

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías
Industriales

**Análisis de la dependencia del dimensionado
de centrales termosolares de colectores
cilindro parabólicos con la latitud**

Autor: Gregorio Carazo Escudero

Tutor: Manuel Antonio Silva Pérez

Departamento de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

**Análisis de la dependencia del dimensionado de
centrales termosolares de colectores cilindro
parabólicos con la latitud**

Autor:

Gregorio Carazo Escudero

Tutor:

Manuel Antonio Silva Pérez

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Grado: Análisis de la dependencia del dimensionado de centrales termosolares de colectores cilindro parabólicos con la latitud

Autor: Gregorio Carazo Escudero
Tutor: Manuel Antonio Silva Pérez

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por ser siempre un punto de apoyo en mi vida.

A Manuel Silva Pérez, por su ayuda y dedicación en la realización de este trabajo.

RESUMEN

En este trabajo se estudia y analiza la influencia de la latitud en el dimensionado de plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos. Para llevar a cabo este estudio, se utiliza el programa de simulación System Advisor Model (SAM), en el que se introducen los datos meteorológicos de año de cielo despejado (CSY) y de año típico (TMY), para distintos emplazamientos caracterizados por su latitud. A través de un estudio paramétrico, se encuentra una combinación de parámetros claves en el dimensionado de una central de colectores cilindro parabólicos que hacen mínimo el Coste Nivelado de la Energía (LCOE) y, sobre los cuales, se realiza el análisis de la influencia de la latitud y de la meteorología a la hora de diseñar una planta termosolar de estas características.

Los resultados obtenidos indican la clara dependencia del dimensionado de las plantas de concentración de energía solar de la irradiancia directa normal (DNI). Mientras mayor sea la DNI menor será el LCOE y las características del campo solar que se requieren para hacer este coste lo mínimo posible. A su vez, la DNI que llega a un emplazamiento depende de la latitud, de la nubosidad y de la turbiedad atmosférica, que también depende de la altitud de la localización.

Entre los resultados de este trabajo, destaca que a medida que aumenta la latitud, la orientación N-S de los colectores va perdiendo sus ventajas frente a una orientación E-O. También se deduce que la meteorología tiene más influencia en el múltiplo solar si la orientación de los colectores es N-S que E-O.

Mediante este trabajo se establece la importancia de considerar, a la hora de dimensionar un planta termosolar de colectores cilindro parabólicos, tanto la latitud como las condiciones meteorológicas del emplazamiento donde se va a colocar la planta.

ABSTRACT

In this project, an analysis about the latitude's influence in the sizing of parabolic through collector (PTC) thermosolar plants is carried out. In order to do so, the simulation program System Advisor Model (SAM) processes the meteorological data from clear sky year (CSY) and typical meteorological year (TMY) in different locations. Through a parametrical study, a combination of key parameters in the sizing of a PTC plant is found. These parameters are the ones with which the minimum Levelized Cost of Energy (LCOE) is obtained and, based on them, the influence of latitude and meteorology in the sizing of these types of plants is studied.

The results from this work indicate the clear dependence on direct normal irradiance (DNI) when dimensioning solar energy concentration plants. The higher the DNI is, the lower the LCOE is and so are the characteristics of the solar field that are required to make this cost as low as possible. Moreover, the DNI that reaches a site also depends on its latitude, cloudiness and atmospheric turbidity which is also related to the altitude of the site.

Among the results from this project, it points out that as latitude increases, the orientation N-S of the collectors loses its advantages over an E-W orientation. It is also observed that meteorology has more influence over the solar multiple if the orientation of the collectors is N-S than if it is E-W.

This work establishes the importance of considering when sizing a parabolic through collector solar concentrating plant, both the latitude and the meteorological conditions of the site where the plant will be placed.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	14
2. OBJETIVOS.....	15
3. ANTECEDENTES.....	16
3.1 La radiación solar	16
3.2 La energía termosolar en España.....	19
4. CENTRALES DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS	22
4.1 El colector cilindro parabólico	23
4.2 Bloque de potencia	27
4.3 Almacenamiento térmico.....	28
4.4 Múltiplo solar	30
4.5 LCOE.....	31
5. METODOLOGÍA	32
5.1 Descripción y uso de SAM (System Advisor Model)	35
5.1.1 Diseño del sistema.....	36
5.1.2. Campo solar.....	37
5.1.3. Colectores	37
5.1.4. Receptores	38
5.1.5. Ciclo de potencia y almacenamiento térmico.....	39
5.1.6. Control del sistema y límite de red.....	40
5.2 Simulación.....	42
5.2.1 Análisis paramétrico	42
6. RESULTADOS.....	44
6.1 Boulder	45
6.2 Brasilia.....	50
6.3 Goodwin Creek.....	54
6.4 Sevilla	57
6.5 Tamanrasset.....	60
6.6 Discusión global	63
7. CONCLUSIONES	67
ANEXO I: Obtención de la DNI y Temperatura húmeda en el punto de diseño en cada emplazamiento.....	68
BIBLIOGRAFÍA	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Irradiación solar	16
Fig. 2 Componentes de la radiación solar	17
Fig. 3 Posición del sol respecto una superficie	18
Fig. 4 Mapa mundial de la radiación global	18
Fig. 5 Evolución de la potencia instalada renovable	19
Fig. 6 Evolución de la potencia termosolar instalada mundial	20
Fig. 7 Centrales termosolares en España	21
Fig. 8 Campo solar	22
Fig. 9 Esquema CCP	23
Fig. 10 Esquema de un tubo absorbente típico de un CCP	25
Fig. 11 Seguimiento solar típico de un CCP orientado N-S	26
Fig. 12 Sistema de seguimiento solar de un solo eje (izquierda: N-S; derecha: E-O)	26
Fig. 13 Sombras entre filas de colectores	27
Fig. 14 Ciclo de Rankine con recalentamiento y regeneración	28
Fig. 15 Esquema de una planta CCP con almacenamiento térmico	30
Fig. 16 Producción diaria de potencia térmica para diferentes múltiplos solares	31
Fig. 17 Parte de archivo CSV con datos meteorológicos	33
Fig. 18 Función de distribución acumulada DNI para CSY Boulder	34
Fig. 19 Elección del modelo en SAM	36
Fig. 20 Parámetros y variaciones de los receptores	39
Fig. 21 Periodo tarifario	41
Fig. 22 Producción anual	43
Fig. 23 Flujos de caja después de impuestos.	44
Fig. 24 DNI en CSY y TMY para Boulder	45
Fig. 25 Variación del LCOE y de la producción anual en CSY Boulder	47
Fig. 26 Variación del LCOE y de la producción anual en TMY Boulder	47
Fig. 27 Comparación de la producción mensual para orientación N-S y E-O	50
Fig. 28 DNI para CSY y TMY en Brasilia.	51
Fig. 29 Variación del LCOE y de la producción anual en CSY Brasilia	52
Fig. 30 Variación del LCOE y de la producción anual en TMY Brasilia	52
Fig. 31 DNI para CSY y TMY Goodwin Creek	54
Fig. 32 Variación del LCOE y la producción anual para CSY Goodwin Creek	55
Fig. 33 Variación del LCOE y la producción anual para TMY Goodwin Creek	55
Fig. 34 DNI para CSY y TMY en Sevilla	57
Fig. 35 Variación LCOE y producción anual para CSY Sevilla	58
Fig. 36 Variación LCOE y producción anual para TMY Sevilla	58
Fig. 37 DNI para CSY y TMY Tamanrasset	60
Fig. 38 Variación del LCOE y de la producción anual para CSY en Tamanrasset.	61
Fig. 39 Variación del LCOE y de la producción anual para TMY en Tamanrasset	61
Fig. 40 Función de distribución de DNI Boulder CSY	68
Fig. 41 Función de distribución de DNI Boulder TMY	69
Fig. 42 Función de distribución de T ^a húmeda Boulder TMY	69
Fig. 43 Función de distribución de DNI Brasilia CSY	70

Fig. 44	Función de distribución de DNI Brasilia TMY	70
Fig. 45	Función de distribución de T ^a húmeda Brasilia TMY	71
Fig. 46	Función de distribución de DNI Goodwin Creek CSY	71
Fig. 47	Función de distribución de DNI Goodwin Creek TMY	72
Fig. 48	Función de distribución de T ^a húmeda Goodwin Creek TMY	72
Fig. 49	Función de distribución de DNI Sevilla CSY	73
Fig. 50	Función de distribución de DNI Sevilla TMY	73
Fig. 51	Función de distribución de T ^a húmeda Sevilla TMY	74
Fig. 52	Función de distribución de DNI Tamanrasset CSY	74
Fig. 53	Función de distribución de DNI Tamanrasset TMY	75
Fig. 54	Función de distribución de T ^a húmeda Boulder TMY	75

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1 Datos de Andasol-1 para SAM	32
Tabla 2 Emplazamientos	33
Tabla 3 DNI y temperatura de bulbo húmeda de diseño en cada emplazamiento	35
Tabla 4 Geometría del colector Eurothrough ET150.....	37
Tabla 5 Geometría del receptor Siemens UVAC 2010.....	38
Tabla 6 DNI anual de Boulder	46
Tabla 7 Resultados óptimos para Boulder	48
Tabla 8 Características del campo solar para Boulder	49
Tabla 9 DNI anual Brasilia	51
Tabla 10 Resultados óptimos para Brasilia.....	53
Tabla 11 Características del campo solar para Brasilia	53
Tabla 12 DNI anual Goodwin Creek	54
Tabla 13 Resultados óptimos para Goodwin Creek.....	56
Tabla 14 Características del campo solar Goodwin Creek	56
Tabla 15 DNI anual Sevilla	57
Tabla 16 Resultados óptimos para Sevilla.....	59
Tabla 17 Características del campo solar para Sevilla	59
Tabla 18 DNI anual en Tamanrasset.....	60
Tabla 19 Resultados óptimos para Tamanrasset.....	62
Tabla 20 Características del campo solar para Tamanrasset	62
Tabla 21 Resultados para CSY en todos los emplazamientos	63
Tabla 22 Resultados para TMY en todos los emplazamientos	65
Tabla 23 Comparativa de la diferencia relativa del LCOE entre orientación N-S y E-O para CSY y TMY. Los valores están referidos al LCOE obtenido para una orientación N-S en cada emplazamiento	66

1. INTRODUCCIÓN

La tecnología de colectores cilindro parabólicos (CCP) ha demostrado ser la tecnología solar térmica más madura y con menor coste disponible hoy en día. Como consecuencia, gran parte de los proyectos para la construcción de plantas comerciales de energía solar térmica se basan en estos tipos de colectores. La mayoría de estas plantas están constituidas por un campo solar, un generador de vapor, un ciclo de potencia y un sistema de almacenamiento térmico.

Los sistemas de concentración solamente son capaces de captar la radiación directa, por lo que es necesario que los colectores roten sobre un eje para seguir la trayectoria del sol a lo largo del día. La radiación solar directa que recibe la superficie colectora depende de factores como la latitud, la meteorología o la orientación de los colectores. En el dimensionamiento de una planta termosolar de CCP, resulta fundamental el conocimiento de la influencia de estos factores en el funcionamiento de la planta.

Dependiendo de la latitud y la meteorología del emplazamiento elegido para colocar la planta termosolar, parámetros como el múltiplo solar, la orientación de los colectores o el distanciamiento entre las filas de colectores tomaran unos valores u otros. Estos parámetros provocan cambios en el tamaño del campo solar, el rendimiento de la planta, el LCOE o la producción anual de energía.

En este trabajo, se comprueba la importancia que tiene la latitud y, consecuentemente, la meteorología, en los parámetros que definen el dimensionado de una planta termosolar de colectores cilindro parabólicos.

2. OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo es analizar la influencia de la latitud en el dimensionado de una central de colectores cilindro parabólicos. Mediante un análisis paramétrico empleando el programa de simulación SAM, se pretende encontrar cómo afecta la latitud en una serie de parámetros importantes en el dimensionado de una planta termosolar. Por medio de los datos meteorológicos de año de cielo despejado, se estudia cómo influye la latitud, y con los de año típico, la importancia que tiene la meteorología a la hora de que los colectores capturen la mayor cantidad de radiación solar posible, produciendo así más energía térmica. Este estudio se lleva a cabo comparando los resultados que se obtienen de las características de la planta para distintos emplazamientos con diferente latitud.

3. ANTECEDENTES

3.1 La radiación solar

La energía solar proviene del sol, donde se producen reacciones de fusión de los átomos de hidrógeno, dando lugar a átomos de helio y liberando gran cantidad de energía, de la cual solo llega a la Tierra una pequeña parte, debido a la presencia de la atmósfera terrestre.

El sol emite radiaciones electromagnéticas y se comporta como un cuerpo negro a una temperatura de 6000 K. Las radiaciones que emite, abarcan desde el infrarrojo hasta el ultravioleta; estas últimas al ser sus longitudes de onda más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera, principalmente por el ozono. La energía solar que se disipa en el espacio tiene un valor de $3,87 \cdot 10^{26}$ W. [1]

La irradiancia es la unidad de medida de la radiación solar que llega a la Tierra y se expresa en W/m^2 . Siendo la distancia entre el sol y la tierra de $1,5 \cdot 10^{11}$ m, el flujo de energía solar que alcanza la Tierra, fuera de la atmósfera, es de $1361 W/m^2$, esta es la llamada constante solar.

