017, generó un 2 % de la energía eléctrica del país. Por otro lado, países como Sudáfrica, India o Marruecos también están apostando por esta tecnología [3, 4, 5].

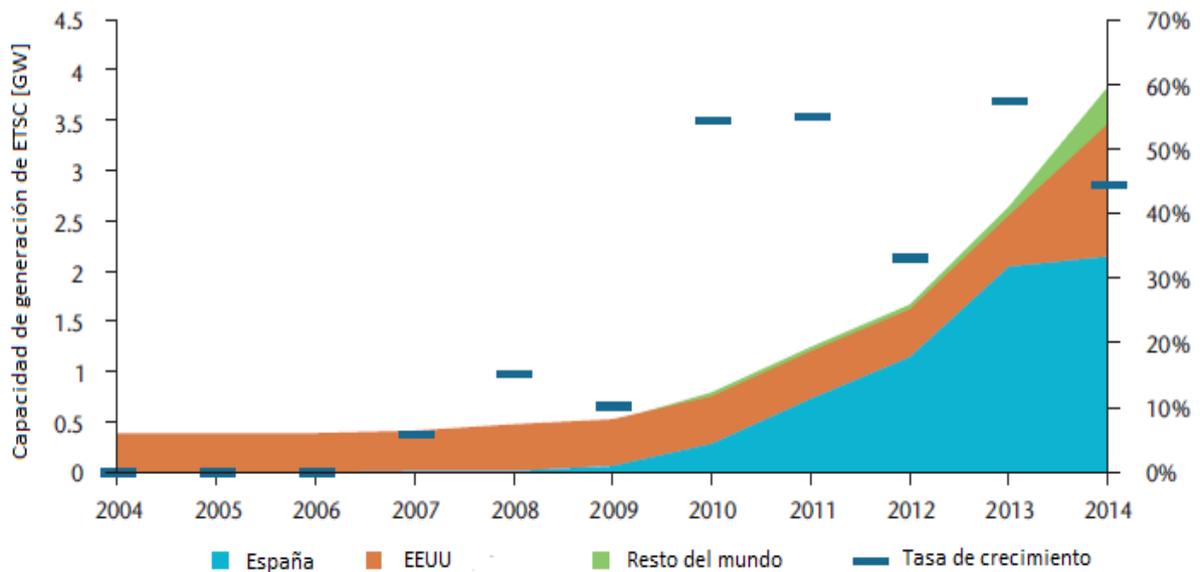


Figura 1: Potencia instalada y crecimiento anual de la energía solar de concentración en el mundo [3].

Se espera que en los próximos años se reduzcan significativamente los costes de las energías termosolares de concentración, hecho que unido a la experiencia acumulada de varias décadas, junto con el bajo número de emisiones de gases de efecto invernadero de las mismas y las mejoras tecnológicas que se están consiguiendo, hará que en el futuro las ETSC jueguen un papel importante en el mix energético mundial y en la lucha contra el cambio climático.



Figura 2: A la izquierda: una de las nueve plantas SEGS, instaladas en California (EEUU) entre los años 1985 y 1990, y que fueron las primeras plantas comerciales del mundo en esta tecnología. A la derecha: PS10 localizada en Sevilla (España), que fue la primera planta termosolar comercial de España, y el primer sistema de receptor central comercial del mundo.

2.2. ¿Por qué concentrar la radiación solar?

Uno de los aspectos característicos de la ETSC respecto a las aplicaciones solares más conocidas, como las placas fotovoltaicas o los paneles solares para calentar agua, es el hecho de que se concentre la radiación solar. Todos hemos experimentado alguna vez lo que se puede conseguir concentrando la luz del sol con una lupa, pero ¿Por qué las plantas termosolares de concentración (PTSC) necesitan concentrar la radiación para generar energía eléctrica? ¿Qué ventajas se obtienen con ello? En esta sección vamos a tratar de esclarecer estas dudas, explicando los fundamentos de la concentración solar desde un punto de vista físico.

Comenzaremos explicando el funcionamiento básico de una PTSC. Estas aprovechan la radiación solar directa, que colectan, concentran y mandan a un receptor donde se calienta un fluido. Posteriormente, se transforma parte de la energía contenida en el mismo en energía útil o trabajo, por ejemplo energía eléctrica, a través de un ciclo termodinámico. Ahora bien, la eficiencia máxima de este tipo de procesos depende de la temperatura máxima que alcance el fluido en el ciclo¹, a mayor temperatura más energía útil podremos extraer. Además hay otro aspecto a tener en cuenta, dado que los receptores solares están expuestos al ambiente, estos ceden parte de su energía a este último que está más frío, lo que supone pérdida de energía que no podrá ser transferida al fluido. Estas pérdidas son tanto más grandes cuanto mayor es la temperatura y el área del receptor.

La necesidad de concentrar la radiación solar surge de todo lo expuesto anteriormente. La irradiancia solar que llega a la superficie de la Tierra es del orden de 1 kW/m^2 . Sin concentrar, esta permite alcanzar temperaturas máximas de alrededor de 125°C , que es demasiado baja para que el calor transmitido por la radiación pueda ser transformado eficientemente. En las plantas termosolares comerciales que más concentración consiguen, se puede trabajar con flujos medios en el receptor de alrededor de 500 kW/m^2 , que permiten que el fluido de trabajo alcance temperaturas típicas de alrededor de 565°C , con el consecuente incremento en la eficiencia del ciclo. Por otro lado, para un determinado receptor y caudal de fluido, no conviene tampoco conseguir temperaturas demasiado altas, ya que el fluido no podrá absorber toda la energía que llega al receptor y la sobrante será desperdiciada y liberada al ambiente. Existe una temperatura óptima a la cual la eficiencia del proceso de conversión de energía es máxima, y esta es tanto mayor cuanto más concentrada esté la radiación solar, pues se requiere menos superficie absorbente para captar la misma cantidad de energía, reduciendo así las pérdidas [5].

En resumen, al concentrar la radiación solar se puede conseguir calentar los fluidos de trabajo a temperaturas más altas, consiguiendo mayores eficiencias en los procesos de conversión energética; y se requieren receptores de menor superficie de los que serían necesarios a una menor concentración para captar la misma potencia. En la figura 3, se

¹Estrictamente hablando depende de la relación entre la temperatura del foco caliente y del foco frío del ciclo termodinámico, según establece el teorema de Carnot.

puede apreciar como una mayor concentración da lugar a eficiencias máximas mayores, que se alcanzan a temperaturas más altas.

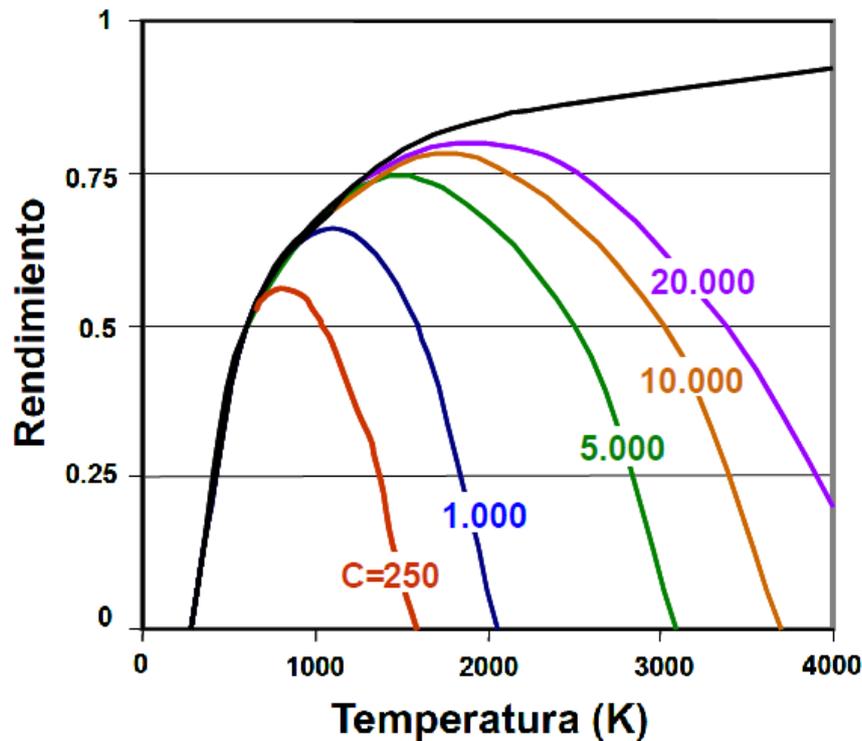


Figura 3: Rendimiento máximo teórico alcanzable en una planta termosolar para diferentes concentraciones, C , y temperaturas en el receptor.

2.3. Tecnologías termosolares de concentración

Existen principalmente cuatro tipos de sistemas termosolares de concentración (STSC): captadores cilindroparábolicos (CCPs), concentradores lineales fresnel (CLF), sistemas de receptor central (SRC) y discos parabólicos (DPs). En la figura 4 se pueden ver imágenes de estas cuatro tecnologías. Dichos sistemas se diferencian entre sí por el tipo de foco en el que se concentra la radiación: lineal o puntual, y por el tipo de receptor: móvil o fijo. Estas diferentes configuraciones dan lugar a diversas temperaturas de trabajo y factores de concentración, típicamente entre 150°C y 400°C para los CCPs y los CLFs, que se clasifican dentro de la energía termosolar de media temperatura; y de más de 500°C para los SRC y los DPs, que están dentro de la energía termosolar de alta temperatura.

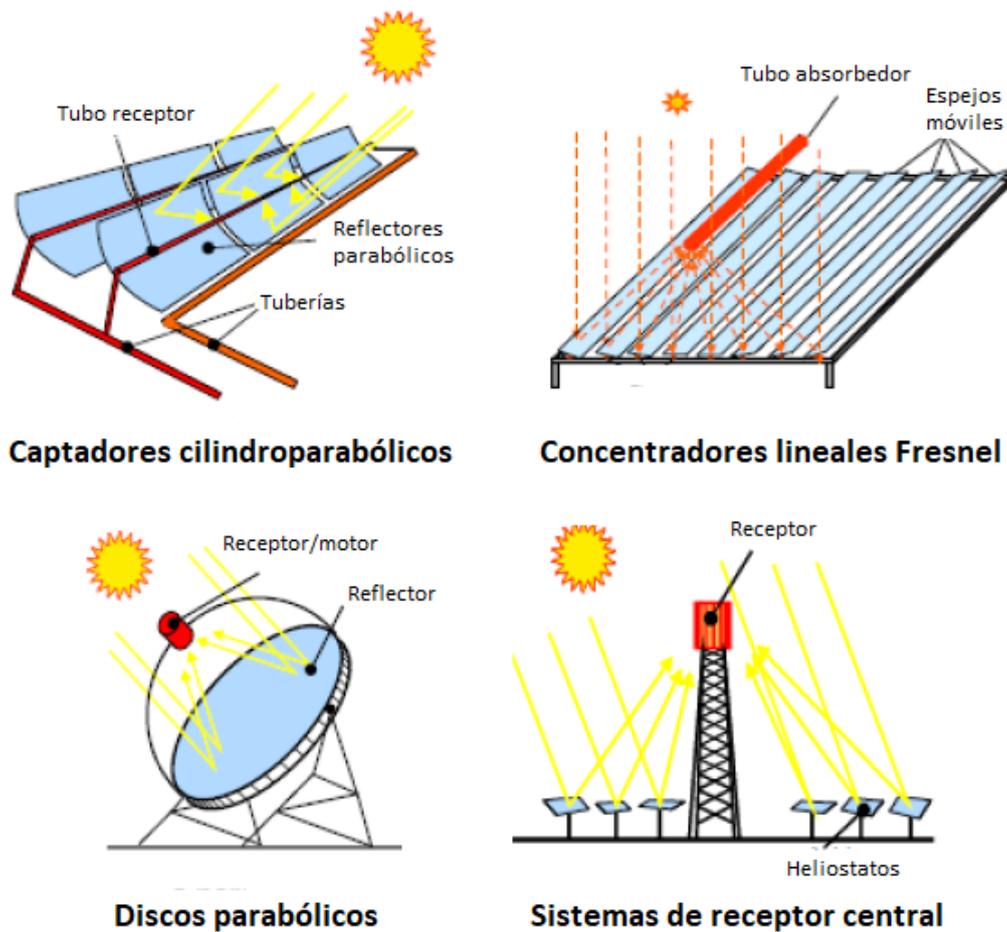


Figura 4: Principales sistemas termosolares de concentración.

	Foco lineal (seguimiento solar más sencillo)	Foco puntual (mayores temperaturas)
Receptor fijo (transporte del calor más simple)	Concentradores lineales fresnel	Sistemas de receptor central
Receptor móvil (colecta más energía)	Captadores cilindroparabólicos	Discos parabólicos

Cuadro 1: Clasificación de los sistemas termosolares de concentración según el tipo foco y de receptor.

La mayoría de los STSC, son aptos tanto para aportar calor a algún proceso industrial como para producir electricidad. Esta última es la aplicación en la que nos centraremos en este trabajo. En el caso de la generación eléctrica, usualmente se hace utilizando la energía térmica para calentar vapor y mover una turbina, de la misma manera que las plantas térmicas convencionales, completando un ciclo Rankine². A continuación, describimos someramente los diferentes STSC.

²Como se verá más adelante, no todos los sistemas generan electricidad mediante ciclos Rankine con turbinas de vapor. Los DPs usan ciclos Stirling y se ha experimentado con SRC que emplean ciclos Brayton con turbinas de gas.

2.3.1. Captadores cilindroparabólicos (CCPs).

Los CCPs hacen uso de espejos con forma cilindroparabólica para concentrar la radiación solar directa en su línea focal, en la que se sitúa el tubo receptor y por el cual circula el fluido caloportador. Estos sistemas disponen de un mecanismo de seguimiento en un eje que permite rotar el captador, junto con el tubo receptor, para que los rayos solares incidan contenidos en un plano perpendicular al plano de apertura de la parábola. Consiguen concentrar la radiación directa entre 30 y 80 veces, y son adecuados para un rango de temperaturas de operación de 150-400^oC. En las plantas eléctricas, se suele calentar un aceite térmico para posteriormente producir vapor sobrecalentado en un intercambiador de calor y transformarlo en energía eléctrica mediante un ciclo Rankine, aunque también se están desarrollando sistemas que producen vapor directamente en los receptores. En cuanto a su rendimiento, consiguen alcanzar eficiencias netas anuales de conversión radiación-electricidad de hasta un 16 %. Además, pueden disponer de sistemas de almacenamiento térmico, típicamente en calor sensible mediante sales fundidas, y con una capacidad típica, a nivel comercial, de entre 7 y 8 horas de operación. Por otro lado, esta es la tecnología más extendida comercialmente. [5, 6]

2.3.2. Concentradores lineales fresnel (CLF).

Estos sistemas están compuestos por una serie de espejos con una ligera curvatura, dispuestos en filas que se mueven independientemente unas de otras, y siguen al sol en un eje para redirigir y concentrar sus rayos en un tubo absorbedor fijo que se sitúa sobre ellas. El principio de funcionamiento es el mismo que el de los CCPs, pero operan de manera más simple, dado que el receptor permanece inmóvil, y a la hora de hacer el seguimiento únicamente es necesario rotar los espejos y no todo el sistema. Además, aprovechan mejor el terreno, ocupando un 60 %-70 % de la superficie frente a un 33 % requerido por los CCPs, dado que los espejos se colocan a menor altura sobre el terreno, lo que reduce la separación entre captadores necesaria para que los colectores no se sombreen demasiado entre sí. Por otro lado, tienen el inconveniente de que presentan una menor eficiencia óptica en las horas extremas del día, debido al mayor ángulo de incidencia de los rayos solares sobre los espejos, en comparación con los CCPs, asociado al hecho de que el receptor está fijo, reduciendo el número de horas de operación de la planta y la eficiencia global. En cuanto a su estado de desarrollo, es una tecnología más reciente que los CCPs, cuya primera planta comercial se instaló en 2008³, y que típicamente trabajan a temperaturas de entre 150^oC y 350^oC calentando agua para generar vapor directamente en el receptor⁴, con eficiencias netas anuales de 8-9 %.[5]

³*Kimberlina Solar Thermal Power Plant* (EEUU) de 5 MWe.