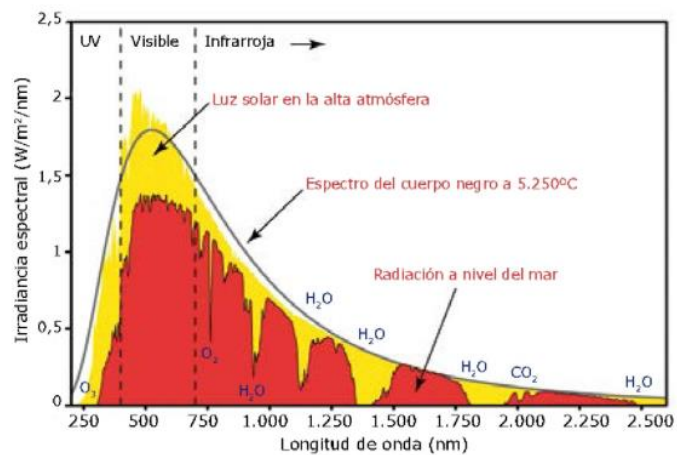


Fig. 1 | Irradiación solar

La radiación solar que llega a la Tierra depende de varios factores, como son las condiciones climatológicas, la época del año, la orientación de la superficie receptora y la latitud del lugar. En este trabajo se va a estudiar la influencia de la latitud y, consecuentemente, de la meteorología en las plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos; los factores mencionados anteriormente van a ser fundamentales para este análisis, ya que tienen gran influencia sobre la radiación solar directa que llega al colector.

Sobre la superficie terrestre la radiación solar incidente se manifiesta de tres maneras diferentes:

- Radiación directa, es la que proviene directamente del sol. Dentro de la radiación directa está la radiación normal directa (DNI) que es la que incide perpendicularmente en el sistema de captación, es decir, es la que llega en la dirección del rayo incidente.
- Radiación difusa, es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma.
- Radiación reflejada, es aquella reflejada por la superficie terrestre.

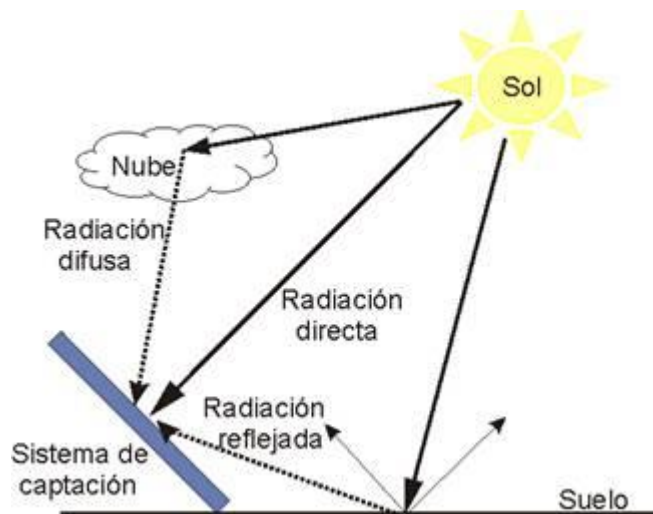


Fig. 2 | Componentes de la radiación solar

El sol sigue un movimiento de Este a Oeste respecto a la tierra. La posición del sol viene definida por su altitud sobre el horizonte, y por su azimut (ángulo entre la proyección en el plano horizontal de la línea que une el Sol a la Tierra y el eje norte-sur en el mismo plano).

El ángulo de incidencia que forman los rayos solares con la normal de una superficie afecta a la cantidad de radiación solar que recibe la superficie. El aprovechamiento térmico del colector está muy influenciado por el ángulo de incidencia, ya que limita la cantidad de radiación solar directa que resulta aprovechable por el colector. Este ángulo va a estar presente en la mayor parte del tiempo que el colector esté en funcionamiento, ya que toma un valor nulo en momentos muy concretos, por lo que, para conocer el comportamiento térmico del colector, es fundamental el cálculo del ángulo de incidencia. Dependiendo del valor del ángulo de incidencia, el colector rota alrededor de su eje con el objetivo de que el ángulo de incidencia sea lo menor posible y captando así la mayor cantidad de radiación solar directa posible.

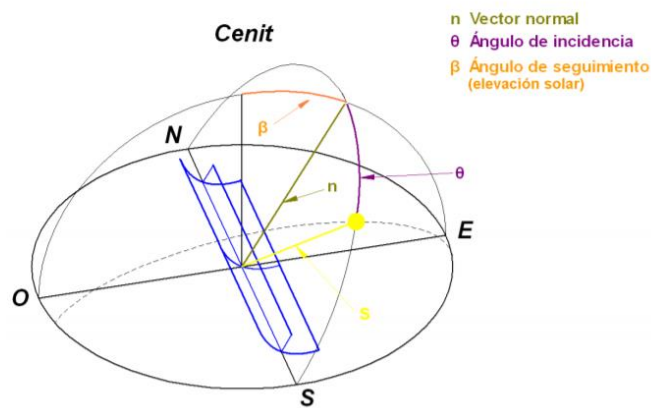


Fig. 3 | Posición del sol respecto una superficie

Debido a la forma de la Tierra, de su superficie y de su posición respecto al sol, la energía solar recibida en cada punto de la Tierra no es la misma. Por ello, existen lugares en los que conviene más que otros aprovechar la energía solar.

Se conoce como “cinturón solar” a la zona situada entre las latitudes $\pm 35^\circ$ respecto al ecuador. En esta zona, se concentran los valores máximos de radiación debido a que los rayos solares llegan a la superficie terrestre de una forma más perpendicular sobre esas latitudes, principalmente, en las épocas de verano de cada hemisferio. En el cinturón solar, los niveles de radiación son mayores de 1700 kWh/m^2 al año, por lo que los países incluidos en esta franja resultan interesantes como lugares para instalar centrales termosolares dado su potencial para producir energía.

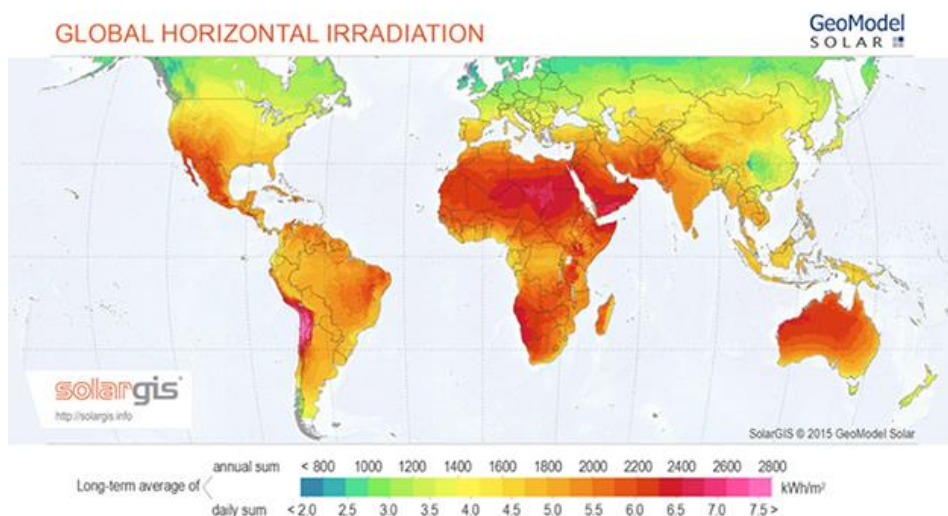


Fig. 4/ Mapa mundial de la radiación global

3.2 La energía termosolar en España

Durante el año 2019 se produjo el incremento más elevado de potencia instalada renovable de los últimos diez años, casi un 14% más que a finales del 2018. Por primera vez, el 50% del parque generador de energía eléctrica en España corresponde a instalaciones de energía renovable.

La potencia instalada solar se situó a finales del 2019 en 11,2 GW (8,9 GW correspondientes a solar fotovoltaica y 2,3 GW a solar térmica) lo que representa alrededor del 10% del total de la potencia instalada en España.

Ese año se generaron 14407 GWh anuales, un 18,2% por encima del año anterior, y el valor anual registrado hasta el momento. Esta producción representa el 5,5% del total de la generación anual, correspondiendo el 3,5% para la fotovoltaica y el 2% para la solar térmica. [2]

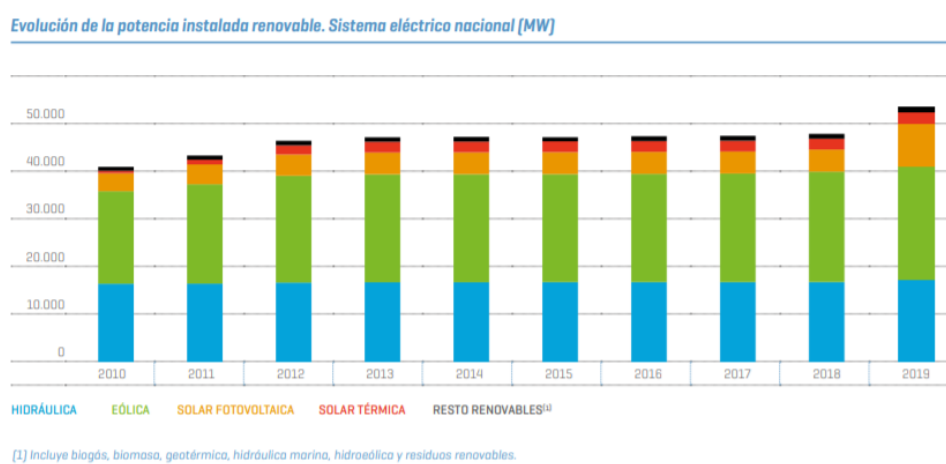


Fig. 5 | Evolución de la potencia instalada renovable

A finales de 2016, según IRENA (International Renewable Energy Agency) había 5 GW instalados de concentración de energía solar (CSP) en el mundo. España con 50 plantas de concentración, cuenta con 2,3 GW, mientras que Estados Unidos tiene alrededor de 1,7 GW.

Los 2,3 GW de plantas termosolares representaron el 3,9% de la potencia instalada renovable en la España peninsular (2,2% sobre la potencia total), y aportaron al sistema eléctrico 5,2 GWh en 2019, lo que supuso el 5,2% de la generación renovable (2,1% de la generación total).

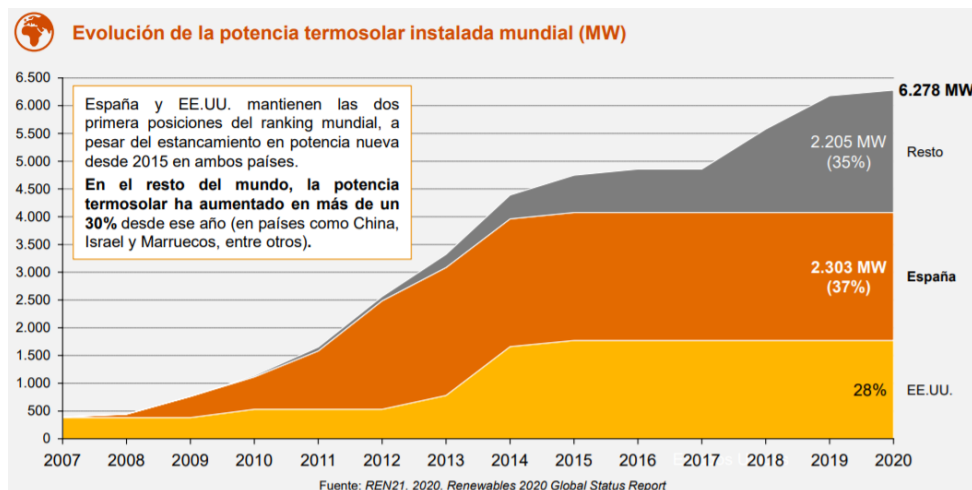


Fig. 6 | Evolución de la potencia termosolar instalada mundial

Las empresas españolas de energía solar térmica están presentes en más del 75% de los proyectos en el mundo, siendo un gran ejemplo de exportación de tecnología de esta categoría.

La energía termosolar genera mucho más empleo directo e inducido por MW instalado que el resto de las tecnologías renovables. Otro aspecto importante es que esta tecnología contribuye más al PIB que el ingreso regulado que recibe del estado, ayudando así al aumento de la riqueza en el país. Cabe destacar que el 96% de estas plantas están instaladas en municipios con menos de 50.000 habitantes, contribuyendo así a los municipios más afectados por despoblación, desempleo y con unos ingresos menores que la media nacional. [3]

Solo 6 comunidades autónomas tienen instalaciones de energía solar térmica, siendo Andalucía la región con más potencia instalada y que, junto a Extremadura, acapara el 80% de la potencia total instalada de esta tecnología. En la figura 7, se presenta el número de centrales termosolares por provincia junto con la potencia instalada en cada una de ellas.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 define los objetivos de reducción de emisiones de CO₂, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Para conseguirlos, presenta una hoja de ruta para la próxima década que es coste-eficiente y coherente con la neutralidad de emisiones. En este sentido, el PNIEC ha establecido un ambicioso objetivo de penetración de energías renovables en el sistema eléctrico español y, en concreto, para la tecnología termosolar. En su escenario prospectivo para esta tecnología durante los próximos 10 años, el PNIEC contempla una potencia instalada de 2,5 GW adicionales para 2025 y otros 2,5 GW para 2030, hasta sumar un total de 7,3 GW de plantas termosolares en España al finalizar la década, el triple de la capacidad actual. [4]



Fig. 7 | Centrales termosolares en España

4. CENTRALES DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS

Las centrales de concentración de energía solar funcionan focalizando la radiación solar en un cierto punto, con ello se aumenta la irradiancia en un depósito o tubería que almacena o transporta el fluido caloportador. Mediante este procedimiento se consigue incrementar la temperatura del fluido por encima de la temperatura ambiente.