⁴En el año 2016 se iniciaron dos nuevos proyectos en China, que hacen uso un tipo de aceite térmico y de sal fundida respectivamente, y que llegarían a trabajar a mayores temperaturas que las especificadas anteriormente.

2.3.3. Discos parabólicos (DPs).

Los DPs disponen de una superficie de captación con forma de paraboloides de revolución con un receptor puntual situado en su foco, donde también se encuentra el sistema de generación eléctrica, todo ello enganchado a la misma estructura. El sistema al completo se mueve para seguir la trayectoria solar a lo largo del día consiguiendo factores de concentración de hasta 3000 veces, y temperaturas de operación de más de 750°C. A diferencia del resto de tecnologías en las que el bloque de conversión eléctrica está separado del sistema de captación solar, los DPs constituyen una unidad completa de conversión de la radiación directa en energía eléctrica, constituyendo sistemas modulares de entre 10kWe y 100kWe. Además, suelen transformar la energía térmica mediante un ciclo Stirling, uno de los ciclos termodinámicos más eficientes, en lugar de uno Rankine, posibilitando eficiencias netas anuales de hasta un 25%. A pesar de todo esto, es la única de las ETSC que no ha llegado a implantarse comercialmente, debido a su elevado coste.

2.3.4. Sistemas de receptor central (SRC)

Estos sistemas están compuestos por un campo de espejos con movimiento en dos ejes, conocidos como heliostatos, que captan, concentran y redirigen la radiación solar directa a un receptor fijo localizado en lo alto de una torre, en el cual se calienta un fluido que transporta el calor a la base de la torre. Los fluidos caloportadores más utilizados en este tipo de plantas son agua y sales fundidas, aunque también se han ensayado receptores de aire y de sodio líquido. La gran superficie de captación y el seguimiento solar en dos ejes posibilita unos factores de concentración muy altos: típicamente de entre 100 y 500 a nivel comercial, posibilitando conseguir temperaturas de operación de entre 250°C y 565°C⁵. Por otro lado, la posibilidad de usar sales fundidas como fluido caloportador permite su utilización directa como almacenamiento, resultando en menos pérdidas energéticas asociadas a los intercambios de calor que tienen que tener lugar cuando el medio de almacenamiento y de transporte son diferentes. Además es la tecnología con mayor capacidad de almacenamiento disponible: la planta Gemasolar (Sevilla) dispone de 15h. Por otro lado, al operar a altas temperaturas y con mayores factores de concentración, se consiguen mejores rendimientos, permitiendo una eficiencia anual de la planta de hasta un 20%. Por contra son los STSC que peor aprovechan el terreno, con factores de ocupación de 20%-25%, y cuyas plantas comerciales requieren una mayor inversión inicial. [5]

⁵En plantas experimentales se han ensayado receptores de aire que alcanzan flujos de hasta 1000 kW/m² y temperaturas de operación de más de 800°C. Los receptores de sodio permiten concentraciones aún mayores pero por motivos de seguridad se han dejado de usar.

2.4. Descripción general de los SRC

En este apartado nos centraremos en describir con más profundidad la tecnología de receptor central, en la cual se centra el presente trabajo. En la imagen 5 se puede ver un esquema típico de una planta de receptor central con sus principales componentes, los cuales describimos brevemente a continuación.

- **Campo de heliostatos.** Es el sistema encargado de coleccionar la radiación solar directa, redirigirla y concentrarla en el receptor.
- **Receptor.** Situado en lo alto de la torre, en él se absorbe la radiación solar concentrada y se transmite al fluido caloportador elevando su temperatura.
- **Sistema de transferencia de calor.** Está formado tanto por el fluido caloportador, como por el sistema de tuberías, bombas y válvulas necesarias para su transporte; así como de los intercambiadores de calor, necesarios cuando el fluido calentado en el receptor es diferente del que se usa en el bloque de potencia (sistema de conversión eléctrica) o en el sistema de almacenamiento.
- **Sistema de almacenamiento.** Se encarga de guardar la energía térmica adquirida en el receptor para su uso posterior en el bloque de potencia, de manera que permite el funcionamiento de la planta cuando no hay radiación solar suficiente.
- **Bloque de potencia.** En él se transforma la energía térmica transmitida por el fluido de trabajo, que puede ser diferente del calentado en el receptor (generalmente vapor de agua), en energía eléctrica. En la mayoría de los casos, incluyen un generador de vapor, una turbina y un sistema de refrigeración.
- **Sistema de control.** Este último se encarga de que el resto de los sistemas funcionen correctamente, colocando a los heliostatos en las posiciones adecuadas, accionando las válvulas y las bombas para conseguir los caudales de fluido necesarios para refrigerar el receptor o alimentar la turbina, entre otras funciones.

En las siguientes secciones tratamos con más detalle los subsistemas más característicos de una planta de receptor central: el campo de heliostatos y el receptor.

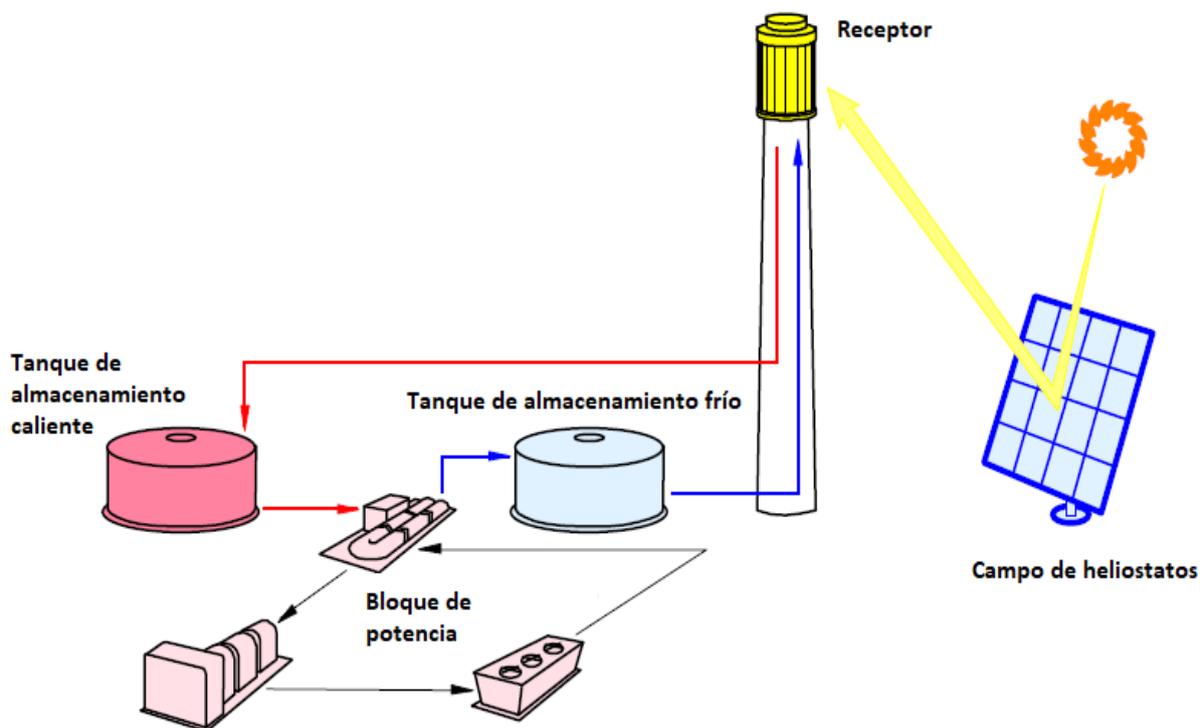


Figura 5: Esquema típico de una planta de receptor central.

2.4.1. Campo de heliostatos

El campo de heliostatos tiene como función la de interceptar, concentrar y redirigir la radiación directa proveniente del sol hacia el receptor. Los heliostatos son capaces de rotar en dos ejes, y disponen de un sistema de control que se encarga de mantener continuamente la radiación reflejada enfocada en el receptor, o de desenfocar los espejos cuando sea necesario. Por otro lado, el campo de heliostatos supone el subsistema de mayor coste de inversión de la planta: alrededor de un 40 %. [5]

Existen principalmente dos configuraciones del campo: norte⁶ y circular. En un campo circular, los heliostatos se colocan alrededor de la torre, que se sitúa en el centro. A pesar de llamarse circular, en zonas alejadas del ecuador, este tipo de campos cuentan con más heliostatos en la zona norte que en la sur (al contrario si nos situamos en el hemisferio sur), dado que los espejos colocados en la zona norte captan más radiación a lo largo del día. Por otro lado, en un campo norte, los heliostatos se colocan en el lado norte de la torre. La elección entre un tipo de campo u otro depende fundamentalmente del tipo de receptor (sección 2.4.2) .[7]

⁶Sur en el caso de encontrarnos en el hemisferio sur.

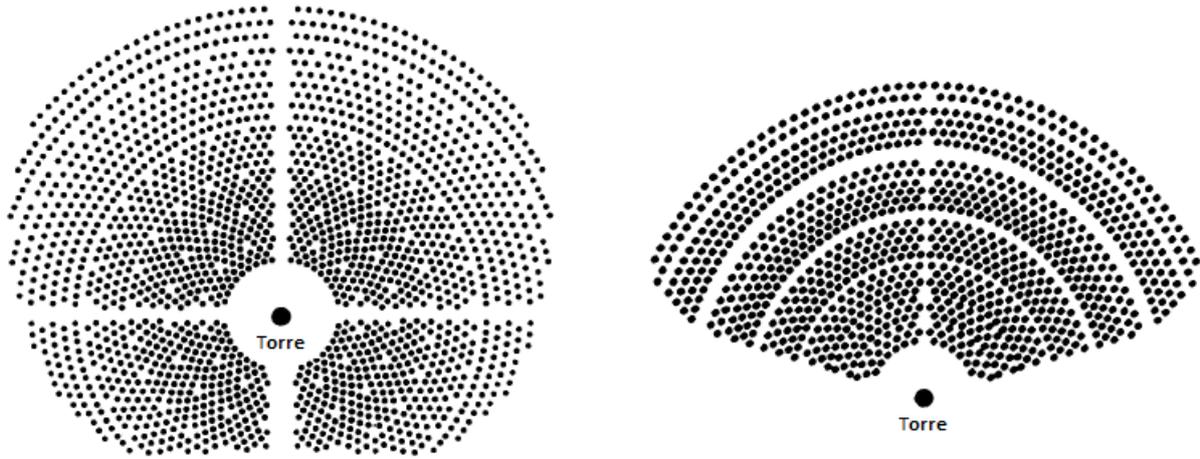


Figura 6: Representaciones de un campo circular, izquierda, y norte, derecha.

El campo de heliostatos es un elemento importante a la hora de evaluar la eficiencia global de la planta, ya que la colección, redirección y concentración de la radiación no son perfectas perdiéndose parte de la energía incidente antes de llegar al receptor. La eficiencia global del campo, η_{campo} , es debida a la contribución de varios factores y se expresa como:

$$\eta_{campo} = \eta_{cos} \cdot \eta_{ref} \cdot \eta_{at} \cdot \eta_{int} \cdot \eta_{s\&b} \quad (1)$$

donde cada uno de los términos que aparecen son factores asociados a diferentes tipos de pérdidas:

- η_{cos} es el factor coseno. Está relacionado con el hecho de que el área efectiva de captación es proporcional al coseno del ángulo que forman la normal de la superficie del espejo y los rayos solares. Por tanto, este depende de la posición del sol y de los heliostatos, que varían tanto a lo largo del día como del año. Es el mecanismo de pérdidas más significativo.
- η_{ref} representa la reflectividad de los heliostatos. Está asociado al hecho de que los materiales del espejo no tienen una reflectancia perfecta y absorben parte de la radiación que incide sobre ellos.
- η_{at} es el factor de atenuación atmosférica. La radiación reflejada por el heliostato interactúa con las partículas que se encuentran en su camino al receptor, lo que hará que parte de la radiación se desvíe o sea absorbida por estas.
- η_{int} representa el factor de interceptación. Una porción de la imagen reflejada por el heliostato puede no dar en el receptor y pasar de largo. Esto se debe a varios motivos: errores del sistema seguimiento, tamaño aparente del sol demasiado grande, imperfecciones en la superficie del heliostato, entre otras.

- Por último, $\eta_{s\&b}$ es el factor de sombras y bloqueos. El sombreado ocurre cuando un heliostato bloquea parte de la radiación que incidiría sobre la superficie reflectante de otro espejo. Por otro lado, Los bloqueos ocurren cuando un heliostato para parte de la radiación que otro espejo estaba enviando al receptor. Estas pérdidas dependen tanto de la posición del sol como de los heliostatos y sus vecinos.[6]

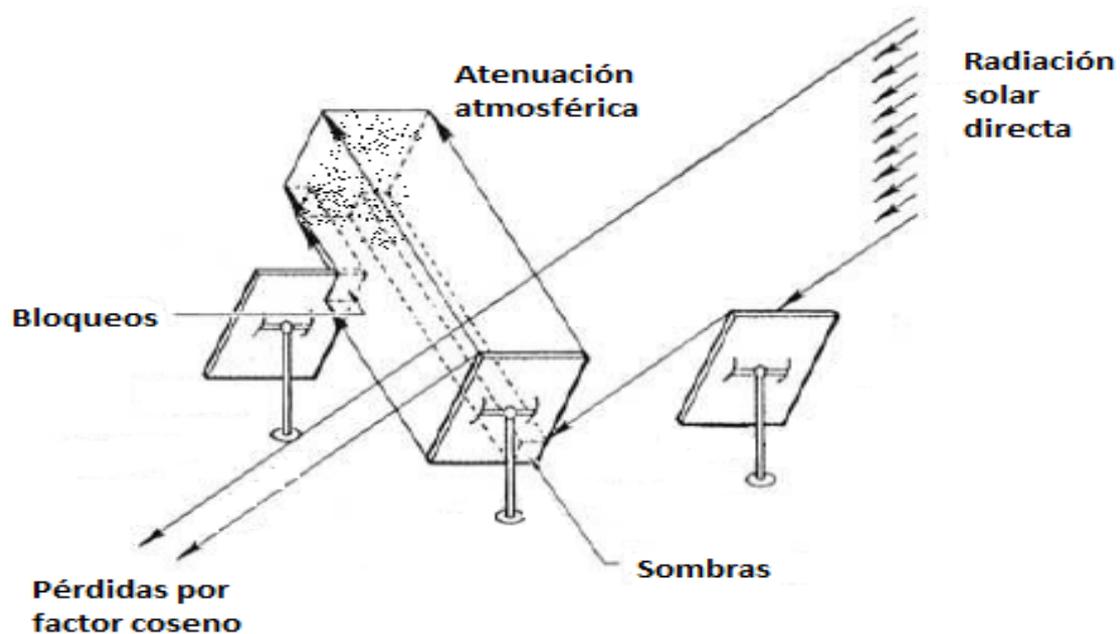


Figura 7: Pérdidas ópticas en un campo de heliostatos. Se muestran todas menos las pérdidas por factor de interceptación.

En cuanto a cómo se deben distribuir los heliostatos en el campo, ya sea norte o circular, la posición y separación de los heliostatos se determina mediante un balance entre coste y rendimiento. Se consideran por un lado los costes de los heliostatos, el terreno y las conexiones, que se incrementarán cuanto más separados estén los espejos; y por otro las pérdidas por sombras y bloqueos, que son mayores cuanto más juntos estén los heliostatos. Los cálculos a realizar son complejos, no sólo por el número de factores que intervienen en el balance, sino porque cambian según la zona del campo, y estos generalmente cuentan con miles de espejos. Por tanto, para hallar el campo óptimo se hace uso de softwares de simulación, tales como DELSOL3 que es el utilizado en este trabajo.

Con el objetivo de reducir las pérdidas por sombras y bloqueos, los heliostatos suelen agruparse en un *radial stagger layout*, que consiste en distribuir los heliostatos en la intersección de líneas radiales y anillos concéntricos alrededor de la torre, con una separación angular constante, y dejando puntos vacíos de manera que ningún heliostato tenga ningún vecino en las cuatro intersecciones más próximas. En la figura 8 se puede ver este tipo de ordenamiento. Además, el *Radial stagger layout* es el tipo de distribución que utiliza

por defecto el programa DELSOL3. Por otro lado, a medida que los heliostatos se colocan más alejados de la torre, el receptor parece estar más cerca del horizonte, por lo que es necesario ir aumentando la separación radial entre espejos para que las pérdidas por sombras y bloqueos no sean demasiado grandes. [7]

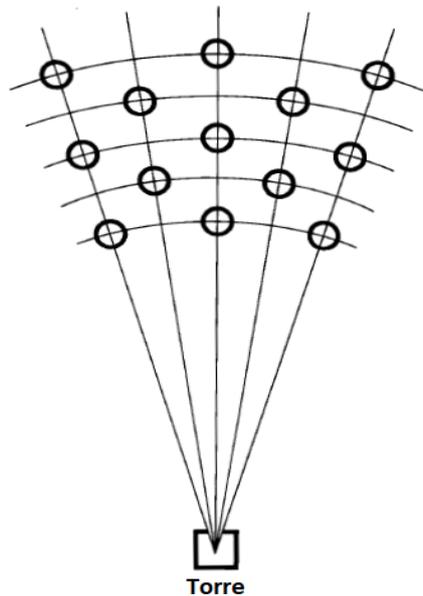


Figura 8: Distribución de heliostatos en el campo según un *radial stagger layout*.

En cuanto al rendimiento de las diferentes zonas del campo de heliostatos, cabe hacer dos consideraciones:

- En primer lugar, a una determinada distancia radial de la torre el rendimiento se incrementa al movernos de la zona sur a la norte porque las pérdidas debidas al factor coseno son menores.
- En segundo lugar, el rendimiento cae al alejarnos de la torre en cualquier dirección por la mayor atenuación atmosférica y la disminución del factor de interceptación.

Respecto a la densidad de heliostatos, por todos los motivos que hemos estado comentando, es mayor en las zonas cercanas a la torre y decrece con la distancia a la torre. Valores promedio de la fracción de terreno cubierto (relación entre el área reflectante y la superficie del terreno del campo) son de entre 0.20 y 0.25. [7]

Respecto a los heliostatos, hay fundamentalmente dos tipos: de vidrio/metal y de membrana tensionada. Los heliostatos de vidrio/metal suelen tener una capa de plata como superficie reflectante, sobre la que se sitúa una capa protectora de vidrio. Suelen estar formados por un conjunto de facetas, con superficies ligeramente cóncavas, que se colocan o cantean sobre la estructura del heliostato de tal forma que reproducen el comportamiento de una superficie continua más grande. Esta puede ser de varias formas, aunque los más

extendidos son los rectangulares. Por otro lado, los de membrana tensionada consisten en una superficie reflectante continua acoplada a una membrana, de manera que se queda un espacio hueco entre ambas. La tensión de la membrana permite dar al espejo la concavidad deseada. Actualmente no existe ninguna planta comercial que cuente con ese tipo de heliostatos pero se han ensayado varios prototipos.



Figura 9: De izquierda a derecha ejemplos de: heliostato facetado con forma rectangular, facetado con forma pentagonal, y de membrana tensionada.

Para poder dirigir la radiación al receptor en todo momento, los heliostatos llevan un sistema de seguimiento en dos ejes para enfocar continuamente la radiación directa en el receptor. Generalmente el par de ejes elegido permite cambiar el azimut y la elevación de la superficie del heliostato.

Otro aspecto importante es el ensuciamiento de los espejos. Debido a que estos están al aire libre, la suciedad tiende a depositarse sobre su superficie reduciendo su reflectividad. Esto hace que se requieran limpiezas periódicas de los heliostatos para mantener unos niveles aceptables de reflectividad. Este factor es muy importante a la hora de hacer simulaciones del rendimiento de un campo de heliostatos, ya que si ignoramos el ensuciamiento y hacemos los cálculos con la reflectividad nominal de los espejos estaremos sobrestimando el rendimiento del mismo. Es recomendable usar un valor medio de la reflectividad incluyendo el efecto de la suciedad.

Por otro lado, el heliostato es el elemento menos dependiente del resto de subsistemas de la planta. Esto quiere decir que, cualquier tipo de heliostato es compatible con las diferentes configuraciones de campo, tipos de receptores o fluidos de transferencia de calor.

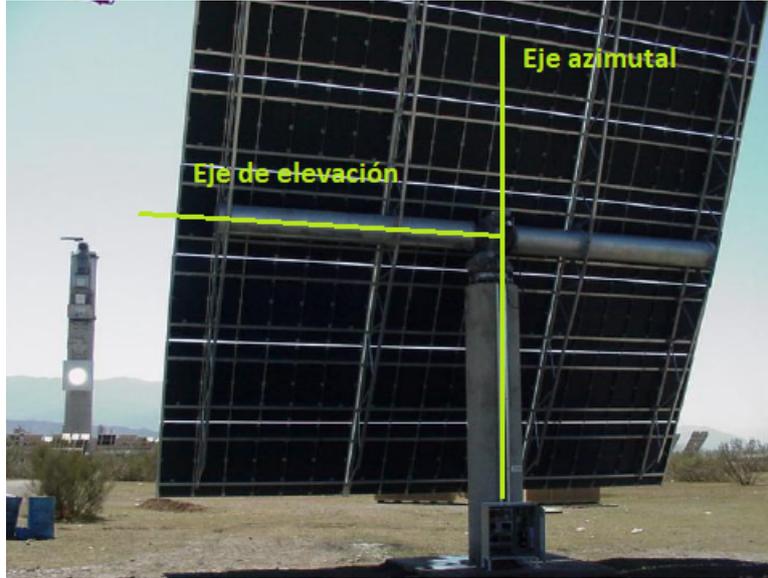


Figura 10: Sistema de ejes de elevación/azimut en un heliostato.

2.4.2. Receptor

Como ya comentamos anteriormente, en los receptores se absorbe la radiación solar, concentrada por el campo de heliostatos, y se transfiere al fluido de transferencia de calor (FTC) elevando su temperatura. Los receptores se colocan en lo alto de la torre central, a una altura que dependiendo de la potencia de la planta puede ir desde los 60 hasta los 250⁷ metros. Torres muy altas no son asumibles, pues el coste de estas aumenta exponencialmente con la altura [7].

En los receptores no se consigue transmitir toda la energía al FTC, sino que hay pérdidas térmicas asociadas a que el receptor, por estar a temperaturas muy elevadas (entre 500°C y 1200°C [5]), cede calor a todo el medio que lo rodea. Estas pérdidas de calor tienen lugar, por un lado, entre el receptor y el aire que lo rodea, por convección y radiación; con todos los objetos que puedan ser vistos por el receptor como el suelo, a través de radiación; y por conducción con la estructura que sujeta el receptor a la torre (que suele estar bien aislada). Por otro lado, de la energía que llega al receptor, no toda es absorbida por este, sino que una parte es reflejada.

Por tanto, las pérdidas en el receptor, Q_{ptr} , son una suma de cuatro factores:

$$Q_{pr} = Q_{ref} + Q_{cond} + Q_{conv} + Q_{rad} \quad (2)$$

Las pérdidas térmicas por reflexión, Q_{ref} , dependen de la absorptividad, α , de la superficie del receptor, que tiene valores típicos de más de 0.96. El segundo factor, Q_{cond} , constituye

⁷Estos valores de altura son orientativos. Una de las torres más altas está en la planta *Atacama-1* (Chile), aún en construcción, tiene una potencia de 110 MW, 17.5 horas de almacenamiento y una torre de 243 metros de altura. https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=3275

las pérdidas por conducción, y es el menos influyente de todos, pues el receptor suele estar bien aislado de los elementos estructurales que lo mantienen sujetos a la torre. Típicamente, Q_{cond} supone menos de un 1% de las pérdidas totales del receptor [7], y por ello es despreciado en muchos softwares de simulación, como es el caso de DELSOL3. Las pérdidas por convección, Q_{conv} , suelen modelarse asumiendo un modelo lineal con la temperatura de la superficie del receptor, T , y el área del receptor, A , a través de un coeficiente de convección, h_{conv} , que depende entre otras cosas de la velocidad del aire,

$$Q_{conv} = h_{conv}A(T - T_{\infty}) \quad (3)$$

donde T_{∞} , es la temperatura ambiente. Por último, las pérdidas por radiación, Q_{rad} , pueden ser descritas haciendo uso de la ley de Stefan-Boltzmann, y suponiendo al receptor como un cuerpo gris de emisividad hemiesférica constante ϵ ,

$$Q_{rad} = \epsilon\sigma A(T^4 - T_{\infty}^4) \quad (4)$$

Este término crece rápidamente con la temperatura, pues depende de la cuarta potencia de esta, y a las altas temperaturas a las que suelen trabajar estos sistemas es el mecanismo de pérdidas más influyente.

Las ecuaciones vistas anteriormente, son las que suelen utilizarse para modelar las pérdidas térmicas en los receptores de torre, si bien puede haber variaciones, por ejemplo en la forma en la que se calcula h_{conv} , que depende de varias variables y suele separarse en dos términos: uno para la convección forzada y otro para la natural.

Los diferentes tipos de receptores, están diseñados para suministrar la mayor cantidad de calor posible al FTC, usando recubrimientos de alta absortividad para su superficie, y optimizando su área de captación para por un lado captar el máximo de radiación posible, y por otro no aumentar demasiado las pérdidas térmicas. Existen fundamentalmente tres tipos de receptores: los receptores externos, los de cavidad y los volumétricos.

- **Receptor externo.** Este tipo de receptores consisten en un conjunto de paneles verticales, formados por una serie de tubos por los que circula el FTC, y que se calienta por contacto con la superficie de dichos tubos. Estos paneles suelen agruparse para formar un poliedro que tiende a aproximar un cilindro, aunque también hay receptores externos con forma de paralelepípedo, e incluso de una única placa plana (ver figura 11). Estos receptores, son adecuados para campos circulares, ya que su superficie abarca 360° de azimut (salvo en el caso de receptores externos de una única placa plana, que no son muy utilizados). Por otro lado, suelen utilizar agua o sales fundidas como fluido caloportador.

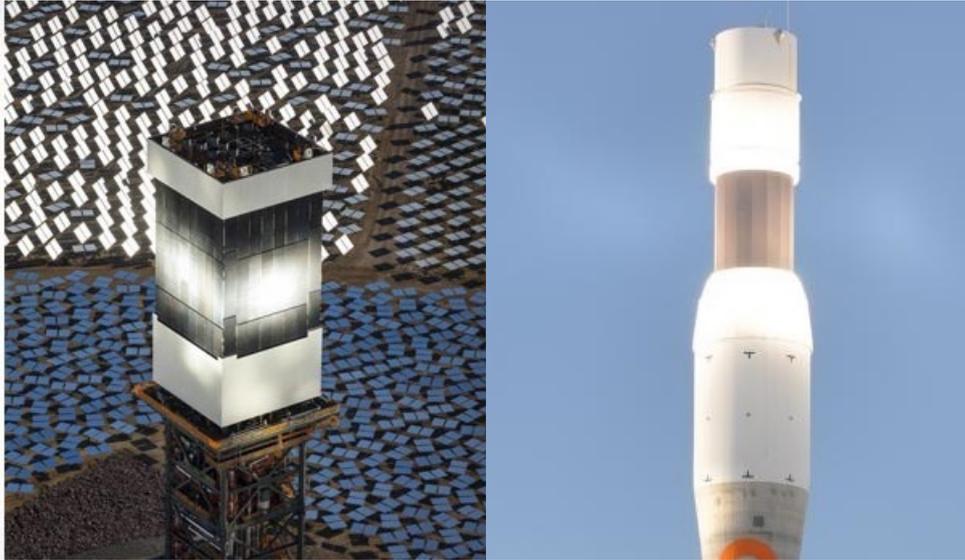


Figura 11: Ejemplos de receptores externos. A la izquierda uno de los receptores de la planta *Ivanpah* (EEUU), con forma de paralelepípedo, en el que se calienta agua hasta conseguir vapor sobrecalentado; y a la izquierda el receptor central de *Gemasolar* (España), con forma casi cilíndrica, y que utiliza sales fundidas como FTC. Ambas cuentan con campos de heliostatos circulares.

- **Receptor de cavidad.** En estos receptores, los paneles absorbentes se sitúan en el interior de una cavidad, que puede tener diversas formas, de manera que la radiación reflejada por el campo debe de pasar por una abertura para alcanzar la superficie absorbente. Los diseños típicos tienen un área de abertura de entre un tercio y un medio de la superficie absorbente, con una amplitud angular de aceptación de los rayos reflejados de entre 60° y 120° [6]. Estos receptores están mejor aislados del ambiente que los externos, al situarse los paneles absorbentes en el interior de un recinto. Además, este puede estar aislado del exterior mediante una superficie transparente localizada en la abertura, que reduce considerablemente las pérdidas por convección. Los receptores de cavidad, son adecuados para campos norte, debido a los ángulos de aceptación de estos diseños, aunque también se han propuesto receptores con múltiples cavidades para aceptar radiación de más direcciones, haciendo posible la integración de este tipo de receptores en campos circulares. Por otro lado, son adecuado para usar el mismo tipo de FTC que los receptores externos (agua y sales fundidas), pues suelen usar el mismo tipo de paneles receptores, consistentes también en tubos absorbentes por los que circula el fluido.



Figura 12: Receptor de cavidad de la planta *PS10* (España), en el que calienta vapor de agua a 250°C - 300°C . Esta planta tiene un campo de heliostatos norte.

- **Receptor volumétrico.** Los receptores volumétricos, utilizan materiales altamente porosos para absorber la radiación, de manera que esta no se limita a ser captada en su superficie exterior sino que penetra dentro del material, al contrario del resto de receptores en los que la radiación es absorbida en la superficie externa de los paneles. El FTC pasa a través de los poros y se va calentando a medida que atraviesa el receptor. En un buen receptor volumétrico, la temperatura en la superficie irradiada es menor que la temperatura de salida del fluido, debido a que el FTC está mas frío a la entrada que en el resto de zonas, y a la penetración de la radiación en el interior del receptor, esto es lo que se conoce como *efecto volumétrico* [6]. A diferencia del resto de receptores, los receptores volumétricos suelen trabajar con aire como FTC. Esta tecnología no se ha llegado a implantar comercialmente, pero está muy desarrollada por la labor de investigación que lleva haciéndose haciéndose en los últimos años en centros como la Plataforma Solar de Almería (PSA) donde se han probado varios prototipos, y por la experiencia adquirida en plantas de demostración como la de *Jülich Solar Power Tower* (Alemania), ver figura 13, en la que se calienta aire a una temperatura de 680°C [8].