El campo solar es el conjunto de dispositivos que transfieren y almacenan la energía procedente del sol. Por medio de espejos cóncavos se concentra la radiación solar y un fluido caloportador transfiere la energía obtenida al agua que posteriormente entra en el ciclo de potencia.

El campo solar es el elemento de la planta termosolar con mayor superficie, está formado por captadores cilindro parabólicos que se organizan en lazos. Los lazos son el conjunto de captadores que rotarán en torno a un eje horizontal mediante servomotores. Los captadores de un mismo lazo rotan los mismos grados en función de la posición del sol para aprovechar la mayor cantidad de radiación solar intentando hacer mínimo el ángulo de incidencia.

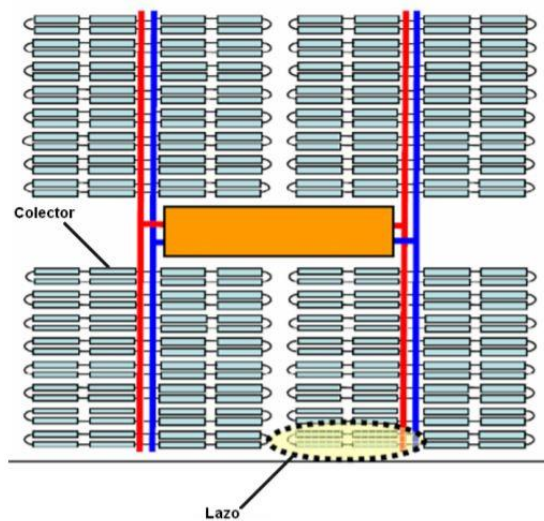


Fig. 8 | Campo solar

4.1 El colector cilindro parabólico

Los colectores cilindro parabólicos (CCP) transforman la radiación solar directa en energía térmica calentando un fluido de trabajo que circula por un tubo absorbente que recibe esta radiación y se encuentra situado en la línea focal de la parábola.

Al contrario que los colectores empleados en aplicaciones de baja temperatura, los colectores captan la radiación solar directa pero no hacen lo mismo con la radiación difusa, por ello no es conveniente colocarlos en zonas de alta nubosidad.

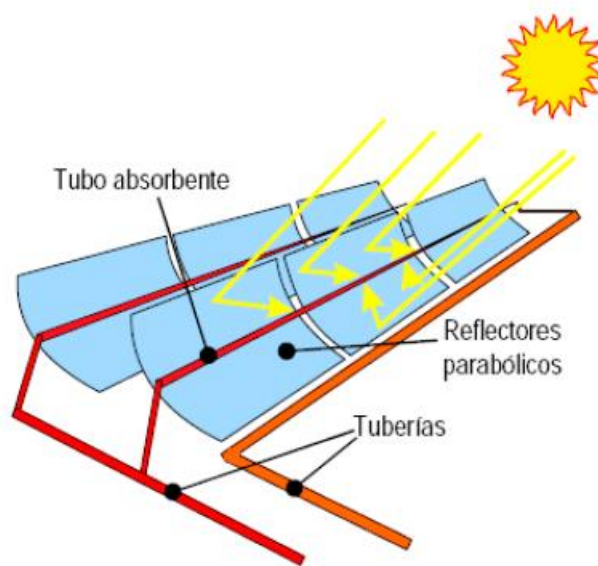


Fig. 9 | Esquema CCP

Los componentes o elementos principales de un CCP son:

- El reflector cilindro parabólico
 - El tubo absorbente
 - El sistema de seguimiento del sol
 - La estructura metálica
-
- El **reflector cilindro-parabólico** refleja y concentra sobre su línea focal, donde se encuentra el tubo absorbente, la radiación solar directa que incide sobre su superficie. Se trata de un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de parábola, que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa su plano de apertura.

La reflexión se lleva a cabo mediante películas de plata o aluminio situadas sobre un soporte que aporta rigidez. El soporte para la superficie reflectante puede ser plástico, una chapa metálica o vidrio. El material debe tener unas características que eviten la degradación por humedad, por los contaminantes en el aire y por la radiación ultravioleta.

Si se emplea una chapa metálica, el material tiene la función tanto de soporte como de reflectante, la principal ventaja es el bajo coste. Sin embargo, debido al deterioro a la intemperie de la reflectividad del aluminio no suelen emplearse en aplicaciones industriales.

En el caso del plástico, se deposita una película de plata o aluminio sobre él consiguiendo así la reflectividad deseada. El inconveniente de emplear plástico es que presenta grandes daños por la erosión causada por las partículas transportadas por el aire además de daños por radiación.

La opción más extendida en el sector es utilizar vidrio al que se le añade una capa de plata para aumentar la reflectancia, además de una película de cobre y una capa de pintura epoxi para reducir los daños. Según el espesor del vidrio donde se coloca la película reflexiva de plata, se tienen dos tipos diferentes de espejos: vidrio grueso si el espesor es de 3 mm, o vidrio delgado si el espesor es de 1,5 mm.

- Del **tubo absorbente** depende en gran medida el rendimiento global del colector, por lo que es uno de los elementos fundamentales de todo CCP (Colector Cilindro Parabólico). Puede constar de un tubo o, más frecuentemente, de dos tubos concéntricos. En este último caso, el tubo interior, por el que circula el fluido que se calienta, es metálico y el exterior de cristal.

El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una absorptividad mayor del 90% y una baja emisividad en el espejo infrarrojo menor que el 30%, lo que proporciona un elevado rendimiento térmico.

El tubo de cristal tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y de proteger de las incidencias meteorológicas su recubrimiento selectivo. El tubo de cristal suele llevar también un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad a la radiación solar y, consiguientemente, el rendimiento óptico del colector.

El vacío entre la cubierta de vidrio y el tubo absorbente de acero se consigue mediante los *getters* que tienen forma de alambre o lámina y absorben los gases que puedan aparecer en este espacio debido a la adsorción, absorción u oclusión.

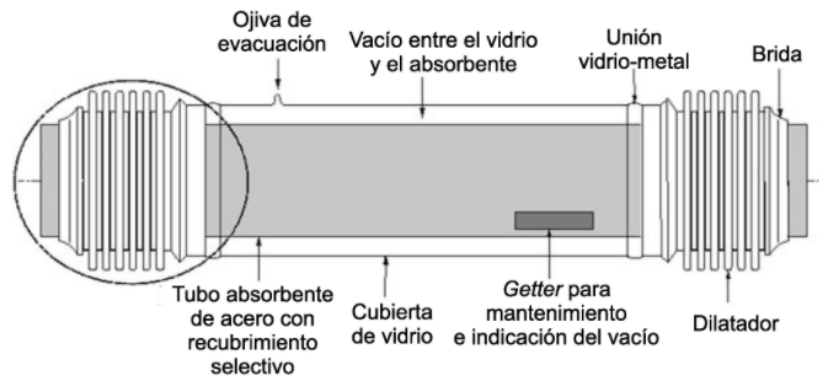


Fig. 10 | Esquema de un tubo absorbente típico de un CCP

El tipo de fluido que circula por el interior del tubo receptor depende de la temperatura máxima de operación. Si las temperaturas deseadas son moderadas, menores de 200 °C, se puede utilizar agua desmineralizada o una mezcla con etileno-glicol. Si se requieren temperaturas más altas, entre 200 y 450 °C, el fluido empleado es aceite sintético. Para altas temperaturas, si se utiliza agua, para evitar que se evapore, habría que mantenerla a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares, esto provocaría que las tuberías estuvieran sometidas a altas presiones.

Trabajar a menores presiones permite usar materiales más económicos para las tuberías y simplificar la instalación y sus medidas de seguridad. Uno de los principales fallos que ocurren en este elemento tiene lugar en la soldadura entre el vidrio y el metal y en los extremos encargados de absorber las dilataciones térmicas del tubo de acero y la cubierta de vidrio.

- El **sistema de seguimiento** solar mueve el colector a lo largo del día en función de la posición del sol para aprovechar la radiación solar directa intentando hacer mínimo el ángulo de incidencia. El sistema de seguimiento solar más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje. La figura 11, muestra esquemáticamente este tipo de seguimiento solar de un colector cilindro parabólico con una orientación N-S.

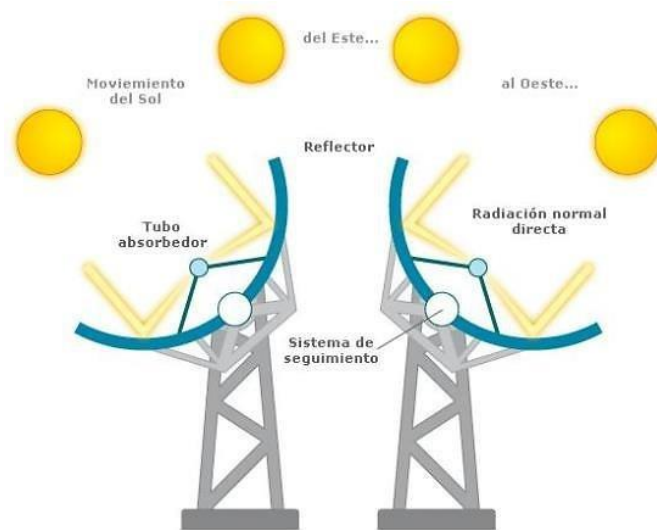


Fig. 11 | Seguimiento solar típico de un CCP orientado N-S

Normalmente, los CCP se instalan de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Este-Oeste o Norte-Sur, y su elección depende de la latitud del emplazamiento elegido para la central. Elegir la orientación del eje de giro de los colectores dependiendo de la latitud es uno de los objetivos de este trabajo, a partir de los datos meteorológicos teóricos (Clear Sky Years) se analizará cómo afecta la latitud a los parámetros de diseño.

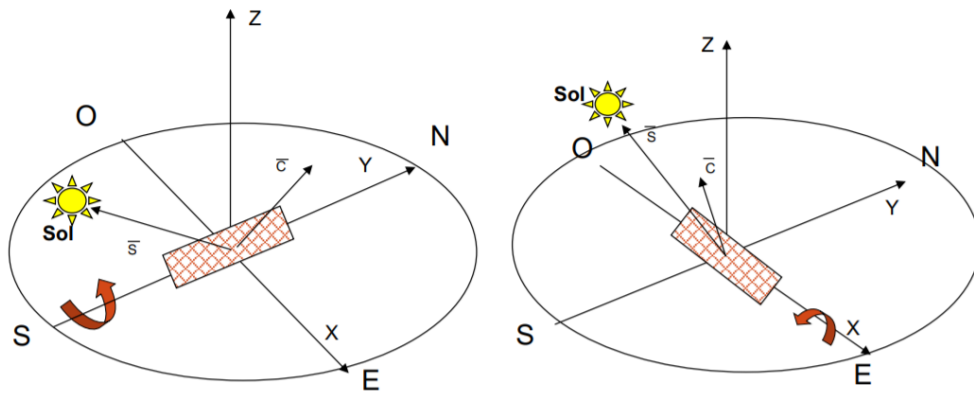


Fig. 12 | Sistema de seguimiento solar de un solo eje (izquierda: N-S; derecha: E-O)

En el proceso de aprovechamiento térmico de la radiación solar directa por parte del colector cilindro parabólico, aparecen una serie de pérdidas. Estas pérdidas se pueden dividir en tres grupos:

- Pérdidas ópticas
- Pérdidas térmicas
- Pérdidas geométricas

Otro de los factores cuya influencia se va a evaluar en este trabajo es el espaciado entre filas de colectores. Las pérdidas debidas a la posición relativa entre filas de colectores están causadas por la sombra parcial que algunos colectores pueden proyectar sobre otros. Mientras mayor distancia exista entre las filas paralelas de colectores, menor es el sombreado que aparece. Sin embargo, mayor distancia entre filas provoca un aumento del área necesaria para el campo solar, lo que implica un aumento en las pérdidas de bombeo y pérdidas térmicas que pueden producirse en el sistema de tuberías.

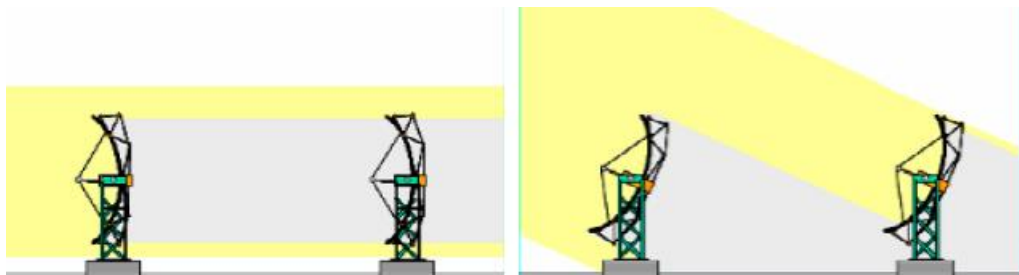


Fig. 13 | Sombras entre filas de colectores

4.2 Bloque de potencia

Normalmente, el ciclo termodinámico empleado en centrales de colectores cilindro parabólicos es un ciclo de Rankine con recalentamiento y regeneración, representado en la figura 14.