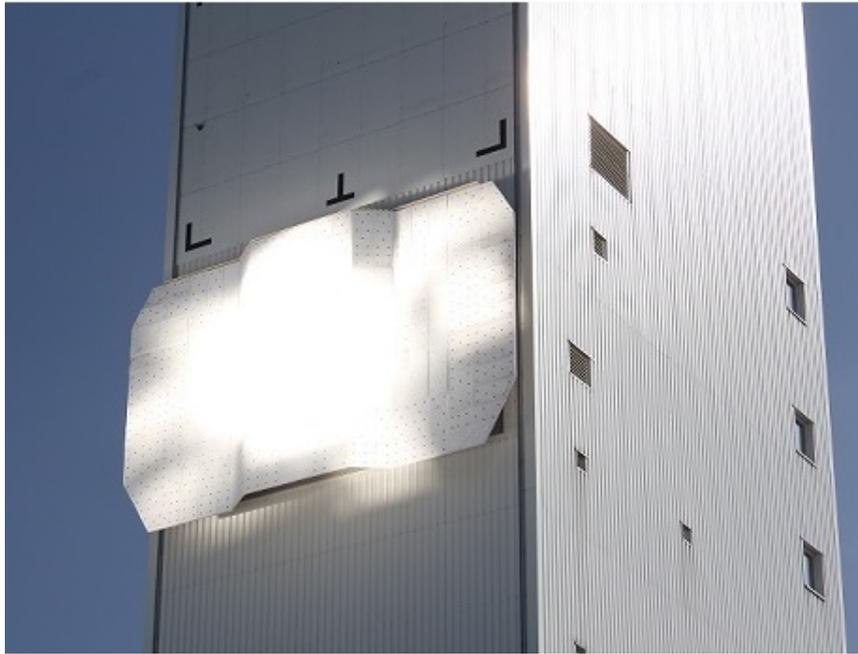


Figura 13: Receptor volumétrico de la planta *Jülich Solar Power Tower* (Alemania), que calienta aire a una temperatura de 680°C , y cuenta con un campo de heliostatos norte.

3. DELSOL3: un código para el diseño y la simulación de SRC

Diseñar y simular una planta de receptor central es una labor bastante compleja. Esto se debe a: por un lado, al elevado número de elementos con los que cuenta un SRC: miles de heliostatos, receptor, sistemas de transferencia e intercambio de calor, tanques de almacenamiento, etc. que implica considerar un gran número de variables y relaciones para modelar cada uno de estos subsistemas y las relaciones entre ellos; por otro, a la gran dependencia temporal del rendimiento del sistema, debido al movimiento del sol; y también por el gran número de alternativas que es necesario considerar para alcanzar un diseño óptimo. Todo esto hace completamente necesario el uso de programas de ordenador para abordar esta tarea.

Existen varios softwares para la simulación y el diseño de SRC. Algunos permiten simular solo una parte del sistema, por ejemplo el campo de heliostatos o el receptor, y otros son capaces de evaluar el rendimiento global de la planta, incluyendo modelos para cada uno de los subsistemas y las relaciones entre ellos, así como los costes de producción. Este es el caso de DESLOL3.

DELSOL3 es la tercera actualización del programa DELSOL, que salió en los años 80 y fue elaborado por los *Sandia National Laboratories* (EEUU). El programa está hecho en FORTRAN77, y se desarrolló con la experiencia adquirida en las diferentes plantas experimentales que estuvieron operando en los años 70 y 80. Por otro lado, ha sido utilizado en el diseño de algunas de las actuales plantas comerciales del mundo, como es el caso de *PS10* (España). Además, otros softwares como SAM (System advisor model), han hecho uso de DELSOL3 para realizar parte de los cálculos que necesitan⁸.

El código DELSOL3 cuenta con un modelo detallado para el rendimiento óptico del sistema (campo de heliostatos y flujo en el receptor), uno simplificado para la parte no óptica (pérdidas térmicas del receptor, transferencia de calor a la turbina y al almacenamiento, conversión de energía térmica en electricidad...) , un algoritmo para distribuir los heliostatos en el campo, y un algoritmo de búsqueda para encontrar el mejor diseño del sistema. Las dos últimas funciones hacen uso a su vez de un modelo para los costes de los elementos de la planta y un modelo económico para los costes de producción de energía.

En las siguientes secciones explicaremos varios aspectos del código: los tipos de cálculo que se pueden realizar con él, cómo modela algunos de los subsistemas de la planta, o de qué manera se le deben introducir los datos de entrada, entre otras cosas. En cualquier caso, esta sección no pretende dar una descripción completa y detallada sobre el funcionamiento de DELSOL3, sino más bien explicar por encima los aspectos más importantes para que se pueda entender cómo está programada y cómo funciona la interfaz que hemos

⁸SAM hacía uso de DELSOL3 para optimizar y evaluar el rendimiento del campo de heliostatos. Sin embargo, en versiones posteriores a *SAM 2014.1.14*, DELSOL3 fue sustituido por *SolarPILOT*.

elaborado, así como para poder interpretar los resultados de los cálculos que realiza DELSOL3. Si quieren saber más sobre cómo DELSOL3 realiza sus cálculos o cómo utilizarlo les recomiendo leer el manual que viene referenciado en [9], y que ha sido utilizado para este trabajo.

3.1. ¿Qué se puede hacer con DELSOL3?

DELSOL3 es un programa que permite realizar dos tipos de cálculos. En primer lugar, está el **cálculo detallado del rendimiento (CDR)**, en el cual el usuario especifica todos los parámetros de diseño del sistema y el software calcula el rendimiento del mismo. En segundo lugar, se puede realizar una **optimización** de un SRC, en ella se comparan sistemas con diferentes parámetros para encontrar aquel que produce energía al menor coste. En los siguientes apartados explicamos con más detalle estas funciones.

3.1.1. Cálculo detallado del rendimiento (CDR)

Con DELSOL3 se puede evaluar el rendimiento de un SRC, calculando la producción, la eficiencia o el flujo radiante receptor, entre otras cosas. El CDR incluye los efectos de las diferentes pérdidas que se dan en el campo de heliostatos: factor coseno, sombreado, bloqueos, atenuación atmosférica y factor de interceptación. Estas se calculan para diferentes zonas del campo y días del año. Por otro lado, el cálculo del rendimiento se puede realizar para un sistema que ha sido previamente optimizado por DELSOL3. Este tipo de cálculos se pueden realizar para un año completo, un día específico, una hora determinada o una posición solar concreta.

En el caso de la simulación del rendimiento a lo largo de un año, también se calcula la producción anual de energía. Para ello, DELSOL3 calcula el rendimiento en un número finito de tiempos y hace una interpolación para calcular las medias diarias y anuales. Para simplificar el problema, supone que las condiciones de insolación son simétricas a lo largo del día y a lo largo del año, esto le permite a DELSOL3 simular el rendimiento de la planta realizando cálculos solo en la mitad del año, desde el solsticio de invierno al solsticio de verano. En cuanto a los días, se consideran solo las horas desde el medio día solar hasta el ocaso (u otra posición solar indicada por el usuario). Para determinar los tiempos en los que DELSOL3 realizará los cálculos, el usuario puede indicar el número de días (máximo 9), y el paso horario en cada día, que debe ser mayor o igual a media hora.

Con esta herramienta se pueden generar mapas de eficiencia de las diferentes zonas del campo de heliostatos, así como mapas de flujo en el receptor. Esta es una de las funciones en la que DELSOL3 es más preciso, ya que cuenta con una serie de modelos muy buenos para predecir la formación de imágenes de los heliostatos. Y que además se ejecuta muy rápidamente (apenas necesita unos pocos segundos en los ordenadores actuales⁹), siendo

⁹Aquellos CDR que se han realizado para este trabajo, en los que no se calcularon mapas de flujo en

esta una de las principales características del programa.

3.1.2. Optimización

DELSOL3 permite realizar una comparación rápida y simple entre diferentes sistemas para determinar aquel con el menor coste en la producción de energía. En las siguientes tablas, mostramos aquellos parámetros que pueden ser variados en el proceso, y los que permanecen fijos.

Cuadro 2: Parámetros que se pueden variar durante una optimización.

Potencia neta en el punto de diseño

Altura de la torre

Dimensiones del receptor

Localización de la torre (en sistemas con restricciones de terreno)

Espaciado entre heliostatos

Capacidad de almacenamiento a un determinado múltiplo solar

Cuadro 3: Parámetros que permanecen constantes en una optimización

Localización (Latitud, insolación, meteorología, atenuación atmosférica)

Campo (tipo: circular o norte, distancias mínima y máxima a la torre)

Heliostatos (todos los parámetros de diseño)

Receptor (tipo: externo, cilíndrico o de placa plana, de cavidad; orientación)

Múltiplo solar

En cuanto a cómo se realiza la optimización, esta sigue los siguientes pasos:

1. Realiza un CDR inicial de una planta, que será tomada como referencia para cálculos posteriores. Sus parámetros pueden ser definidos por el usuario (no es necesario), o seleccionados por defecto¹⁰.

el receptor, terminaron en menos de 5 segundos.

¹⁰En cualquiera de los cálculos que realiza DELSOL3, si hay parámetros que no son especificados por el usuario, el software les asigna los valores que tiene por defecto.

2. Se varían las variables especificadas por el usuario hasta encontrar el sistema que produce energía al menor coste. Los diferentes sistemas, que surgen de cada una de las combinaciones entre las variables a optimizar, son comparados sin la necesidad de hacer múltiples CDR, sino que sus parámetros son escalados a partir de la información generada en la simulación inicial (paso 1), esto dota a DELSOL3 de una gran velocidad en la búsqueda de un sistema óptimo.
3. Una vez encontrado el mejor sistema dentro del rango de variables establecido, el programa proporciona los datos básicos de la planta, se realiza una evaluación de su rendimiento, se calcula la producción anual, y se dan también los costes de la planta y de producción. Este último paso es realizado de manera aproximada, y si se quiere obtener información más exacta y detallada es recomendable hacer un CDR del sistema obtenido.

3.2. ¿Cómo caracteriza DELSOL3 los principales elementos de un SRC?

En esta sección vamos a explicar cómo modela DELSOL3 algunos de los subsistemas más importantes de la planta, como son el campo de heliostatos o el receptor.

En cuanto al campo de espejos, DELSOL3 no considera individualmente cada uno de los heliostatos, sino que divide el campo en zonas, delimitadas por líneas radiales que parten de la torre y anillos concéntricos a la misma. Cada una está cada una caracterizada por un punto, en el que se realizan todos los cálculos. El punto se localiza indicando la distancia a la torre y el azimut (0° al Norte y 90° al Este). Estas zonas se caracterizan por el número de heliostatos, la separación radial y azimutal entre los mismos, el factor de ocupación, y los diferentes factores de pérdidas ópticas. La separación entre heliostatos y la eficiencia óptica son constantes dentro cada zona.

En lo que respecta al heliostato, este puede ser rectangular o circular. Y se pueden utilizar muchas variables para caracterizarlo, siendo las más importantes: su altura y su anchura (iguales para heliostatos circulares), la reflectividad media¹¹, la relación entre el área de espejo y la total del heliostato, así como múltiples parámetros para especificar el canteo de su superficie, el enfoque, o los errores en la formación de imágenes.

¹¹Es recomendable asignar un valor que incluya el factor de ensuciamiento medio de los heliostatos, ya que DELSOL3 no tiene ningún modelo para calcular el ensuciamiento.

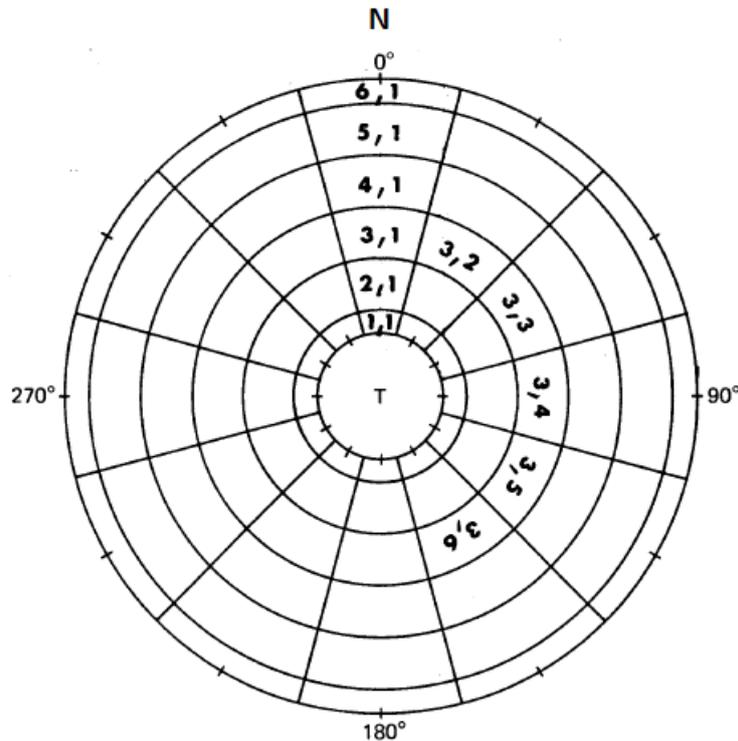


Figura 14: Distribución zonal del campo de heliostatos utilizada por DELSOL3. Son enumeradas por su distancia radial a la torre (primer número) y posición angular, que viene determinada por su azimut tomando como origen el norte (segundo número).

Respecto al receptor, DELSOL3 permite modelar tres tipos de receptores: externos de forma cilíndrica, externo de placa plana (una o múltiples), o de cavidad (una o múltiples). Para ello se pueden especificar diferentes parámetros para indicar sus dimensiones, orientación, o absorptividad. Por otro lado, hay dos formas en las que el software puede calcular las pérdidas térmicas, por un lado puede hacer un cálculo directo usando ecuaciones para modelar la transferencia de calor por convección y radiación, como las relaciones (3) y (4) que vimos en la sección 2.4.2 en la página 20; o mediante una aproximación de escalado, en la que se asume que las pérdidas térmicas del receptor son proporcionales a su área, A_R , -total, si es externo, o de abertura, si es de cavidad- y a un factor de proporcionalidad, α_R , tal y como se describe en la siguiente ecuación:

$$Q_{conv} + Q_{rad} = \alpha_R \cdot A_R \quad (5)$$

Por otro lado, DELSOL3 considera que el receptor se sitúa justo encima de la torre, al estilo de la planta *Ivanpah* (figura 11). Este aspecto es importante para entender la variable de altura de torre que utiliza dicho código, que se define como la altura del punto medio del receptor al plano de los pivotes de los heliostatos (no al suelo), y se le conoce como altura óptica. Si el receptor pudiera estar integrado en la estructura de la torre esta definición no sería unívoca.

En cuanto a la radiación solar, es determinada mediante el uso de un modelo, que puede ser especificado por el usuario entre cinco opciones (modelo de Meinel, modelo de Hottel, radiación constante...). También dispone de algoritmos para calcular la posición solar, y de modelos para la forma y tamaño del sol. Uno de los inconvenientes es que DELSOL3 no cuenta con la opción de importar datos de radiación de un fichero.

DELSOL3 también dispone de modelos para el resto de subsistemas de la planta, que permiten entre otras cosas: cuantificar las pérdidas térmicas en las tuberías de transporte del FTC o calcular los costes de producción, pero no vamos a detenernos en explicarlos porque, como veremos a continuación, la interfaz que hemos programado no permite modificar sus parámetros, sino deja que DELSOL3 los elija por defecto.

3.3. Entradas y salidas

Una vez hemos visto los tipos de simulaciones que se pueden realizar con DELSOL3, vamos a explicar cómo hemos de introducirle los datos de entrada para que realice los cálculos deseados, y de qué manera nos proporciona los resultados. En cuanto a la forma, tanto las entradas como las salidas de DELSOL3 son ficheros de texto.

Los ficheros de entrada, deben estar divididos por listas en las que se escriben las variables sobre un tema común. A continuación podemos ver un ejemplo

```
&FIELD
INORTH=0
NAZM=12
NRAD=12
RADMIN=0.75
RADMAX=7.5
/
```

Indicando «&FIELD» le estamos diciendo al código que las variables que vienen a continuación son relativas al campo de heliostatos. Por ejemplo, «INORTH=0» establece que el campo sea circular, o «NAZM» y «NRAD» indican el número de divisiones radiales y azimutales en las que se discretiza el campo. Siempre que no se establezca el valor de una variable en el fichero de entrada, DELSOL3 le asignará un valor preestablecido en el código por defecto. «/» indica el final de la lista¹².

Según el tipo de simulación que queramos realizar con DELSOL3, cálculo detallado del rendimiento (CDR) u optimización, se deben incluir diferentes listas.

En primer lugar, la estructura típica de un fichero de entrada para un CDR, es la siguiente:

¹²En el manual de DELSOL3 [9], se dice que las listas deben estar delimitadas por «\$», y las variables separadas por «,». Sin embargo, el código que se ha utilizado en este trabajo fue modificado por el CIEMAT cuando realizaron *WinDelsol 1.0* (una interfaz de DELOSOL3 para sistemas operativos de 32 bits), y en él, los símbolos para limitar las listas son los que hemos indicado.

Cuadro 4: Fichero de entrada tipo para un realizar un CDR en DELSOL3.

```
Título (No es una lista)
&BASIC
/
&FIELD
/
&HSTAT
/
&REC
/
&NLFLUX
/
&NLEFF
/
&REC
W=-100.
/
```

Indica a DELSOL3 el final del fichero de entrada

La primera línea contiene el título que le queramos poner a la simulación. En cuanto al resto de las listas, vamos a explicar en qué consiste cada una:

- **BASIC.** En esta lista se indica, por un lado, el tipo de simulación que se quiere realizar: CDR para un año, CDR para un día, optimización... así como las especificaciones de los días y las horas en las que se simulará (si así lo requiere el tipo de cálculo elegido); por otro, una serie de características generales de la planta, como su localización o el punto de diseño; y también los modelos de radiación y forma del sol.
- **FIELD.** Aquí se introducen las variables que afectan al campo de heliostatos, como el número de zonas en las que se dividirá el campo, la distancia mínima y máxima de los heliostatos a la torre, el tipo de campo (norte o circular), los algoritmos para calcular la densidad de heliostatos en las zonas, entre otras opciones.
- **HSTAT.** En esta lista se introducen las especificaciones del heliostato, como sus dimensiones, forma, reflectividad media o errores en la formación de imágenes.
- **REC.** Todas las variables relativas al receptor y a la torre, como el tipo de receptor o la altura de la torre, son introducidas aquí. En esta lista también se puede especificar la estrategia de apunte de los heliostatos al receptor.
- **NLFLUX.** Aquí se deben escribir las especificaciones para el cálculo del flujo en el receptor.
- **NLEFF.** En esta lista se indican los parámetros para el cálculo de pérdidas térmicas en el receptor, en las tuberías, la conversión de energía térmica a eléctrica en la turbina, y el almacenamiento.

En segundo lugar, si se quiere realizar una optimización, el fichero de entrada tiene que tener la siguiente forma:

Cuadro 5: Fichero de entrada tipo para hacer una optimización con DELSOL3

```
título (No es una lista)
&BASIC
/
&FIELD
/
&HSTAT
/
&REC
/
&NLFLUX
/
&NLEFF
/
&REC
/
&OPT
/
&NLFLUX
/
&NLEFF
/
&NLCOST
/
&NLECON
/
&REC
W=-100.
/
```

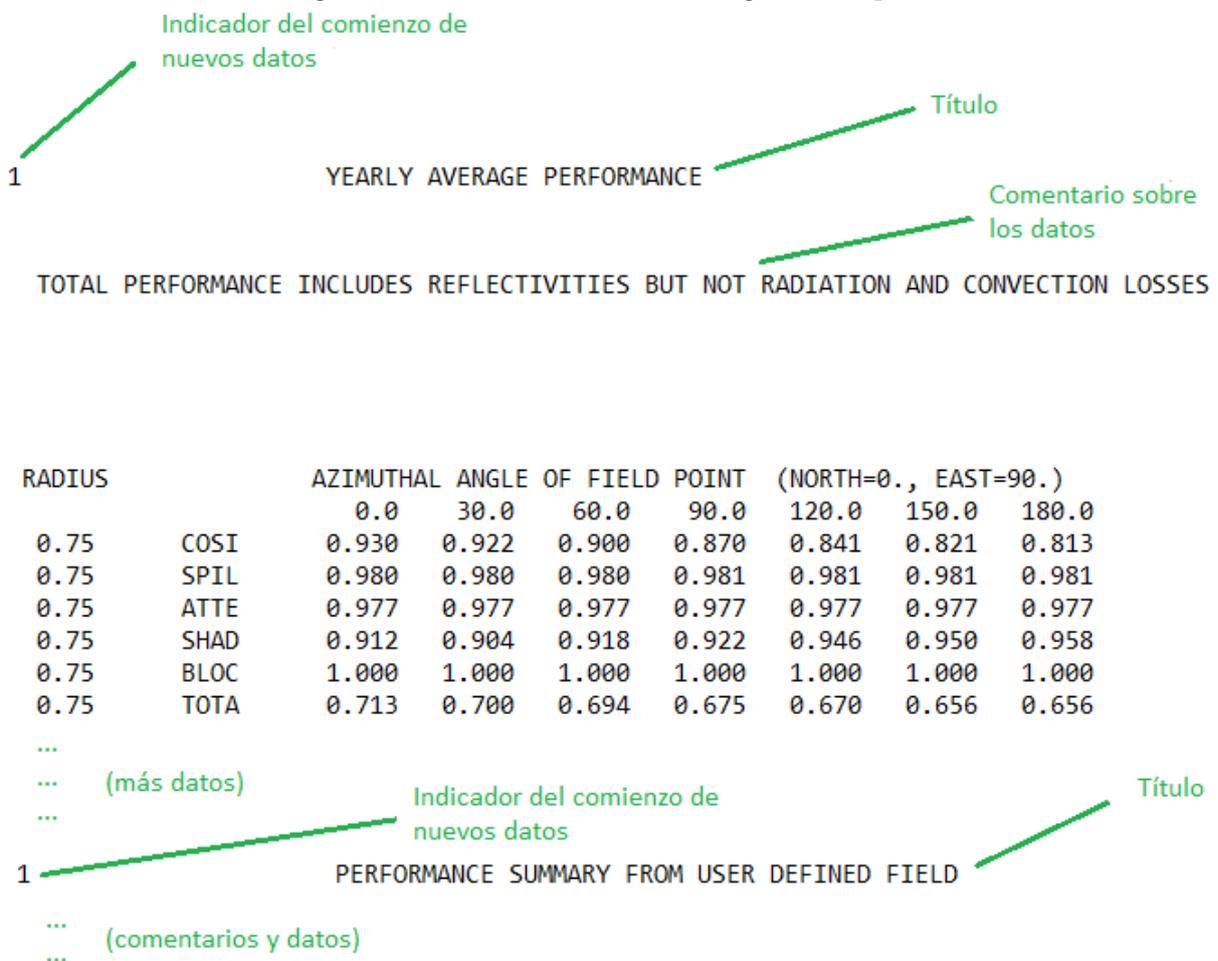
Contiene los parámetros para realizar el CDR inicial

En este caso, son necesarias más listas ya que también se deben indicar los parámetros para el CDR inicial. Muchas de estas listas son las mismas que en el caso anterior, por ello esta vez sólo explicaremos aquellas que son nuevas:

- **OPT.** En esta lista se escriben los rangos de variación de las variables a optimizar, indicando el valor máximo y el mínimo, así como el número de puntos a considerar en ese intervalo.
- **NLFLUX.** Volvemos a hablar de esta lista porque en los cálculos de optimización se puede incluir un límite de flujo para el receptor, que no se podrá sobrepasar cuando se dimensione el campo.
- **NLCOST.** Aquí se indican las variables necesarias para calcular los costes de los diferentes elementos de la planta.
- **NLECON.** En esta última lista se especifican parámetros económicos como la inflación o la tasa de descuento, necesarios para el cálculo del coste nivelizado de la energía.

Respecto a las salidas de DELSOL3, este genera un único fichero que pueda ser leído por el usuario. Al comienzo de este, se muestran las listas con los valores de todas las variables usadas, indicando tanto las introducidas por el usuario como las asignadas por defecto, y a continuación los resultados de las simulaciones. Los diferentes conjuntos de datos vienen escritos unos a continuación de otros, y están diferenciados por el título, que incorpora un «1» en la primera posición de la línea para distinguir donde empieza y donde termina cada serie de resultados. También suelen aparecer comentarios, que dan algún tipo de información relevante sobre los datos que se muestran. En el cuadro 6 se muestra una parte de un fichero de salida.

Cuadro 6: Fragmento de un fichero de salida generado por DELSOL3.



4. Adaptación del código DELSOL3 a un sistema operativo Windows de 64 bits. Descripción de la interfaz gráfica programada

Una vez que conocemos por encima cómo funciona DELSOL3 y qué tipo de cálculos se pueden hacer con él, vamos a entrar en uno de los puntos clave del trabajo: la elaboración de una interfaz gráfica que permite al usuario interactuar de manera sencilla e intuitiva con DELSOL3. Explicaremos la estructura del programa elaborado, cómo utilizarlo y qué tipo de simulaciones nos permite hacer.

Como ya vimos anteriormente, DELSOL3 es un código con el que se pueden hacer diferentes cálculos, además, dispone de más de 200 variables editables. El programa elaborado permite hacer algunos tipos de simulaciones, pero no todas, y modificar ciertas variables, de manera que el resto son asignadas por defecto. Hacer un programa que permita usar todas las funciones de DELSOL3 requeriría una labor de programación muy larga, que queda fuera del alcance de un trabajo fin de máster.

4.1. Descripción general de la interfaz gráfica

Con la interfaz que se ha programado podemos optimizar y simular un SRC, con receptor externo cilíndrico y campo de heliostatos circular. El programa permite definir algunas variables del sistema, como la localización de la planta, la potencia eléctrica, los límites del campo, o los parámetros del heliostato, que permanecerán fijas durante la optimización; también se pueden optimizar las dimensiones del receptor y la altura de la torre, pudiendo definir los rangos de optimización de manera sencilla. Con esto la interfaz llama a DELSOL3 y al resto de programas auxiliares para editar los ficheros de entrada y salida del mismo. Una vez concluidos los cálculos se pueden ver los resultados de la simulación, mostrándose diferentes datos y gráficos sacados de las salidas de DELSOL3.

El programa hace uso de cuatro lenguajes de programación. En primer lugar, está la interfaz gráfica y las funciones que permiten ver los resultados de las simulaciones, programados con MatLab. En segundo lugar, el código DELSOL3 que está programado en FORTRAN77, y que apenas ha tenido que ser modificado, simplemente se han retocado los formatos de los ficheros de entrada y salida. En tercer lugar, se han elaborado una serie de funciones y programas en C++ para extraer los datos del fichero de salida generado por DELSOL3, y organizarlos en diferentes ficheros con la forma adecuada para que las funciones de MatLab puedan acceder directamente a los datos. Y por último, se han escrito unos códigos con comandos CMD para, a través de la terminal de Windows, ejecutar de forma ordenada DELSOL3 y los subprogramas en C++.

En las siguientes secciones vamos a ver los parámetros de la planta que podemos definir con la interfaz, qué simulaciones realiza, los resultados que nos muestra, y como

está organizada internamente.

4.2. Iniciando el programa. Variables de entrada

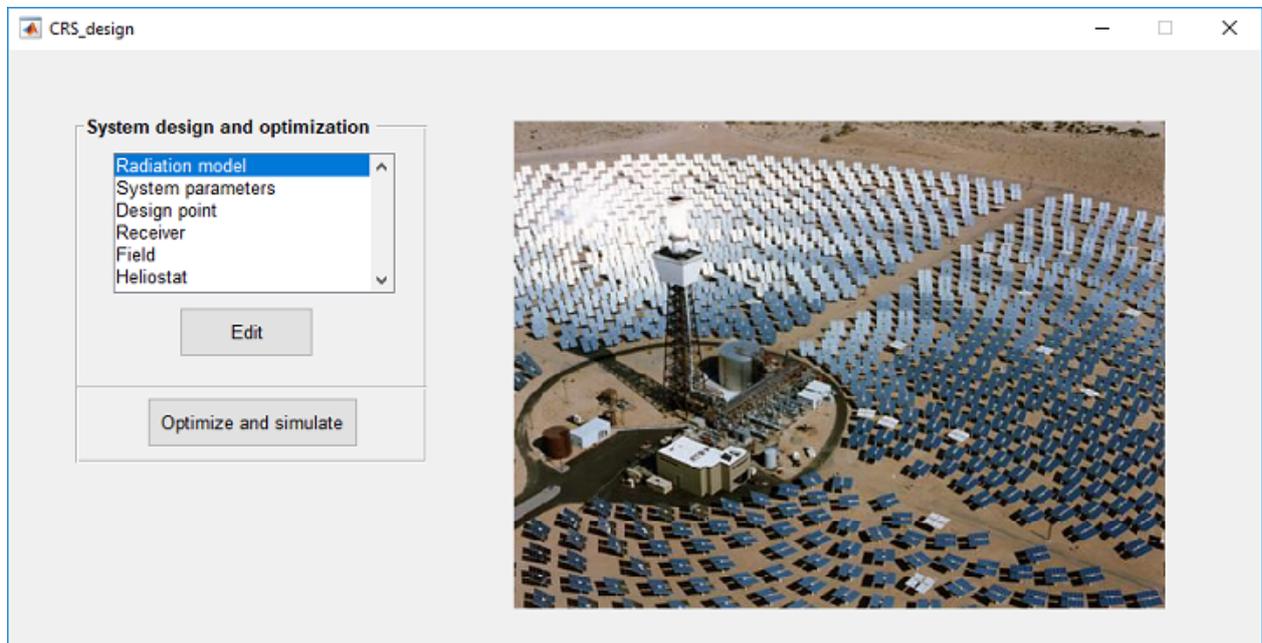


Figura 15: Ventana de inicio de la interfaz.

Al ejecutar la interfaz se nos abre una ventana como la de la figura 15, en ella tenemos el menú *System design and optimization*, en el que podremos introducir las variables de diseño y optimización de la planta, e iniciar la simulación. Para lo primero seleccionamos alguna de las seis opciones del menú y pulsamos el botón *edit*. Al hacerlo se nos abrirá otra ventana donde podremos introducir las variables correspondientes a la opción seleccionada. A continuación explicamos qué variables nos permite editar cada opción, y mostramos algunas de las ventanas de edición.

- **Radiation model.** Esta opción nos permite elegir entre dos modelos para el cálculo de la irradiancia directa: el de Meinel o el de Hottel. Ambos modelos tienen únicamente la latitud y la altitud de emplazamiento (ventana *system parameters*) como variables. También podemos elegir el factor de claridad, que varía entre 0 y 1, y tiene en cuenta la fracción de radiación que es bloqueada, anualmente, por la presencia de nubes, indicando la fracción de tiempo equivalente que el emplazamiento es insolado en condiciones de cielo claro a lo largo del año.
- **System parameters.** En esta ventana se introducen por un lado la latitud [$^{\circ}$] y altitud [kM] de la planta, y por otro la potencia eléctrica neta [MWe], la eficiencia de la turbina en el punto de diseño, y el múltiplo solar.