Mediante un intercambiador agua/aceite se consigue el vapor necesario para el funcionamiento de las turbinas que están acopladas a un generador encargado de producir la electricidad.

El ciclo está limitado por la temperatura máxima que puede alcanzar el fluido de trabajo del campo solar. Por las propiedades del aceite térmico, la temperatura máxima que se puede alcanzar son 400 °C, por lo tanto, las temperaturas del vapor generado no son muy altas.

Por este motivo, una vez el vapor sale de las turbinas de alta presión en condiciones de saturación, es necesario que pase por un sobrecalentador para que vuelva a su fase gaseosa y pueda haber expansión en las turbinas de baja presión. Sin este sobrecalentamiento, se formarían gotas de agua dentro del cuerpo de baja presión que favorecen la corrosión y la aparición de daños en las turbinas.

En las turbinas de alta y baja presión hay extracciones del vapor que se hacen pasar por precalentadores de alta y baja presión.

Cuando el vapor sale de las turbinas de baja presión, pasa por un condensador donde alcanza su estado líquido y a continuación sufre un precalentamiento en los intercambiadores de calor con el vapor que había sido extraído de las turbinas.

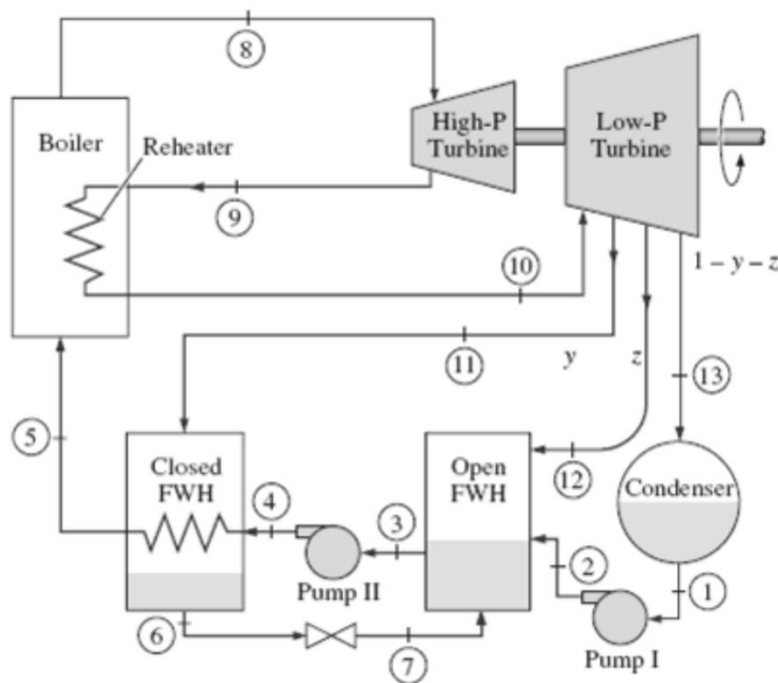


Fig. 14 | Ciclo de Rankine con recalentamiento y regeneración

4.3 Almacenamiento térmico

Al contrario que otras tecnologías de energía renovable como la eólica o la fotovoltaica, las plantas de concentración de energía solar pueden almacenar la energía térmica, aumentando así su capacidad de distribución.

Sin almacenamiento térmico, en días nublados y durante las horas nocturnas, al no recibir radiación solar suficiente, no se podría satisfacer la demanda de electricidad ya que no se tendría la potencia térmica mínima necesaria para producir energía. En estos casos se tendría que parar la producción de la planta dejando así de suministrar electricidad a la

red. Además, se sometería al bloque de potencia a una serie de paradas y arranques que disminuyen la vida útil de los equipos a la vez que perjudica al rendimiento de la planta.

La planta Andasol-1 situada en Aldeire, Granada, fue la primera planta de colectores cilindro parabólicos en el mundo en implementar un sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas con una capacidad de 49,9 MWe y un almacenamiento térmico de 7,7 horas.

Actualmente la única forma de almacenamiento térmico en proyectos comerciales de concentración de energía solar es un almacenamiento térmico de calor sensible con sales fundidas como medio de almacenamiento. Estas sales están compuestas por un 60% de Nitrato de Sodio (NaNO_3) y un 40% de Nitrato de Potasio (KNO_3) y normalmente reciben el nombre de sal solar.

Las sales fundidas son almacenadas en grandes tanques y el calor sensible es absorbido o transmitido dependiendo de la radiación solar disponible y de la demanda de potencia eléctrica. En el caso de plantas de colectores cilindro parabólicos se utiliza un sistema de almacenamiento indirecto de dos tanques. Las sales fundidas se almacenan con una diferencia de temperatura que se usa para modificar el calor sensible. La temperatura menor está definida por la temperatura de congelación de la sal fundida, aproximadamente de 250 °C, mientras que la temperatura mayor, que debería ser lo más alta posible para conseguir la mayor transformación posible de calor en trabajo mecánico, está limitada por el fluido de transferencia de calor del campo solar y el material de las tuberías.

Durante el día, la energía térmica del campo solar se emplea para mantener la turbina a plena carga y el resto de la producción del campo solar se almacena para un uso posterior. Durante períodos nublados, se descarga el almacenamiento para mantener la planta funcionando hasta que pasen las nubes. Cuando se pone el sol, el almacenamiento se descarga completamente para continuar con la producción durante la noche. La energía almacenada en los tanques se valora como el número de horas que el bloque de potencia va a poder trabajar a plena potencia gracias al almacenamiento térmico.

En proyectos comerciales de colectores parabólicos, las temperaturas de diseño son 386 °C para el tanque caliente y 292 °C para el frío. Aunque la sal fundida permitiría mayores temperaturas, la temperatura del tanque caliente está limitada por el uso de aceite térmico como fluido de trabajo ya que solo es químicamente estable hasta alrededor de 400 °C. Durante el modo de carga de los tanques, la sal fundida pasa del tanque frío al caliente pasando por un intercambiador de calor por donde circula también el aceite. En la figura 15, se puede ver un esquema de un planta termosolar de colectores cilindro parabólicos con un almacenamiento térmico indirecto con sal fundida.

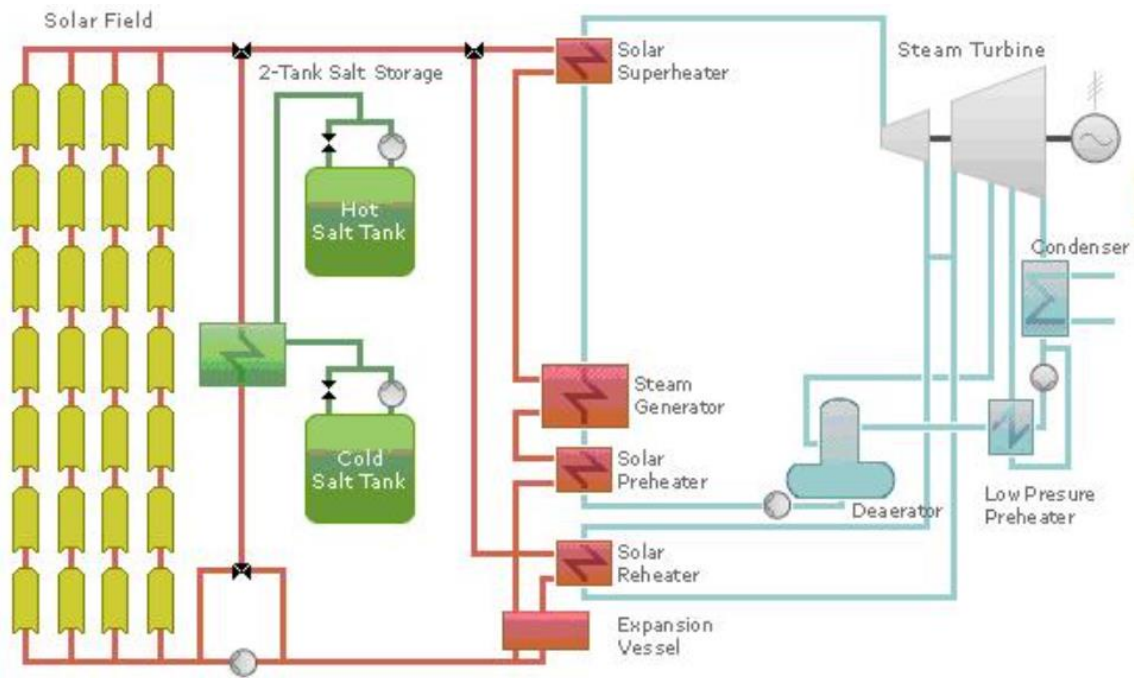


Fig. 15 | Esquema de una planta CCP con almacenamiento térmico

4.4 Múltiplo solar

El múltiplo solar se define como el cociente entre la potencia térmica producida por el campo solar en el punto de diseño y la potencia térmica que necesita el bloque de potencia en condiciones nominales. Este parámetro representa la relación entre el tamaño del campo solar y el bloque de potencia en función de la potencia térmica nominal.

El múltiplo solar es un parámetro útil para evaluar el rendimiento económico de plantas termosolares de diferentes tamaños. [7]

Normalmente, en plantas solares el múltiplo solar es mayor que la unidad, esto se debe a que hay que conseguir las condiciones nominales del bloque de potencia durante un intervalo de tiempo más largo que el obtenido si el múltiplo solar fuera igual a uno. En la figura 16, se representa la potencia térmica producida en función de diferentes múltiplos solares. A pesar de esto, múltiplos solares altos en plantas sin almacenamiento térmico, conducen a una sobreproducción de energía térmica que no puede ser utilizada para la generación de electricidad. [8]

El múltiplo solar óptimo depende del tamaño del campo solar, la ubicación de la planta y los parámetros del bloque de potencia en el punto de diseño. En este trabajo se va a estudiar la influencia de la latitud en el dimensionado de una planta solar analizando el LCOE según la variación del múltiplo solar, la orientación de los colectores y el distanciamiento entre filas de colectores. Se toma una central de referencia, se simula con los datos característicos de distintos emplazamientos y mediante un análisis paramétrico de los conceptos mencionados anteriormente, se analiza la influencia de la latitud.

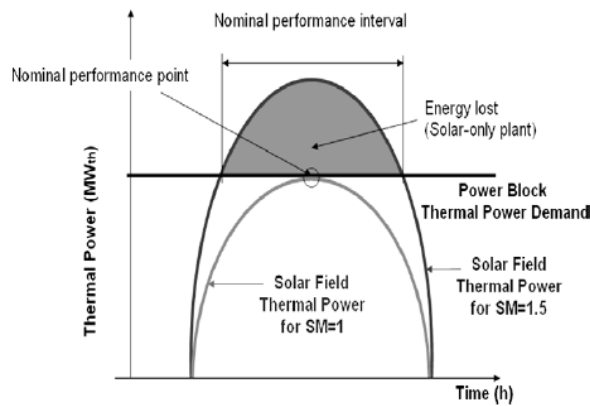


Fig. 16 | Producción diaria de potencia térmica para diferentes múltiplos solares

4.5 LCOE

El LCOE (Levelized Cost of Energy o Coste Nivelado de la Energía) permite comparar diferentes tecnologías cuando existen escalas de operación distintas y diferentes inversiones y tiempos operativos. Por ejemplo, el LCOE se podría usar para comparar el coste de la energía generada por una fuente renovable con el de una planta de combustibles fósiles. [10]

El LCOE es aquel coste que, si es asignado a cada unidad de energía producida (o ahorrada) por el sistema en el periodo de análisis, iguala al TLCC (Total life-cycle cost) o coste total del ciclo de vida cuando es descontado al año base. El LCOE se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\sum_{n=1}^N \frac{Q_n * LCOE}{(1 + d)^n} = TLCC$$

Donde:

LCOE = Levelized Cost of Energy o Coste Nivelado de la Energía

TLCC = Total life-cycle cost o Coste total del ciclo de vida

Q_n = producción o ahorro de energía en el año n

d = tasa de descuento

N = periodo de análisis

5. METODOLOGÍA

Para los distintos emplazamientos en los que se va a analizar la influencia de la latitud, se va a tomar Andasol-1 como central de referencia. Andasol-1 es una central termosolar de colectores cilindro parabólicos que se encuentra en Aldeire, a 40 km al este de Granada. Fue la primera central de colectores cilindro parabólicos construida en Europa y la primera en el mundo en incorporar almacenamiento térmico.

La planta tiene una capacidad nominal de 50 MWe y ocupa un poco menos de 500 acres. Pertenece y es operada por ACS-Cobra Energy que invirtió cerca de 310 millones de euros para construir la planta. [6]

La Tabla 1 muestra los cambios respecto los valores por defecto que tiene el programa de simulación SAM basados en Andasol-1.

Page	Variable	Valor por defecto	Andasol-1
Campo solar	HTF	Therminol VP-1	Therminol VP-1
	Temperatura de salida del lazo	391 °C	393 °C
	Número de colectores por lazo	8	4
Colectores (SCAs)	Modelo	Solargenix SGX-1	EuroThrough ET150
Receptores (HCEs)	Modelo	-	Siemens UVAC 2010 (*)
Ciclo de potencia	Potencia de diseño	111 MW	55 MW
	Rendimiento del ciclo	0,3774	0,381
Almacenamiento térmico	Horas de almacenamiento	6 hr.	7,5 hr.

Tabla 1 | Datos de Andasol-1 para SAM

(*) En Andasol-1 realmente se utilizan receptores Solel UVAC 3, sin embargo, empleamos receptores Siemens UVAC 2010 ya que ofrecen mejores prestaciones al ser un modelo más moderno.