- **Design point.** Esta opción permite escribir el día de diseño, a elegir entre el solsticio de invierno (21 de diciembre), el de verano (21 de junio) o el equinoccio de primavera (21 de marzo); y la irradiancia en el punto de diseño¹³ [kW/m²]. En cuanto a la hora de diseño, se toma por defecto el medio día solar (0.00).
- **Receiver.** (Figura 16). En la ventana *Receiver*, se introducen todos los parámetros relativos al receptor y la torre. Por un lado, se indica el tipo de receptor: externo con forma cilíndrica, y se introducen la absorptividad y el flujo límite en su superficie [kW/m²]. Por otro, se introducen las variables que DELSOL3 varía durante la optimización: El rango de variación de la altura óptica de la torre, THT [m], así como el número de alturas a evaluar; y lo mismo para el diámetro del receptor, W [m], y la relación entre la altura, H [m], y W :

$$HTW = \frac{H}{W} \quad (6)$$

- **Field.** Esta opción permite introducir la distancia mínima y máxima a la torre que pueden tener los heliostatos en el campo. También se indica que el tipo de campo diseñado va a ser circular.
- **Heliostat.** (Figura 17). Aquí se selecciona la forma del heliostato: rectangular o circular, la altura y anchura de su superficie [m], su reflectividad media anual (debe tener en cuenta el ensuciamiento), y la fracción de área del heliostato cubierta por espejos. En el caso de heliostatos circulares, la altura y anchura se hacen iguales automáticamente, ya que como vimos en la sección 3.2 de la página 28, DELSOL3 permite simular heliostatos circulares pero no elípticos.

¹³Es recomendable elegir un valor de irradiancia acorde con el que DELSOL3 estime para el día y la hora de diseño. Esto se puede comprobar viendo los resultados una vez realizada la simulación. Es aconsejable hacer una ejecución de prueba para ver la irradiancia calculada, y en función de eso elegir la del punto diseño.

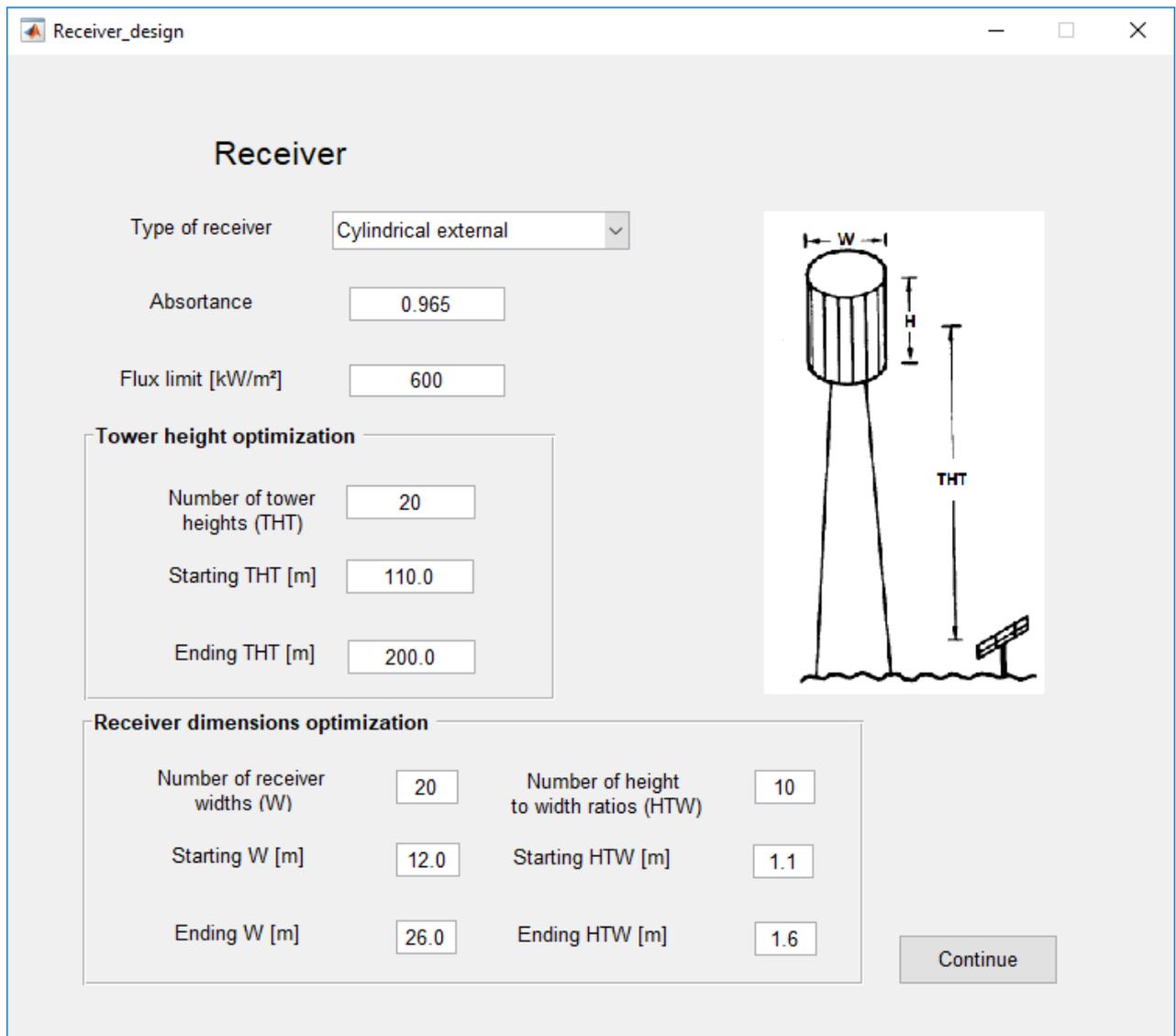


Figura 16: Ventana de edición *Receiver*.

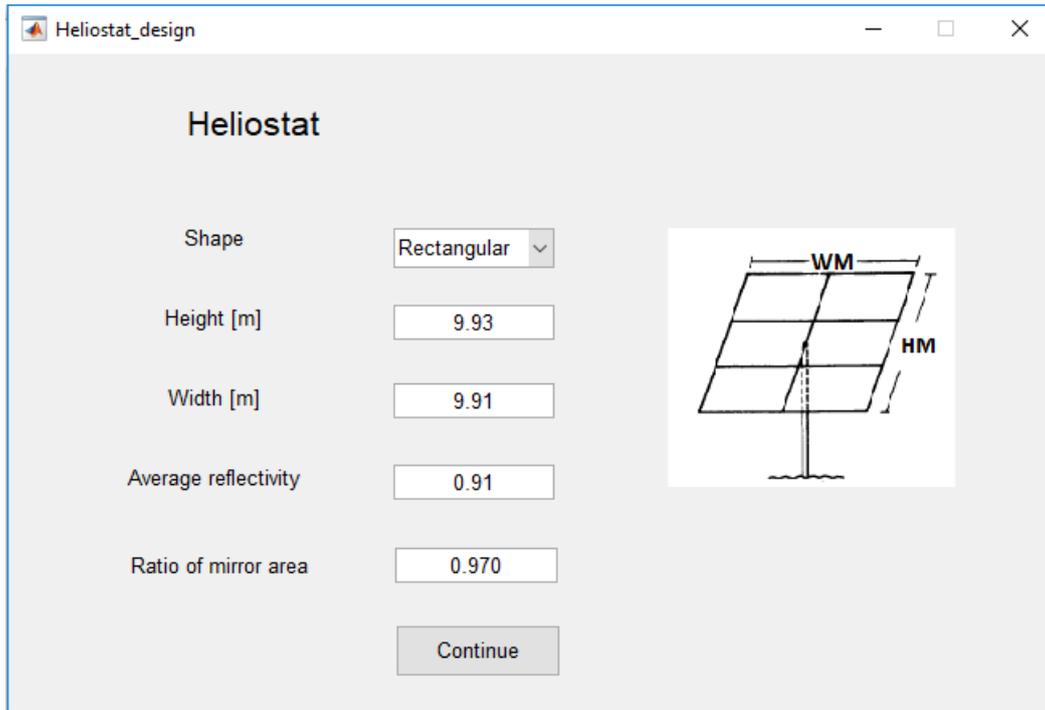


Figura 17: Ventana de edición *Heliostat*.

4.3. Optimización y simulación

Una vez hemos introducido las variables de entrada, el siguiente paso es iniciar la simulación pulsando el botón *Optimize and simulate*. Al hacer esto, se crearán los ficheros de entrada para DELSOL3 y se realizará una optimización y un CDR (del sistema óptimo diseñado en el cálculo de optimización anterior); a continuación se extraerán los datos necesarios del fichero de salida generado, y se abrirán nuevos menús que permiten ver los resultados.

Con más detalle, los pasos que se realizan son los siguientes:

1. El programa principal, la interfaz hecha en MatLab, escribe las variables de entrada que le hemos introducido previamente, junto con otras que no hemos permitido que el usuario modifique (el tipo de cálculo a realizar por DELSOL3, el número de divisiones del campo, los días a considerar para calcular la producción anual...) en el fichero *optimization_m.txt*, que contiene los datos para realizar una optimización.
2. Se ejecuta una línea de comandos en la terminal de windows, que primero llama a un programa auxiliar para escribir *optimization_m.txt* en *input.txt*, que es el fichero que leerá DELSOL3 para coger las entradas; y luego ejecuta DELSOL3 para realizar los cálculos. Cuando esto termina se devuelve el control al programa principal.
3. Se repite el paso 1, pero para generar el fichero *performance_m.txt*, en el que se escriben los datos para realizar un CDR del sistema que previamente ha optimizado

DELSOL3¹⁴.

4. Se ejecuta una segunda línea de comandos en la terminal de windows. Esta llama primero a un ejecutable auxiliar que escribe *performance.m.txt* en *input.txt*. En segundo lugar, se vuelve a ejecutar DELSOL3 con esta nueva entrada. Y tercero, se llama a una serie de programas auxiliares que extraen diferentes datos del fichero de salida generado por DELSOL3, y se devuelve el control a la interfaz.
5. Por último, se abren nuevos menús para ver los resultados de las simulaciones en la interfaz gráfica.

Al final del trabajo, en el anexo (página 53), hay un diagrama de flujo del programa que muestra de manera esquemática el funcionamiento del mismo.

4.4. Visualización de los resultados de la simulación

Cuando ha terminado el proceso de optimización y simulación, la interfaz gráfica nos permite ver los resultados de los cálculos que ha realizado DELSOL3.

Se abre el panel *simulation results*, que contiene dos menús: *data files* e *images and graphs*. El primero permite abrir diferentes ficheros con varios datos de la planta simulada: un desglose de la potencia producida y las pérdidas en el punto de diseño, información de la producción anual de la planta simulada, las dimensiones del campo y las del receptor. El segundo contiene tres tipos de imágenes: un gráfico que muestra a lo largo de un día la potencia térmica en el receptor, la potencia eléctrica neta producida, y la irradiancia, así como una opción para ver los datos en un fichero; otro gráfico que muestra la eficiencia óptica media de la planta en diferentes días a lo largo del año; y por último un mapa de colores, donde se ve la eficiencia óptica de cada una de las zonas del campo de heliostatos¹⁵.

¹⁴Los datos de sistema optimizado en el cálculo anterior son guardados por DELSOL3 en otro fichero. Y *performance.m.txt* contiene una variable que indica a DELSOL3 que tiene que calcular el rendimiento de un sistema que previamente ha optimizado, y accede automáticamente a los datos que guardó en la ejecución anterior.

¹⁵Las eficiencias ópticas de los dos gráficos incluyen la absorptividad del receptor.

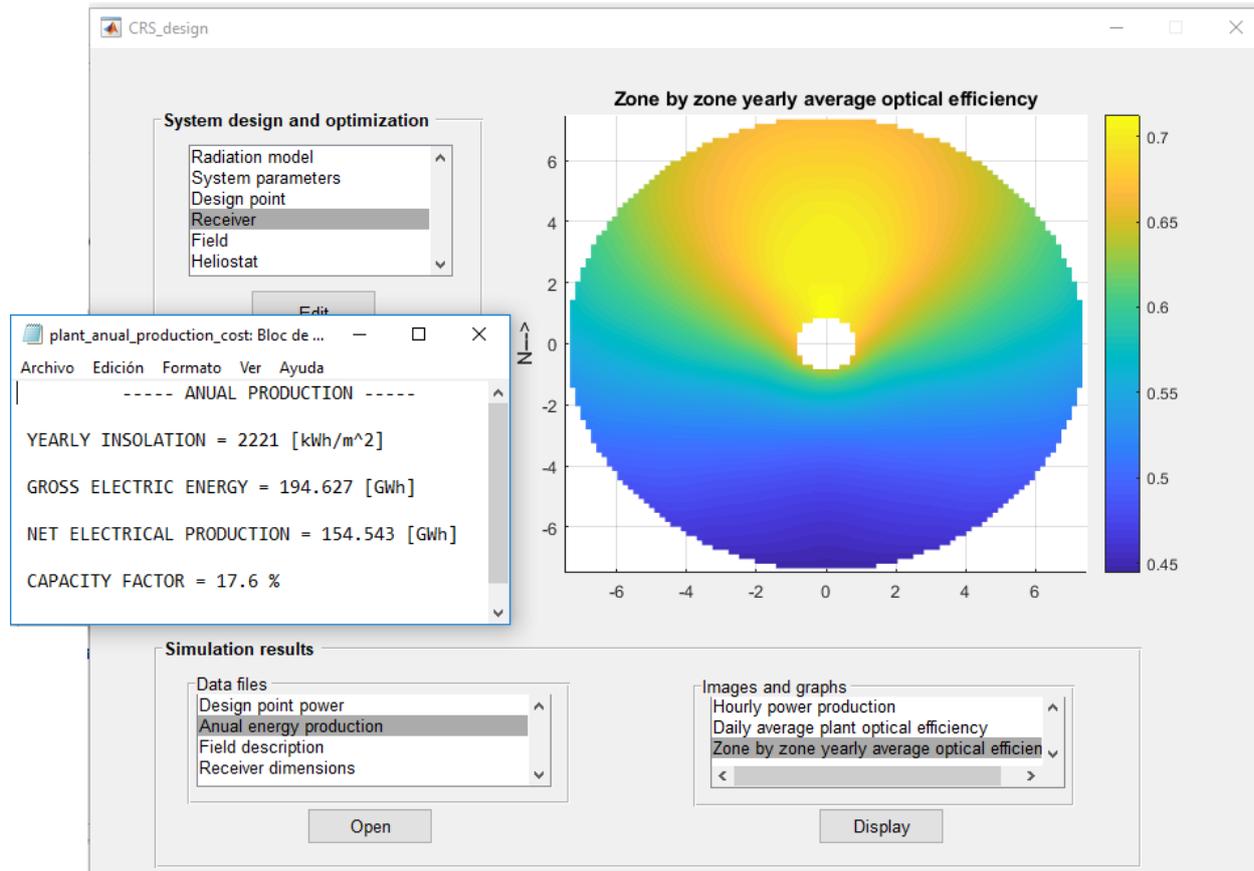


Figura 18: Vista de algunos resultados de la simulación con la interfaz gráfica. Se muestra un fichero con los datos de la producción anual, abierto al elegir la opción *Annual energy production*, en el menú *Data files*; y el mapa de eficiencia óptica de la planta, que se abre al seleccionar *Zone by zone yearly average optical efficiency* en el menú *Images and graphs*.