Tomando como central de referencia Andasol-1 con los datos establecidos anteriormente, se estudia la influencia de la latitud para analizar cómo sería el dimensionado de la central para los distintos emplazamientos que se presentan en la tabla 2.

Emplazamiento	Boulder	Brasilia	Goodwin Creek	Sevilla	Tamarraset
Latitud	40,017	-15,92	34,25	37,41	22,79
Longitud	-105,250	-47,67	-89,867	-5,9	5,529
Altitud [m]	1634	960	98	31	1378

Tabla 2 | Emplazamientos

Para cada emplazamiento se tiene una serie de datos meteorológicos tanto para un año de cielo despejado, Clear Sky Year (CSY), como para un año típico, Typical Meteorological Year (TMY). Estas series de datos se generan mediante el programa Meteornom y cada una de ellas viene en un archivo CSV (Comma Separated Values) con el que se trabaja en SAM y a partir del cual, se comienza el dimensionado de la planta; se muestra cómo aparecen los datos del archivo CSV en la figura 17.

```
Source,Location ID,City,State,Country,Latitude,Longitude,Time Zone,Elevation
MN7,724710,Boulder,CO,US,40.017,-105.250,-7,1634
Year,Month,Day,Hour,GHI,DNI,DHI,Tdry,Tdew,RH,Pres,Wspd,Wdir,Snow Depth
2005,1,1,0,0,0,5.1,-11.6,28,840,2.0,218,0.000
2005,1,1,1,0,0,0,4.4,-11.5,30,840,1.6,207,0.000
2005,1,1,2,0,0,0,3.7,-12.1,30,840,1.7,204,0.000
2005,1,1,3,0,0,0,3.0,-12.3,31,840,1.9,265,0.000
2005,1,1,4,0,0,0,2.3,-12.6,32,840,1.5,218,0.000
2005,1,1,5,0,0,0,1.6,-12.2,35,840,1.7,207,0.000
2005,1,1,6,0,0,0,0.9,-12.7,35,840,1.4,231,0.000
2005,1,1,7,21,248,10,1.6,-13.2,32,840,2.0,192,0.000
2005,1,1,8,160,722,39,3.8,-12.9,28,840,1.9,214,0.000
2005,1,1,9,323,884,58,6.2,-13.7,22,840,3.9,253,0.000
2005,1,1,10,447,959,69,8.3,-15.4,17,840,3.6,140,0.000
2005,1,1,11,515,990,74,10.1,-15.7,14,840,3.9,226,0.000
2005,1,1,12,519,993,74,11.2,-15.8,13,840,4.6,190,0.000
2005,1,1,13,461,968,70,11.8,-16.1,12,840,5.1,148,0.000
2005,1,1,14,345,904,60,11.8,-15.8,13,840,4.8,190,0.000
2005,1,1,15,186,765,43,10.8,-14.8,15,840,5.8,221,0.000
2005,1,1,16,34,359,14,9.2,-14.0,18,840,4.8,36,0.000
2005,1,1,17,0,0,0,8.6,-12.3,21,840,5.1,200,0.000
2005,1,1,18,0,0,0,8.0,-12.5,22,840,3.9,187,0.000
2005,1,1,19,0,0,0,7.4,-12.4,23,840,3.4,191,0.000
2005,1,1,20,0,0,0,6.8,-12.5,23,840,3.0,204,0.000
2005,1,1,21,0,0,0,6.2,-13.1,23,840,2.1,165,0.000
2005,1,1,22,0,0,0,5.6,-14.6,21,840,1.6,220,0.000
2005,1,1,23,0,0,0,5.0,-14.1,23,840,1.5,171,0.000
2005,1,2,0,0,0,0,4.4,-13.8,25,840,1.5,202,0.000
2005,1,2,1,0,0,0,3.8,-14.3,25,840,2.4,175,0.000
```

Fig. 17 | Parte de archivo CSV con datos meteorológicos

En las dos primeras líneas encontramos información básica del emplazamiento: código identificador del lugar, nombre de la estación, estado en el que se encuentra (en el caso de EE. UU), latitud, longitud, zona horaria GMT y elevación.

En las líneas sucesivas se incluyen los siguientes datos para cada hora de cada día del año que hacen un total de 8760 horas: irradiancia horizontal global (GHI), irradiancia normal directa (DNI), irradiancia horizontal difusa (DHI), temperatura de bulbo seco, temperatura de bulbo húmedo, humedad relativa, presión atmosférica, velocidad del viento, dirección del viento y espesor de nieve.

Para el diseño hay que definir dos parámetros meteorológicos, uno es la irradiancia normal directa de diseño (DNI) y el otro la temperatura de bulbo húmeda. Para cada emplazamiento, estos parámetros se obtienen de su función de distribución acumulada, normalmente para el diseño, se toma el percentil 95. En el caso de la DNI se excluyen los valores nulos ya que corresponden a las horas nocturnas. Se presenta la función de distribución acumulada para la DNI, en el punto de diseño, de año de cielo despejado en Boulder en la figura 18. En el anexo I se incluyen todas las gráficas de los distintos emplazamientos, tanto para la DNI, como para la temperatura de bulbo húmedo.

Para el estudio de la latitud, como interesa que ésta sea independiente de la meteorología, al analizar el comportamiento de la planta para año de cielo despejado, se toma la misma temperatura húmeda en todos los emplazamientos, en este caso 25 °C.

Con este procedimiento se obtienen la irradiancia directa normal y la temperatura de bulbo húmedo de diseño para año de cielo despejado y año típico en cada emplazamiento, se incluyen estos valores en la tabla 3.

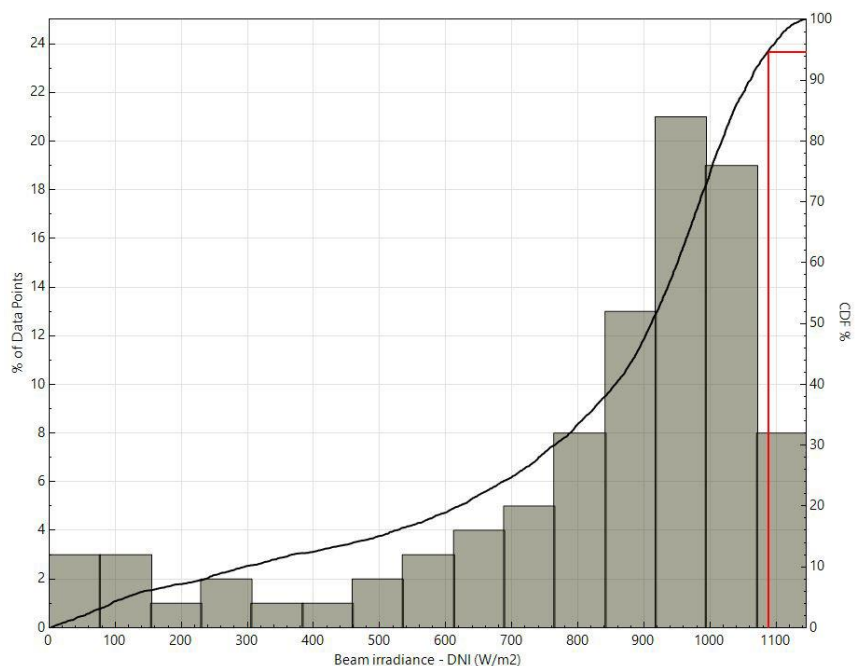


Fig. 18 | Función de distribución acumulada DNI para CSY Boulder

Emplazamiento	Boulder	Brasilia	Goodwin Creek	Sevilla	Tamanrasset
DNI CSY [W/m²]	1100	1100	1000	960	1020
DNI TMY [W/m²]	980	980	850	900	1000
Temperatura húmeda [°C]	18	22	25	21	17

Tabla 3 | DNI y temperatura de bulbo húmeda de diseño en cada emplazamiento

Al tener en cuenta la meteorología, la irradiancia directa normal en un día de año típico es menor que un día de cielo despejado al verse alterada por factores como la nubosidad. Con los parámetros de diseño para CSY se analiza la influencia de la latitud y con los de TMY la influencia de la meteorología.

5.1 Descripción y uso de SAM (System Advisor Model)

Una vez se tienen generados los archivos CSV para año de cielo despejado (CSY) y para año típico (TMY) de cada emplazamiento, se procede a la simulación de la planta termosolar de colectores cilindro parabólicos mediante el programa System Advisor Model.

System Advisor Model (SAM) es un software tecno-económico que calcula el rendimiento e indicadores financieros, como la rentabilidad, de proyectos de energía renovable. Las herramientas de simulación que incluye facilitan el análisis paramétrico; en el caso de este trabajo, de la concentración de energía solar.

Los colectores cilindro parabólicos son un sistema de concentración solar; dentro de esta tecnología, se escoge el modelo físico y entre los modelos financieros se elige contrato de compraventa de electricidad para “un solo propietario”, como se indica en la figura 19. Actualmente, el modelo financiero seleccionado es el más común dentro de los proyectos de energía termosolar que se están llevando a cabo.

Una vez se tiene la tecnología y el modelo financiero, se carga en el programa el archivo CSV con los datos meteorológicos de cada emplazamiento. Para cada uno de ellos se harán dos simulaciones: una para año de cielo despejado y otra para año típico.

El programa permite optimizar la planta según el criterio que considere el usuario. En este trabajo se seleccionó la “opción de múltiplo solar”, en la que el programa dimensiona la planta de colectores cilindro parabólicos en función del valor del múltiplo solar. El análisis de la influencia de la latitud se lleva a cabo mediante un análisis paramétrico en el que interesa obtener un LCOE mínimo en función del múltiplo solar, la orientación de los colectores y el espaciado entre filas de colectores.

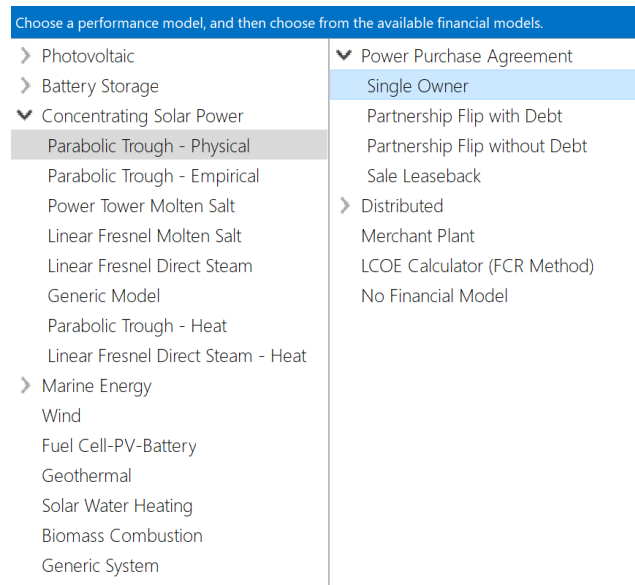


Fig. 19 | Elección del modelo en SAM

5.1.1 Diseño del sistema

En esta sección del programa se definen los parámetros en el punto de diseño los cuales permiten determinar las características nominales de cada parte del sistema cilindro parabólico.

Como el objetivo es analizar la influencia de la latitud en el dimensionado de la planta, uno de los parámetros a optimizar es el múltiplo solar, por ello, se escoge la opción 1 (modo múltiplo solar). En esta opción el programa calcula la apertura total y el número de lazos a partir del valor del múltiplo solar que se introduce. Al comenzar el dimensionado para cada emplazamiento, se deja el múltiplo solar que trae el programa por defecto, en este caso tiene un valor de 2. Posteriormente una vez se lleve a cabo la simulación y se realice el análisis paramétrico, se estudiarán los resultados y se actualizará el múltiplo solar óptimo. Junto al múltiplo solar se analizan también la orientación de los colectores y la distancia entre filas. La combinación óptima de estos tres parámetros será aquella con la que se obtenga el menor LCOE.

En este apartado se introduce la DNI de diseño obtenida de la manera explicada anteriormente y los datos que se toman de Andasol-1, central de referencia, como la temperatura de entrada y salida del lazo del fluido que circula por el receptor, el rendimiento térmico del ciclo, la potencia de diseño de la turbina y las horas de almacenamiento térmico. Los valores introducidos en esta sección y la siguiente que son diferentes de los que el programa trae por defecto se encuentran en la tabla 1, presentada anteriormente.

A medida que se van introduciendo los datos, el programa calcula otros parámetros como el número de lazos, la potencia térmica del ciclo o la apertura del campo solar. Sin embargo, estos resultados no van a ser los definitivos ya que cuando se actualicen los parámetros óptimos, van a cambiar.

5.1.2. Campo solar

En la página del campo solar, el programa muestra las variables y las opciones que definen el tamaño y las propiedades del campo solar, junto a las propiedades del fluido de trabajo.

En esta sección se definen los otros dos parámetros que se van a analizar en función de la latitud, la distancia entre filas de colectores y el ángulo de acimut de los colectores; por defecto el programa da un valor de 15 metros a la distancia entre filas de colectores y un acimut de 0°. Al igual que en el caso del múltiplo solar, una vez analizados los resultados, se actualizarán estos valores. En este apartado, antes de simular, la única modificación que se hace es cambiar el número de colectores por lazo, en este caso 4.

5.1.3. Colectores

En este capítulo se define el colector que se va a colocar en la planta termosolar, en el caso de estudio se seleccionan colectores EuroTrough ET150, cuya geometría se presenta en la tabla 4.

Área de apertura reflectiva	Ancho de apertura	Longitud del montaje de colectores	Número de módulos por colector
817,5 m ²	5,75 m	150 m	12

Tabla 4 | Geometría del colector Eurothrough ET150

El modelo de colector parabólico EuroTrough ET150 tiene una longitud de 150 metros y presenta tubos receptores que pueden funcionar con varios fluidos de trabajo en grandes campos solares. Con una concentración óptica 82:1 se pueden alcanzar temperaturas por encima de los 500 °C.

El colector está formado por 12 módulos idénticos de colectores y posee un área de apertura de 817,5 m². Cada módulo contiene 28 paneles parabólicos de vidrio (7 a lo largo del eje horizontal entre los pilones y 4 en la sección transversal vertical). Cada espejo está sujeto a la estructura por 4 puntos en su parte trasera, esto permite al cristal doblarse dentro del rango de su flexibilidad sin que su punto focal se vea afectado. [9]

En el apartado anterior se ha definido que hay cuatro colectores por lazo, en cada lazo se va a utilizar el mismo modelo de colector. SAM permite combinar hasta 4 modelos diferentes para cada lazo, aunque esto no sea muy común.

5.1.4. Receptores

El receptor elegido para la planta termosolar es el modelo Siemens UVAC (Universal Vacuum Air Collector) 2010, cuyas características geométricas se representan en la tabla 5. Como se ha mencionado anteriormente, en la planta Andasol-1 el modelo de receptores es Solel UVAC 3, pero se elige el otro modelo ya que se trata de una opción más moderna y con mejores prestaciones.

El modelo Siemens UVAC 2010 presenta una emisividad térmica reducida debido a los avances tecnológicos en los recubrimientos selectivos y un área activa amplia que permite una mayor exposición al sol del receptor además de un incremento en la absorción de energía. El receptor incluye una unidad de mantenimiento del vacío patentada por Siemens y está diseñado para ofrecer un rendimiento estable a lo largo del tiempo incluso bajo condiciones extremas.

En esta sección, como en la anterior, se pueden definir distintos receptores para cada colector del lazo, por defecto son todos iguales y, al igual que antes, se dejan todos los receptores del mismo tipo.

Diámetro interior del tubo absorbedor	Diámetro exterior del tubo absorbedor	Diámetro interior de la cubierta de cristal	Diámetro exterior de la cubierta de cristal
0,066 m	0,07 m	0,109 m	0,115 m

Tabla 5 | Geometría del receptor Siemens UVAC 2010

En este apartado se incluye un subapartado de parámetros y variaciones que permite combinar distintos estados de los receptores en la planta. Por defecto, en la primera variación se establece que el 98% de los receptores son nuevos, es decir, que todos los parámetros ópticos corresponden a un receptor recién llegado de fábrica. La segunda variante supone que el receptor ha perdido estanqueidad y por ello hay aire entre el tubo de vidrio y el absorbedor por lo que las pérdidas serán mayores. En la tercera variante, además de haber perdido la estanqueidad, la envolvente de vidrio está rota y se tendrían más pérdidas todavía.

Estos parámetros y variantes son indiferentes para el análisis que se pretende realizar en este trabajo, que se debe centrar en la influencia de la latitud, por lo que en todos los emplazamientos se van a tomar valores iguales. Para ello, se decide que lo más razonable es especificar que todos los tubos sean nuevos. Como se puede ver en la figura 20, se pondera con 1 la primera variante, dejando un valor nulo para el resto.

Parameters and Variations				
	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	1	0	0	0
Absorber Parameters:				
Absorber absorptance	0.96	0.96	0.9	0
Absorber emittance	Edit...	0.65	0.65	0
Envelope Parameters:				
Envelope absorptance	0.02	0.02	0	0
Envelope emittance	0.89	0.86	1	0
Envelope transmittance	0.965	0.96	1	0
	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
Gas Parameters:				
Annulus gas type	Hydrogen	Air	Air	Hydrogen
Annulus pressure (torr)	7.5e-05	750	750	0
Heat Loss at Design:				
Estimated avg. heat loss (W/m)	192	1100	1500	0
Optical Effects:				
Bellows shadowing	0.963	0.971	0.971	0.963
Dirt on receiver	1	0.98	1	0.98
* The variant weighting fractions and Variation 4 inputs are not part of the library.				
Total Weighted Losses				
Heat loss at design	192 W/m			
Optical derate	0.892123			

Fig. 20 | Parámetros y variaciones de los receptores

5.1.5. Ciclo de potencia y almacenamiento térmico

En la sección del bloque de potencia, lo esencial, que son los parámetros de diseño del sistema ya se han definido en el apartado correspondiente. También hay incluidos unos parámetros que hacen referencia al funcionamiento del ciclo, pero como no se tiene información al respecto se dejan los valores por defecto. Entre estos parámetros se

encuentran cuánto consumen las bombas de aceite o qué fracción de la energía térmica de diseño se requiere para mantener la turbina en espera, por ejemplo, cuando hay un paso de nubes. También se pueden definir el tiempo de arranque del ciclo, la energía térmica necesaria para ese arranque, y la posibilidad de que la turbina trabaje por encima de su potencia nominal, en este caso un 5% por encima.

En la parte correspondiente al ciclo de Rankine, se cambia el tipo de condensador a evaporativo y en la temperatura ambiente de diseño, si se está en el caso de año de cielo despejado, se tiene una temperatura de 25 °C para todos los emplazamientos. Si se estudia el dimensionado de la planta para año típico, esta temperatura es la calculada con el percentil 95 de la función de distribución, como ya se ha explicado previamente. El resto de los parámetros del ciclo de Rankine no se modifican.

Una vez definido el ciclo de potencia, se procede con la sección del almacenamiento térmico. En el apartado de diseño del sistema, ya se ha definido que el almacenamiento es de 7,5 horas. Se comprueba que el medio de almacenamiento es sal solar hitec.

Si el medio de almacenamiento y el fluido de trabajo que circula por el tubo receptor son diferentes, el sistema es un sistema indirecto con un intercambiador de calor. En el caso de que ambos fluidos sean iguales, el sistema es un sistema directo que utiliza el fluido del campo solar como medio de almacenamiento.

La sal solar es el material de almacenamiento más extendido en aplicaciones comerciales de plantas de colectores cilindro parabólicos debido a sus buenas propiedades físicas y térmicas y a su bajo coste, comparado con otros medios de almacenamiento. El uso de sales fundidas a altas temperaturas es atractivo, ya que ofrecen numerosas ventajas como alta capacidad térmica, alta densidad y estabilidad térmica, y baja presión de vapor. Un inconveniente que presentan las sales solares es la congelación no deseada durante la operación en las tuberías, en el intercambiador de calor y en los tanques de almacenamiento. Para evitarlo, se desarrollan mezclas de sal con una temperatura de fusión baja, suelen ser mezclas de nitrato, sodio y potasio. A altas temperaturas, factores como la estabilidad salina y la corrosión, tienen gran importancia.

5.1.6. Control del sistema y límite de red

En control del sistema, se tienen, por un lado, los consumos propios de la planta que se dejan con los valores que trae el programa por defecto, ya que son valores razonables. Lo mismo ocurre con la disponibilidad, en la que se incluyen las pérdidas por indisponibilidad de la planta debidas a mantenimiento, avería u otros casos.

Para quitar el efecto de distintas tarifas, se supone que hay un único periodo tarifario, tanto para entre semana, como para el fin de semana, por tanto, la tarifa es independiente de cuándo produzca. Por defecto, para el programa, la planta trataría de producir hasta el 105%, se reduce este valor hasta un 100%, como se indica en la figura 21.

Dispatch Control

Use output fraction as maximum cycle output

Copy schedule from TOD Factors page

Use the schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Turbine output fraction

Period 1:

Period 2:

Period 3:

Period 4:

Period 5:

Period 6:

Period 7:

Period 8:

Period 9:

The turbine output fraction scales the turbine thermal input relative to design for the corresponding time-of-delivery period.

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

Fig. 21 | Periodo tarifario

El siguiente apartado es el límite de la red, se supone que no hay límite de la red, es decir, todo lo que se produce se inyecta en la red al no haber recortes, ni por motivos técnicos, ni regulatorios.

5.1.7 Parámetros financieros

En el apartado de vida útil y degradación, se permite modelar el deterioro del sistema con el tiempo, debido por ejemplo al envejecimiento de los equipos. Se define una tasa de degradación anual del 0,5%.

Los costes del sistema y los parámetros financieros se dejan por defecto, ya que se consideran iguales para todos los emplazamientos.

En la sección de ingresos, se define alcanzar una TIR (Tasa Interna de Retorno) de un 10% en el año 20. Para llegar a este objetivo, el programa calcula el precio de PPA (Power Purchase Agreement) teniendo en cuenta los parámetros financieros, los incentivos, la depreciación y los costes del sistema del proyecto. Se deja el valor que trae el programa por defecto de la tasa de aumento del precio del PPA, que es del 1%. Con este valor, SAM calcula el precio de compra de la energía en el segundo año y en los años sucesivos, actualizando los flujos de caja.

Un PPA (Power Purchase Agreement) es un acuerdo de compraventa de energía limpia a largo plazo desde un activo concreto y a un precio prefijado entre un desarrollador renovable y un consumidor - por lo general, empresas que necesitan grandes cantidades de electricidad - o entre un desarrollador y un comercializador que revenderá la energía.

Los proyectos de generación de energía venden toda la electricidad que genera el sistema a un precio negociado mediante el PPA. Para estos proyectos, SAM permite definir unos factores sobre el tiempo de suministro para ajustar el precio de la energía a cualquier hora del año. Se selecciona que el precio de la energía sea el mismo a cualquier hora del año.

El último paso en la configuración de la planta es considerar que no hay incentivos; al tratarse de un estudio comparativo, si tomamos los mismos valores, el análisis que se pretende no se ve afectado.

5.2 Simulación

Una vez que se han definido todos los apartados del programa, se procede a la simulación de la planta para cada emplazamiento. Cuando termina la simulación, el programa muestra una tabla con los resultados correspondientes a la planta. Entre estos resultados se encuentran la producción anual, el precio de venta en el primer año o los flujos de caja después de impuestos. Estos valores son un primer paso hacia la objetivo principal del trabajo: analizar la influencia de la latitud en el dimensionado de la planta.

5.2.1 Análisis paramétrico

El análisis de la influencia de la latitud se va a realizar mediante el estudio de los parámetros fundamentales en el dimensionado de una planta de colectores cilindro parabólicos. Los parámetros seleccionados son: el múltiplo solar, la distancia entre filas de colectores y el acimut de los colectores. A partir de las variaciones de estos tres parámetros se van a obtener valores del LCOE y de la producción anual con los cuales se va a elegir la combinación que haga que se obtenga un menor LCOE.

- El múltiplo solar varía entre 2 y 3 con un incremento de 0,1.
- El acimut solo tiene 2 posibilidades, 0° lo que corresponde a una orientación Norte-Sur, y 90° que es una orientación Este-Oeste.
- La distancia entre filas suele variar entre 2 y 3 veces la apertura del colector; en el caso del colector seleccionado, el área de apertura es de $5,75 \text{ m}^2$, por lo que el distanciamiento entre filas de colectores se encuentra en un rango entre 11,5 y 17,25 metros, con un paso de 0,5 metros.

El programa permite crear una tabla paramétrica en la que los datos de entrada serán los parámetros mencionados anteriormente y los datos de salida son el LCOE y la producción anual. El objetivo de la optimización es minimizar el coste, analizando para qué múltiplo solar, orientación de los colectores y distancia entre filas, se obtiene el mínimo LCOE. Una vez se tengan los valores de los datos de entrada que minimizan el coste, se actualizan en la parte del programa encargada de dimensionar la planta.

SAM ofrece la posibilidad de seleccionar dos múltiplos solares distintos, se elige “specified_solar_multiple”. Para el LCOE ocurre lo mismo, se especifica el LCOE nominal frente al real, ya que es más significativo; en realidad, esta elección no influye en el análisis, ya que lo que se pretende conseguir es la combinación de los parámetros que hace el coste mínimo.

Una vez seleccionados todos los datos de entrada y salida, con las variaciones de los parámetros de entrada, se van a realizar un total de 286 simulaciones para cada emplazamiento, tanto para año de cielo despejado, como para año típico.

Cuando terminan las simulaciones, el programa muestra los datos del LCOE y de la producción anual para las distintas combinaciones de los parámetros de entrada, además de gráficas con los datos de salida para cada simulación. Como el número de simulaciones es muy grande, es complicado sacar conclusiones de las gráficas, por ello se copia la tabla de resultados a un Excel y mediante la función “MIN.SI.CONJUNTO” se buscan los valores que hacen el LCOE mínimo para una orientación N-S y para una orientación E-O.

Una vez se tiene la combinación con la que se obtiene el menor coste, se actualizan los valores óptimos del múltiplo solar, la distancia entre filas y la orientación de los colectores. Al introducir los nuevos valores se vuelve a simular y ya se obtienen los resultados de la planta optimizada. En la figura 22, se representa la producción anual que disminuye a lo largo de los años, debido principalmente al deterioro de los elementos que conforman la planta ya que anteriormente se ha definido una degradación anual de un 0,5%.