5. Diseño y Simulación de un SRC en diferentes localizaciones con la interfaz gráfica programada

Por último, vamos a utilizar la interfaz gráfica que hemos elaborado para diseñar y simular un SRC en tres localizaciones diferentes. Dicho software, nos permitirá hacer una comparación de los tres sistemas diseñados en base a diferentes datos como la producción anual o el área de receptor óptima.

5.1. Emplazamientos y datos de radiación

Uno de los primeros pasos a llevar a cabo en el diseño de una planta termosolar es la elección de la localización, y la obtención de datos de radiación solar directa. En nuestro caso, vamos a considerar la posibilidad de emplazar la planta en tres lugares diferentes: Sevilla, en España; Tucson, en los Estados Unidos; y Upington, en Sudáfrica. En la tabla 7, mostramos la latitud y la altitud de cada emplazamiento.

	Sevilla (España)	Tucson (EEUU)	Upington (Sudáfrica)
Latitud [°]	37.4	32.1	-28.4
Altitud [m]	31	779	814

Cuadro 7: Localizaciones utilizadas en las simulaciones

En cuanto a los datos de radiación, dado que DELSOL3 hace uso de modelos para calcularlos, hemos de elegir adecuadamente el modelo y el resto de parámetros para reproducir correctamente el perfil de irradiación anual. Para esta tarea nos hemos apoyado en datos de *Meteonorm*, una base de datos climáticos. Hemos realizado diferentes pruebas, variando el modelo y el factor de claridad, hasta conseguir que la irradiación acumulada en un año, calculada por DELSOL3, coincida con la del año tipo proporcionado por *Meteonorm*. En la figura 19, podemos ver la irradiación directa anual en cada uno de los emplazamientos, tanto la dada por *Meteonorm* como la calculada por DELSOL3, y vemos que hemos conseguido un ajuste casi perfecto¹⁶. Para esto, se han tenido que usar diferentes factores de claridad: 0.824 para Sevilla, 0.838 para Tucson y 0.948 para Upington.

¹⁶Esto no quiere decir que el modelo de DELSOL3 reproduzca exactamente los datos de *Meteonorm*. Solo en lo que respecta a la irradiación directa acumulada en un año.

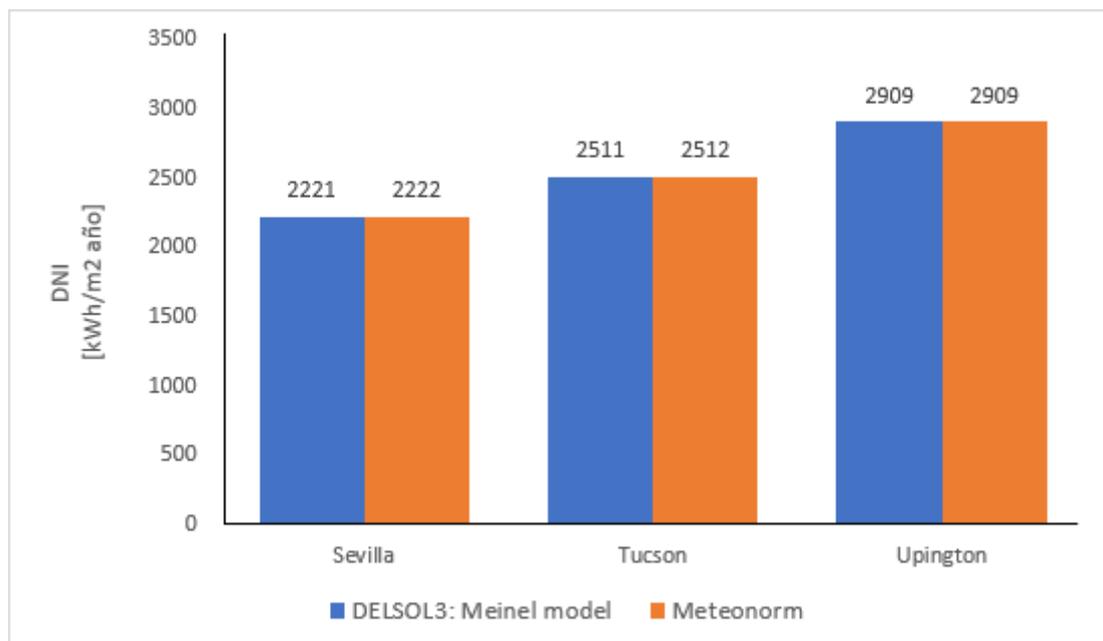


Figura 19: Irradiación directa anual en las tres localizaciones, proporcionada por DELSOL3, haciendo uso del modelo de Meinel con diferentes factores de claridad, y por Meteonorm.

5.2. Parámetros de diseño

Una vez hemos definido las localizaciones y disponemos de datos de radiación, pasamos a definir el sistema a través de los parámetros que nos permite editar la interfaz.

Lo primero de todo es establecer la potencia eléctrica neta en el punto de diseño, el múltiplo solar, y la eficiencia de la turbina (también en el punto de diseño):

Potencia neta*	Múltiplo solar	Eficiencia de la turbina*
100 MW _e	1.0	0.42

Cuadro 8: Parámetros básicos de diseño del sistema. * En el punto de diseño.

Hemos elegido un sistema sin almacenamiento, pese a que los STSC (y en particular los de receptor central) se caractericen por la posibilidad de disponer de muchas horas de almacenaje, para simplificar las simulaciones y el análisis de los resultados, lo que nos permitirá centrarnos con más detalle en otros aspectos. A pesar de todo, diseñar un sistema con múltiplo solar igual a uno no resulta tan extraño, sobretodo en plantas que usen agua como FTC debido a que estos sistemas no disponen de gran capacidad de almacenamiento (típicamente de 1-2 horas), a diferencia de los de sales fundidas. Además existen plantas comerciales como *Ivanpah* (EEUU) de 377MW_e¹⁷ que no dispone de almacenamiento [10].

¹⁷Tiene una potencia nominal tan alta porque dispone de tres torres diferentes, con sus respectivos campos de heliosatos y bloques de potencia.

El segundo paso es definir el punto de diseño, especificando el día y la irradiancia en el medio día solar, que será la hora de diseño. Para la elección del día, vamos usar el criterio de producir la máxima energía en un año, para ello se debe seleccionar el día en el que más radiación pueda captar el campo, y así no habrá ningún momento del año en el que la planta no pueda aprovechar toda la radiación que le llega. Teniendo en cuenta que el día con más irradiancia es el solsticio de verano y que además los campos de heliostatos circulares son más eficientes en el estío [7], será una buena elección tomar el solsticio de verano como día de diseño: 21 de Junio en el hemisferio norte (Sevilla y Tucson) y 21 de Diciembre en el hemisferio sur (Upington).

Respecto a la irradiancia en el punto de diseño, se ha tomado la que calcula DELSOL3 para el mediodía solar del día correspondiente en cada caso.

	Sevilla (España)	Tucson (EEUU)	Upington (Sudáfrica)
Día de diseño	21 de Junio	21 de Junio	21 de Diciembre
Irradiancia de diseño [W/m ²]	910	955	1025

Cuadro 9: Puntos de diseño en los tres emplazamientos simulados.

En tercer lugar, definimos los parámetros del receptor (tablas 10 y 11) . Como ya comentamos anteriormente será de tipo externo con forma cilíndrica. Por otro lado, el programa se encargará de buscar las dimensiones óptimas en cada emplazamiento, una vez le hayamos especificado los rangos de búsqueda y el número de puntos a considerar para cada variable. Los límites que hemos elegido están basados en tamaños típicos de torre y receptor usados en plantas comerciales.

En cuanto al fluido de transferencia de calor será agua. Aunque el programa no tenga ninguna opción en la que indicar el tipo de FTC, las diferencias entre un fluido u otro se pueden representar mediante ciertos parámetros, como el flujo máximo permitido en la superficie del receptor. Por ello mediante la elección de un flujo límite de 600kW/m², típico en receptores con agua [7] , estamos indicando el tipo de FTC.

Tipo	Externo cilíndrico
Absortividad	0.965
Flujo máximo permitido [kW/m ²]	600

Cuadro 10: Parámetros fijos del receptor.

	Límite inferior	Límite superior	Número de puntos
Altura óptica de la torre [m]	110	200	20
Diámetro del receptor [m]	12	26	20
Relación altura/diámetro del receptor	1.1	1.6	10

Cuadro 11: Rango de variación de las variables a optimizar del receptor, y número de puntos evaluados en cada intervalo.

Los últimos pasos son definir los parámetros de diseño del campo y del tipo de heliostato. Estos se muestran en las tablas 12 y 13. Dado que hemos elegido un receptor con forma cilíndrica, el campo será circular, y los límites han sido elegidos atendiendo a las recomendaciones del manual [7], que aconseja que la distancia mínima de los heliostatos a la torre sea de 0.75 veces la altura de la misma, y en cuanto a la distancia máxima, hemos elegido 7.5 veces la altura de la torre, algo más que la recomendada: 6-7, para dar más libertad a DELSOL3 en el diseño del campo (durante la optimización, DELSOL3 va rellenando las zonas con heliostatos hasta alcanzar la potencia necesaria en el receptor, por lo que las zonas más lejanas del campo pueden quedarse sin rellenar, siendo el campo más pequeño de lo establecido por los límites). Respecto al heliostato, hemos elegido el que tiene DELSOL3 por defecto.

Tipo de campo	Distancia mínima [$\times THT$]	Distancia máxima [$\times THT$]
Circular	0.75	7.5

Cuadro 12: Tipo de campo, y separación máxima y mínima de los heliostatos a la torre. Recordamos que THT es la altura óptica de la torre.

Forma	Altura [m]	Anchura [m]	Reflectividad media	Área de espejo/área total
Rectangular	9.93	9.91	0.91	0.970

Cuadro 13: Características del heliostato.

5.3. Análisis de los resultados

Una vez definida la planta, pasamos a ver los resultados de las simulaciones, centrándonos en: el área del receptor, el área total de espejos, la altura de la torre, la producción neta anual y el factor de capacidad. Estos se pueden ver en la tabla 14. Los datos obtenidos siguen, cada uno, una tendencia diferente, decreciendo o creciendo desde Sevilla, la ubicación con menor irradiación directa anual, mayor latitud y menor altitud; hasta Upington, el emplazamiento con mejores condiciones de radiación, más cercano al ecuador y situado a mayor altura.

	Sevilla (España)	Tucson (EEUU)	Upington (Sudáfrica)
Área del receptor [m ²]	1721	1468	1297
Área de espejos [ha]	53	49	45
Altura de la torre* [m]	141	136	130
Producción neta anual [GWh]	155	170	182
Factor de capacidad [%]	18	19	21

Cuadro 14: Resultados de las simulaciones para cada localización. *En este caso nos referimos a la altura real de la torre, desde el suelo a lo alto del receptor.

Una vez hemos visto los resultados, nos vamos a detener en cada uno de ellos para tratar entender porqué muestran estos comportamientos.

- **Área del receptor.** Hemos visto que este dato decrece desde un valor máximo de 1721[m²], para la planta en Sevilla, hasta 1297[m²] en Upington. Esta variación se debe a que la irradiancia en el punto de diseño va creciendo de Sevilla a Upington, y por tanto disminuye la superficie necesaria para recibir la misma potencia.
- **Área de espejos.** Al igual que la superficie del receptor, el área de espejos también disminuye de Sevilla a Upington. Este hecho se debe a que la eficiencia óptica del campo es mayor en los lugares más próximos al ecuador y con mayor altura. En la figura 20, podemos ver gráficos y mapas donde vemos la diferencia entre la eficiencia óptica en Sevilla y Upington, y se comprueba que el emplazamiento sudafricano cuenta con un campo más eficiente. En upington la eficiencia óptica media de la planta se mantiene siempre por encima de 0.6, y ningún día se superan los 0.65. Mientras que en Sevilla, el valor mínimo está por debajo de 0.6, y nunca se llegan a superar los 0.65 de eficiencia. Finalmente, si el campo tiene un mayor rendimiento son necesarios menos heliostatos para alcanzar la misma potencia en el receptor, haciendo que varíe el área de espejos necesaria en cada caso.

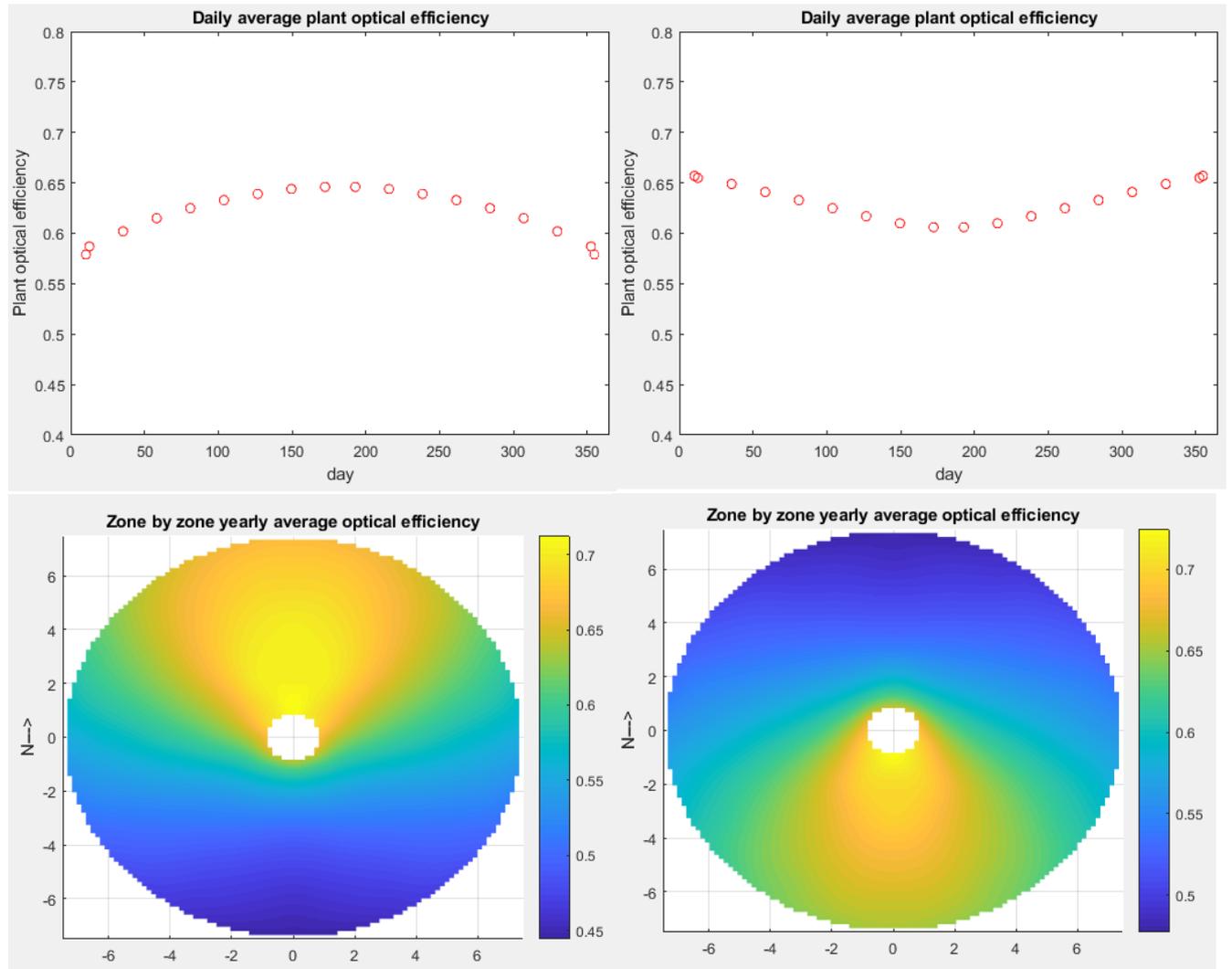


Figura 20: Arriba: gráficos de eficiencia óptica total de la planta en diferentes días a lo largo del año. Abajo: mapas de eficiencia óptica media del campo. En ambos casos las imágenes de la izquierda corresponden a Sevilla, y las de la derecha a Upington. Téngase en cuenta que la eficiencia óptica incluye la absortividad del receptor. Estas imágenes han sido extraídas de un pantallazo de la interfaz.

- **Altura de la torre.** Este parámetro también es más grande en Sevilla que en el resto de emplazamientos, donde es progresivamente menor. La menor altura de la torre está relacionada con el área de espejos. Al haber una menor superficie especular se requieren menos heliostatos, y por tanto estos se pueden distribuir de una forma más favorable por el campo. Por un lado, se puede aumentar la separación entre ellos, de manera que una torre más pequeña puede «verse» igualmente por un heliostato sin que se la tape el vecino. Por otro lado, si los heliostatos se sitúan más lejos del campo también requieren torres más altas, ya que al alejarse los espejos del centro del campo la torre se ve cada vez más cercana al horizonte y es tapada por el resto de heliostatos.
- **Producción neta anual y factor de capacidad.** Estos dos últimos valores van

creciendo de la ubicación más alejada del ecuador y con menor altura, a aquellas con menores latitudes¹⁸ y mayor altitud. Cabría pensar que esto se debe simplemente a que Upington recibe más irradiación directa a lo largo de un año que Tucson, y este a su vez más que Sevilla. Pero no es exactamente esto, ya que recordemos que las plantas de cada emplazamiento han sido diseñadas con diferentes configuraciones para alcanzar la misma potencia en el punto de diseño. Aunque Upington reciba más radiación, esta planta tiene un receptor de menor área y cuenta con una menor superficie de captación, de manera que la potencia nominal es la misma en los tres casos. La clave está en como se distribuye la radiación a lo largo del año. En zonas más próximas al ecuador, el sol describe trayectorias diarias con menor ángulo cenital (más altura solar) que en las zonas más cercanas a los polos. Esto hace que el sol tenga una altura adecuada para la operación de la planta un mayor número de horas al año, aumentando así el factor de capacidad y en consecuencia la producción anual. En las figuras 21 y 22, vemos la producción horaria en el solsticio de invierno en las plantas de Sevilla y Upington. Se puede observar que en un día, que no es el de diseño, la planta que se encuentra más próxima al ecuador es capaz de operar un mayor número de horas.

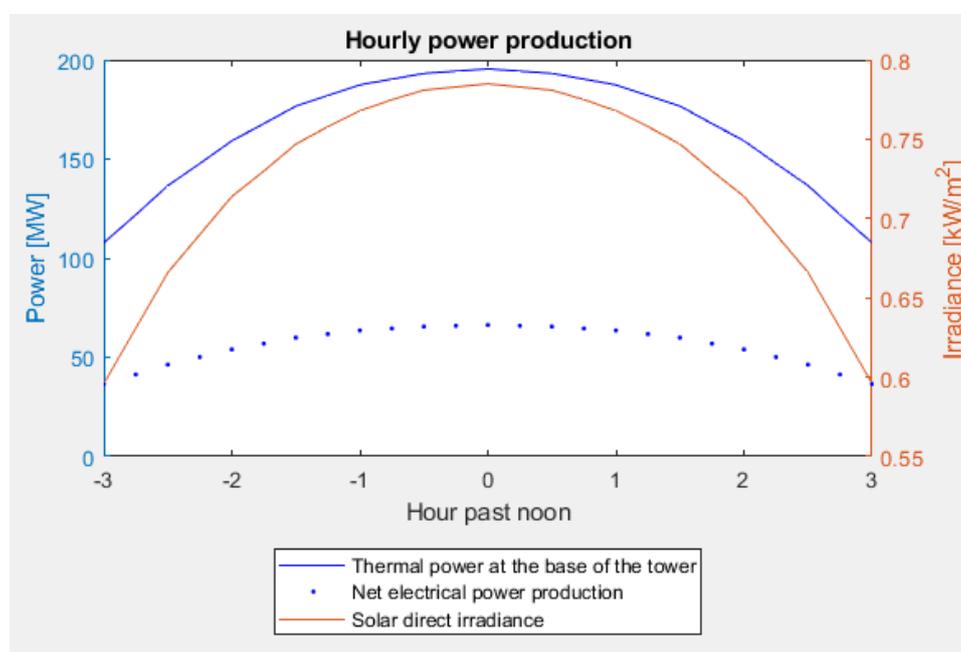


Figura 21: Potencia térmica que llega a la base de la torre, potencia neta generada e irradiancia solar directa a lo largo del solsticio de invierno en Sevilla. Este gráfico es un recorte de un pantallazo de la interfaz.

¹⁸Entiéndase el valor absoluto de la latitud.

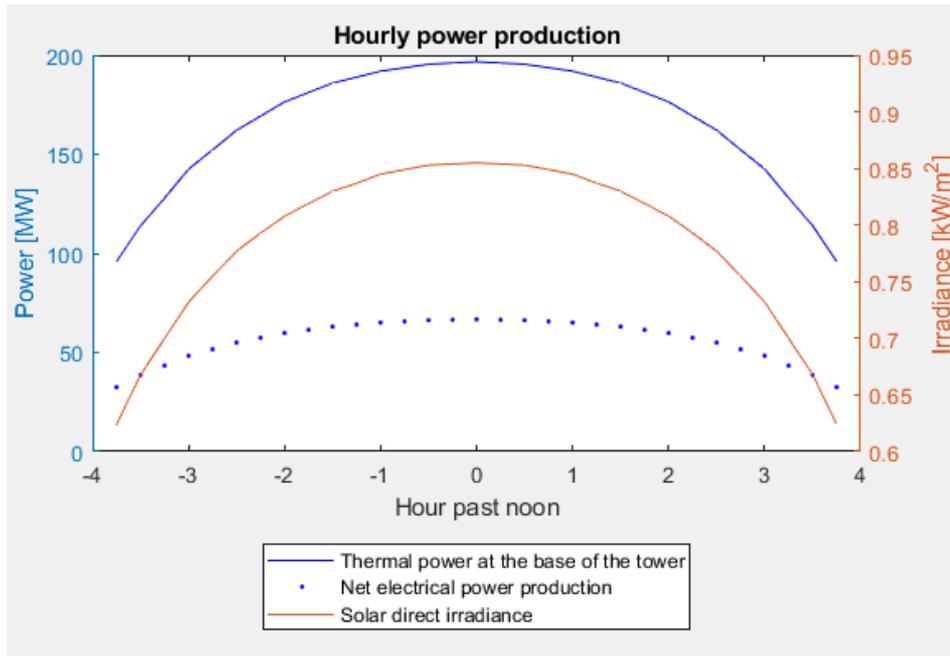


Figura 22: Potencia térmica que llega a la base de la torre, potencia neta generada e irradiancia solar directa a lo largo del solsticio de invierno en Upington. Este gráfico es un recorte de un pantallazo de la interfaz.

6. Conclusiones

A lo largo del trabajo hemos tratado el problema del diseño y la simulación de un SRC desde un punto de vista computacional.

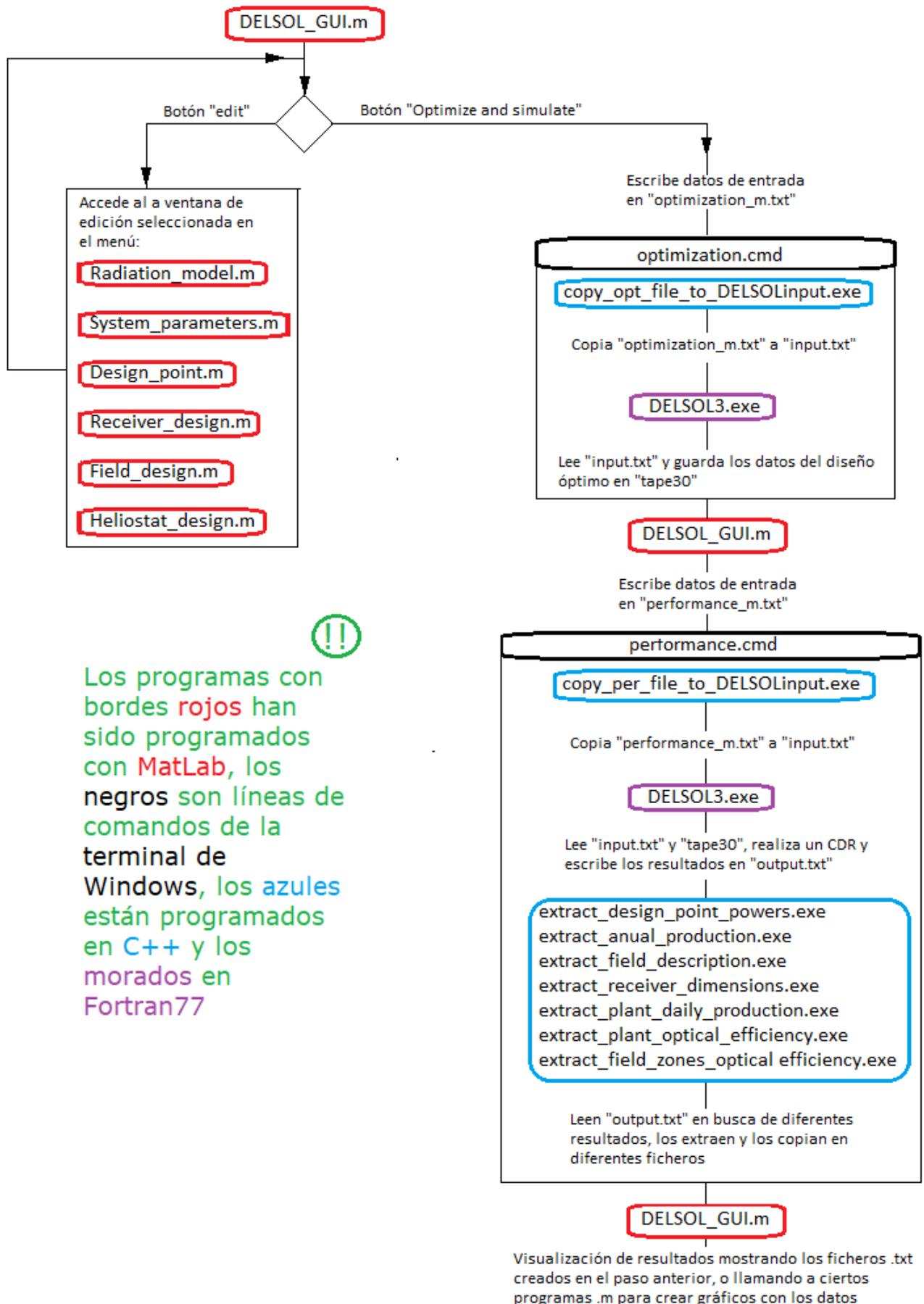
En primer lugar, hemos hablado sobre el código DELSOL3. Se ha mostrado qué tipos de cálculos permite hacer, cómo modela algunos de los elementos más importantes de un SRC, y qué tipos de ficheros de entrada y salida utiliza.

En segundo lugar, se ha programado la interfaz gráfica, para la que ha sido necesaria la realización de múltiples programas y funciones en diferentes lenguajes de programación (MatLab, C++, y el lenguaje de comandos de la terminal de Windows). Esta labor se ha completado satisfactoriamente. La interfaz permite introducir diferentes variables de entrada al código a través de varias ventanas, sin la necesidad de tener que escribir las variables directamente en el fichero de entrada y con la forma correcta, lo que requeriría estar continuamente consultando el manual de DELSOL3 para revisar los nombres de las variables y su posición en el fichero de entrada, el software desarrollado evita este problema. Además, desde la terminal se puede ejecutar el código, y permite ver los resultados de la simulación de forma ordenada en diferentes ficheros o mediante la visualización de gráficos. Esto ahorra mucho trabajo ya que, como se ha visto, DELSOL3 escribe todos los datos de salida en un único fichero de texto. La interfaz evita al usuario tener que conocer la localización de los datos que le interesan en el fichero de salida, y tener que extraerlos manualmente.

Por otro lado, el software programado no permite editar todas las variables de DELSOL3, hacer todos los tipos de cálculos que permite, ni visualizar todos los resultados que proporciona. Ya que esto requiere de una labor de programación bastante larga, pero que podría ser completada en el futuro.

Por último, hemos diseñado y simulado un SRC en tres ubicaciones diferentes: Sevilla (España), Tucson (EEUU) y Upington (Sudáfrica). Como características básicas, la planta cuenta con una potencia nominal de 100MWe, tiene un receptor externo con forma cilíndrica, un campo de heliostatos circular y no dispone de almacenamiento. El software generado ha permitido diseñar el sistema con diferentes configuraciones, para encontrar la alternativa más óptima en cada ubicación. Después hemos realizado un análisis de los resultados, donde hemos visto que la ubicación de Upington (Sudáfrica) es la más adecuada desde el punto de vista de las variables que hemos analizado: requiere el receptor con la menor superficie, el campo de heliostatos de menos extensión, la torre más baja, produce una mayor cantidad de energía al año, y cuenta con un mayor factor de capacidad.

A. Diagrama de flujo del programa elaborado



Referencias

- [1] International Energy Agency; (2017); *World energy outlook 2017; Executive summary*; https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO_2017_ExecutiveSummary_Spanish_version.pdf
- [2] International Energy Agency; (2017); *Renewables 2017. Analysis and forecasts to 2022*; <https://www.iea.org/Textbase/npsum/renew2017MRSsum.pdf>
- [3] International Energy Agency; (2014); *Technology Roadmap. Solar thermal electricity, 2014 edition*; https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technologyroadmapsolarthermalelectricity_2014edition.pdf
- [4] Red Eléctrica de España; [En línea] (Consulta: 5 Junio de 2018), <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>
- [5] Goswami, D. Yogi; Kreith, Frank; (2016); *Concentrating Solar Thermal Power; Energy Efficiency and Renewable Energy Handbook*; CPC Press Taylor & Francis Group. Estados Unidos; pp. 1237-1345.
- [6] Goswami, D. Yogi; (2015); *Solar Thermal power; Principles of solar engineering*; CPC Press Taylor & Francis Group; Estados Unidos; pp. 411-510.
- [7] Kuntz Falcone, Patricia; (1986) *A handbook for solar central receiver design*; Sandia National Laboratories, Livermore; Estados Unidos; 275 pp.
- [8] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, German Aerospace Center; *The Jülich Solar Power Tower*; [En línea] (Fecha de consulta 20/06/2018) https://www.dlr.de/sf/en/Portaldata/73/Resources/dokumente/grossanlagen/juelich/Juelich_Solar_Power_Tower-EN.pdf
- [9] Kistler, B.L; (1986), *A user's manual for DELSOL3: a computer code for calculating the optical performance and optimal system design for solar thermal central receiver plants*; Sandia National Laboratories; Estados Unidos; 240 pp.
- [10] Bright Source Limitless; *Ivanpah Project Facts*; [En línea] (Fecha de consulta 25/06/2018), http://www.brightsourceenergy.com/stuff/contentmgr/files/0/8a69e55a233e0b7edfe14b9f77f5eb8d/folder/ivanpah_fact_sheet_3_26_14.pdf