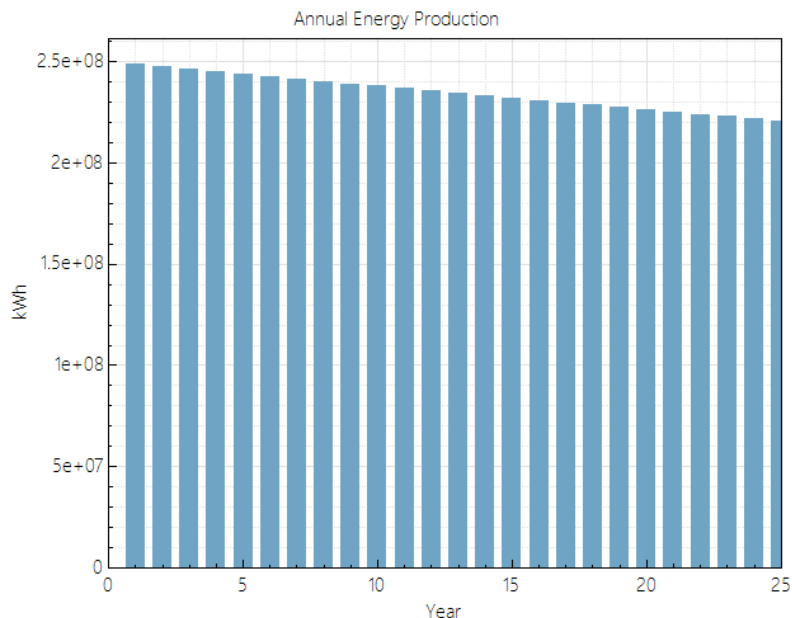


Fig. 22 | Producción anual

La figura 23 se trata de una gráfica en la que se representan los flujos de caja después de impuestos. El primer año como es el de la inversión, se tiene un flujo de caja negativo, al año siguiente se obtienen los máximos beneficios y conforme pasan los años los flujos de caja van disminuyendo.

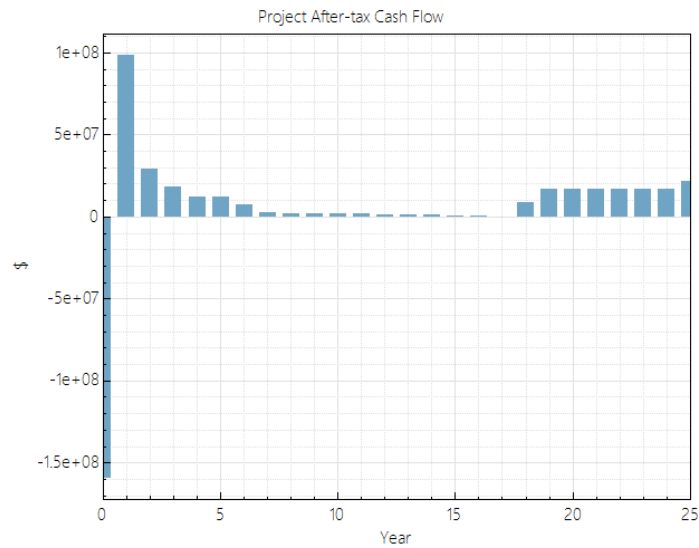


Fig. 23 | Flujos de caja después de impuestos.

6. RESULTADOS

Una vez finalizado el análisis paramétrico, se obtiene para cada emplazamiento una combinación de parámetros que hacen mínimo el LCOE y con los que se va a analizar la influencia de la latitud en el dimensionado de plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos. Los resultados se van a presentar emplazamiento por emplazamiento, con los resultados obtenidos mediante la simulación de la planta en año de cielo despejado, se analiza cómo afecta la latitud mientras que en año típico se estudia la influencia de la meteorología.

Para realizar este estudio se han considerado distintos emplazamientos en diferentes latitudes: Boulder (Estados Unidos), Brasilia (Brasil), Goodwin Creek (Estados Unidos), Sevilla (España) y Tamanrasset (Argelia).

Para cada uno de ellos, se cuenta con los archivos CSV de donde se puede obtener la media de la radiación normal cada mes, considerando el valor medio diario de todas sus horas, tanto para CSY como para TMY.

Como ya se ha explicado en el apartado correspondiente, en el análisis paramétrico se obtienen de SAM los valores del LCOE y de la producción anual, variando el múltiplo solar, la distancia entre filas de colectores y la orientación de éstos.

El TMY (Typical Meteorological Year) es una serie de valores, normalmente horarios, de radiación solar y otras variables meteorológicas para un año.

El CSY (Clear Sky Year) es igual que el TMY, pero suponiendo una ausencia total de nubes durante todo el tiempo, en el caso de este trabajo, los datos de año de cielo despejado consideran las variaciones típicas de la turbiedad atmosférica.

Cuanto mejor sea la información disponible sobre el recurso solar, el rendimiento del proyecto puede definirse de una manera más precisa. En muchos casos, la estimación del recurso solar está basada en el uso de bases de datos provenientes de imágenes de satélites y de modelos de conversión. [11]

6.1 Boulder

La localidad de Boulder se encuentra en Estados Unidos, en el estado de Colorado, a una latitud de $40,017^\circ$, una longitud de $-105,25^\circ$ y a una altitud de 1634 metros. Se representan los valores medios diarios en todas las horas de la DNI en la figura 24.

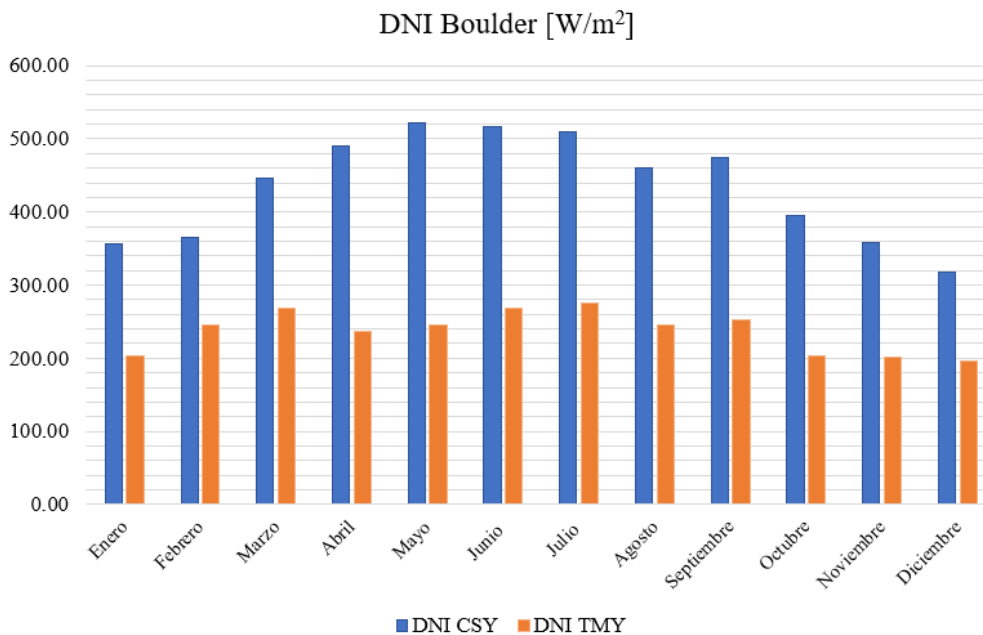


Fig. 24 | DNI en CSY y TMY para Boulder

Para año de cielo despejado, se aprecia como la DNI crece de enero a mayo conforme aumentan las horas de sol, disminuye en junio respecto a mayo a pesar de tener junio más horas de sol, posiblemente debido a la turbiedad atmosférica que es mayor durante los meses de verano; por este motivo, puede verse que la DNI aumenta en septiembre respecto a agosto, sigue disminuyendo hasta diciembre ligado a la reducción de horas solares. La variación se encuentra entre 320 y 525 W/m².

La DNI en TMY tiene muy poca variación a lo largo de todo el año y está prácticamente comprendida entre 200 y 275 W/m². Si se comparan los meses de marzo y abril para CSY y TMY, en el caso del primero, la DNI crece al aumentar las horas de sol, mientras que en año típico la DNI disminuye debido a la turbiedad atmosférica. Si en año de cielo despejado la DNI disminuyese de un mes a otro, la reducción en el TMY podría deberse también a la nubosidad, que normalmente tiene más influencia que la turbiedad atmosférica. En un año típico, la gráfica sugiere una nubosidad relativamente abundante durante todo el año, mayor durante los meses de verano ya que la diferencia entre la DNI para año de cielo despejado y año típico es mayor durante estos meses.

Cabe destacar que la diferencia entre la DNI en CSY y TMY es más grande durante los meses de verano que durante el invierno, ya que el efecto de la nubosidad afecta a más horas de sol, y, por tanto, se aprovecha menos radiación solar directa. Para reforzar esta idea se presenta la irradiación directa normal anual para CSY y para TMY en la tabla 6, donde se aprecia que la DNI que realmente se recibe es ligeramente inferior a la mitad de la que se recibiría si no se tuviera en cuenta la nubosidad.

	CSY	TMY
DNI anual [kWh/m²]	3807	2073

Tabla 6 | DNI anual de Boulder

Tras el análisis paramétrico en año de cielo despejado, se representa en la figura 25, la variación del LCOE y de la producción anual en función del múltiplo solar y la orientación, habiendo fijado la distancia entre filas de colectores en 16,5 metros para orientación E-O y 17,25 metros para N-S; estos valores hacen el mínimo LCOE.

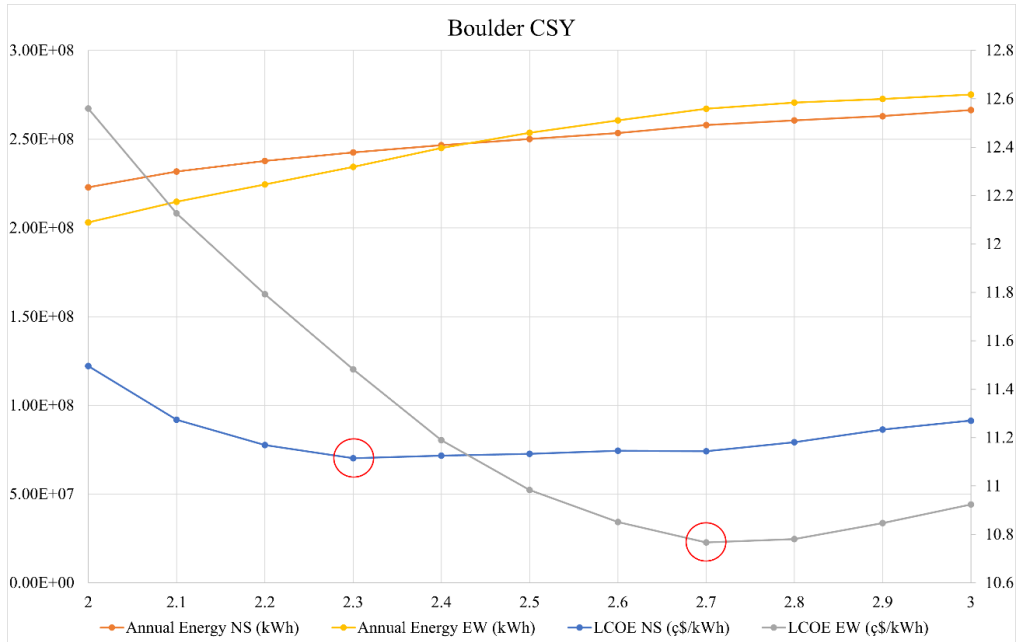


Fig. 25 | Variación del LCOE y de la producción anual en CSY Boulder

De la misma manera que se ha hecho la gráfica anterior, se representa la variación del LCOE y de la producción de la energía en función del múltiplo solar para año típico.

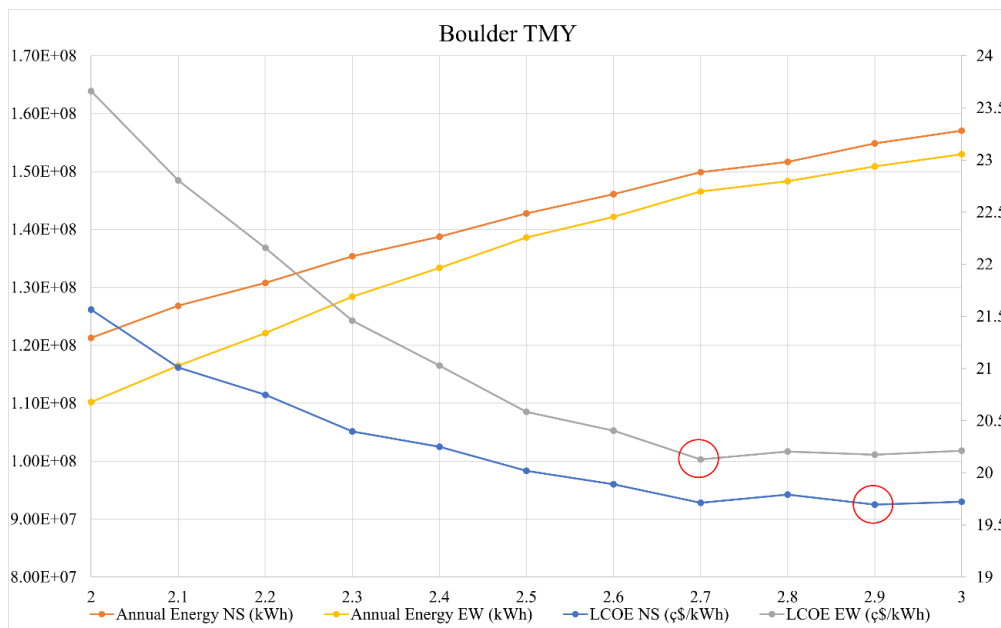


Fig. 26 | Variación del LCOE y de la producción anual en TMY Boulder

La combinación de los parámetros que dan lugar al mínimo LCOE para las dos posibles orientaciones se presenta en la tabla 7.

	Múltiplo solar	Orientación	Espacio entre filas [m]	LCOE [cents/kWh]	Producción anual [GWh]
CSY	2,7	E-O	16,50	10,77	267,2
	2,3	N-S	17,25	11,11	242,5
TMY	2,7	E-O	16,00	20,13	146,5
	2,9	N-S	17,25	19,69	154,9

Tabla 7 | Resultados óptimos para Boulder

Comparando ambas posibilidades, se puede afirmar que, en el caso de cielo despejado, conviene que los colectores tengan una orientación E-O ya que se obtiene un menor LCOE que con una orientación N-S y, como consecuencia, una mayor producción anual de energía. Una ventaja de elegir esta orientación es que el tamaño del campo solar es menor, lo que supone menores gastos de operación y mantenimiento de la planta.

Un aspecto que destacar de los resultados es que el múltiplo solar óptimo se ve menos afectado por la meteorología si la configuración es E-O, siendo 2,7 para CSY y TMY; mientras que para una orientación N-S aumenta desde 2,3 hasta 2,9.

En año típico, al reducirse la radiación directa que reciben los colectores debido a la nubosidad, disminuye la producción anual y aumenta el LCOE. En el caso de este emplazamiento, al considerar las condiciones meteorológicas, la orientación que conviene es una N-S, al contrario de lo obtenido para año de cielo despejado, donde la orientación óptima era E-O. Este hecho resalta la importancia de analizar la influencia de la meteorología en el dimensionado de una central termosolar de concentración.

Para este emplazamiento, hay poca diferencia entre los LCOE mínimos para ambas orientaciones, tanto para año de cielo despejado como para año típico.

Se analizan también las características del campo solar una vez actualizados los parámetros óptimos en el programa haciendo de nuevo la simulación en SAM, se incluyen en la tabla 8.

	Número de lazos	Área de captación [m ²]	Área del campo solar [ha]	Potencia térmica del campo [MWt]
CSY	145	474	136,0	392,4
TMY	175	572	171,6	420,2

Tabla 8 | Características del campo solar para Boulder

La diferencia entre los resultados obtenidos para año de cielo despejado y para año típico se debe fundamentalmente al cambio de la DNI; esta diferencia es la que hace que las características del campo solar sean tan dispares.

En el CSY, como la DNI anual es mayor, el área de captación requerida para obtener el mínimo LCOE, aunque la producción anual sea menor, es mucho menor que el área de captación requerida para obtener el LCOE mínimo con el TMY.

Para el caso de Boulder, se aprovecha que, en este emplazamiento, al tener en cuenta las condiciones meteorológicas, la orientación óptima de los colectores cambia. Por ello se va a explicar las diferencias que se encuentran si los colectores se encuentran orientados N-S o E-O. Se representa la producción mensual de energía para ambas orientaciones, estos resultados se obtienen de simular la planta para CSY con el programa cambiando el acimut de los colectores.

Como era de esperar, la mayor producción de energía tiene lugar durante los meses en los que la DNI es más alta, en este caso durante los meses de verano.

Si la orientación de los colectores es E-O (acimut 90), se aprecia como la diferencia entre la producción de energía cada mes es menor que si la orientación es N-S. A pesar de que en los meses de invierno se produce más energía que con una orientación N-S, la producción anual es menor.

Una orientación N-S se ve muy afectada por el cambio de estación, produciendo mucha menos energía, esto se debe a que en invierno el sol sale por el este pero cercano al sur, por ello el ángulo de incidencia es grande y por tanto se aprovecha poca radiación solar durante todo el día. Por su parte, una orientación E-O durante los meses de verano tiene un comportamiento muy similar al de los meses de invierno.

Teniendo en cuenta un año meteorológico típico, durante los meses de invierno normalmente hay más días nublados y menos horas de sol por lo que hay menos radiación solar que aprovechar.

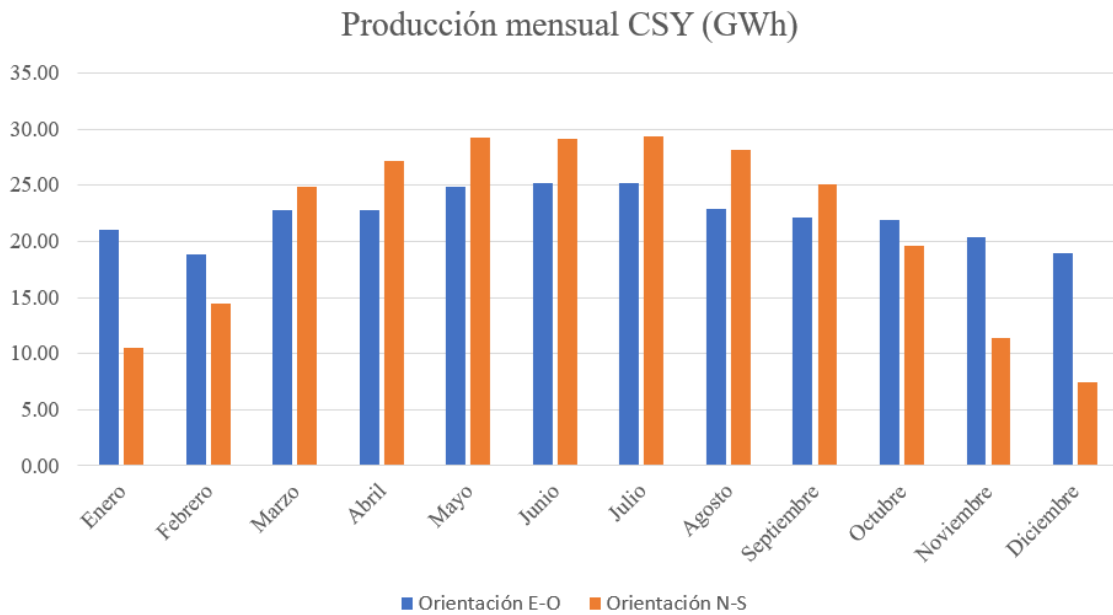


Fig. 27 | Comparación de la producción mensual para orientación N-S y E-O

6.2 Brasilia

Brasilia se encuentra en Brasil y está situada a una latitud de $-15,92^\circ$ y a una longitud de $-47,67^\circ$, el emplazamiento tiene una altitud de 960 metros. En la figura 28, se presentan los valores de irradiación horaria para año de cielo despejado y año típico.

Brasilia está situada en el hemisferio sur, por debajo del ecuador, por lo que teóricamente los meses de mayor radiación son los contrarios a los emplazamientos que se encuentran por encima del ecuador. Debido a la inclinación que tiene la Tierra, los rayos solares inciden de distinta manera durante el movimiento de traslación dependiendo de si se trata del hemisferio norte o del hemisferio sur.

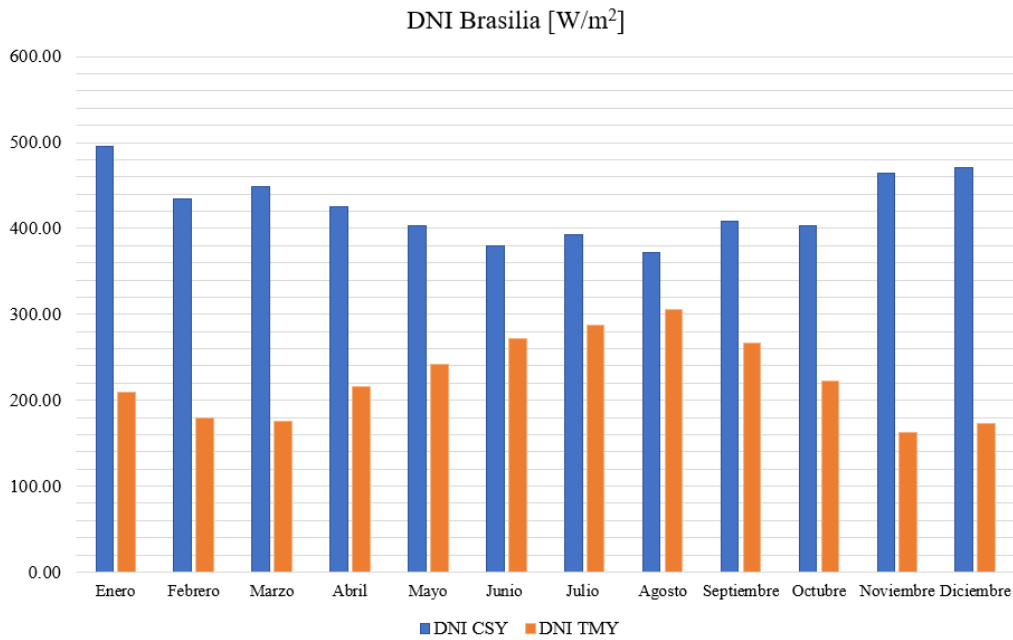


Fig. 28 | DNI para CSY y TMY en Brasilia.

Los resultados obtenidos de la radiación solar para CSY y para TMY siguen una tendencia opuesta. Para año de cielo despejado, la DNI disminuye conforme pasa el año hasta los meses de junio y julio para después aumentar. Los meses con mayor DNI son enero, noviembre y diciembre con unos valores cercanos a los 500 W/m². Por su parte, para año típico, la irradiación normal directa tiende a aumentar hasta que se llega hasta estos mismos meses para luego disminuir. Los meses con valores más altos de la DNI son junio, julio y agosto con una DNI aproximadamente de 300 W/m² en cada uno de ellos. Lo lógico sería que la DNI para TMY siguiera la tendencia de la DNI para CSY y que en los meses de verano austral la DNI fuera más alta. Viendo la tendencia que sigue la DNI para año de cielo despejado, se ve como Brasilia tiene una atmósfera limpia debido a que conforme avanza el año la DNI disminuye hasta que a mediados de año vuelve a aumentar conforme se acercan los meses de verano.

Destaca que, durante los meses de invierno austral en este emplazamiento, la diferencia entre los datos teóricos y reales es baja, debido a que en estos meses no hay mucha nubosidad, por lo que los colectores aprovechan una mayor cantidad de radiación solar directa, lo contrario ocurre en los meses de verano, cuando se debería aprovechar más radiación solar directa la nubosidad lo impide haciendo disminuir la DNI que llega a los colectores.

Se calcula la irradiación anual donde se aprecia la diferencia que hay entre los valores para año de cielo despejado y año típico.

	CSY	TMY
DNI anual [kWh/m²]	3721	1980

Tabla 9 | DNI anual Brasilia

En función del múltiplo solar se representa la variación del LCOE y de la producción anual para las dos orientaciones para año de cielo despejado, estos valores son los obtenidos con la distancia entre filas de colectores con la que se obtiene la combinación óptima.

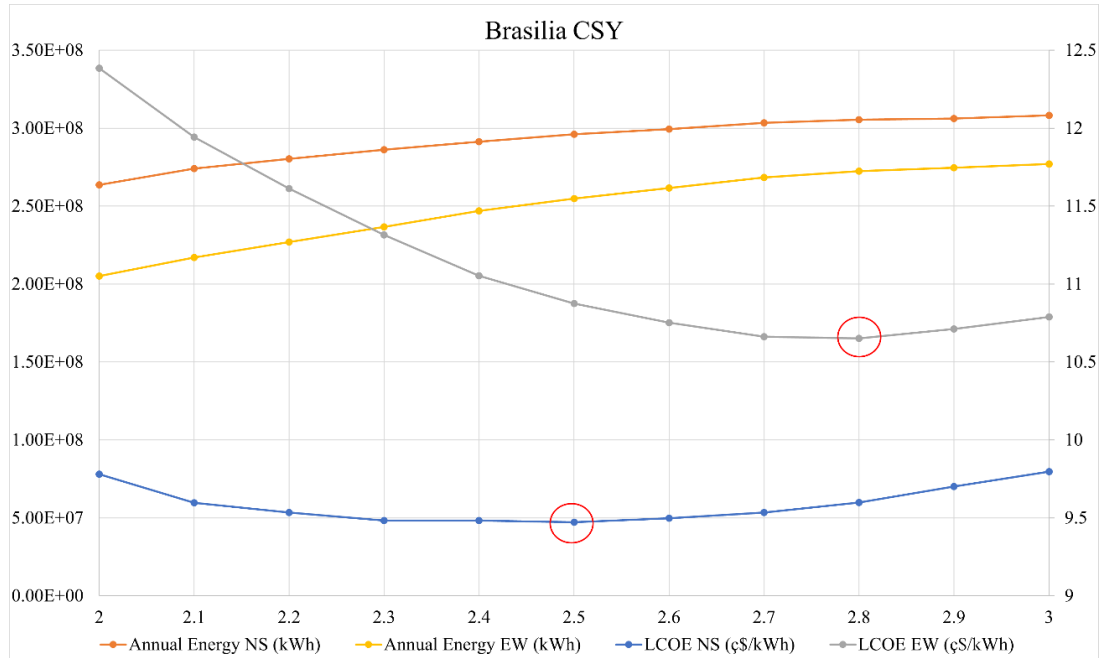


Fig. 29 | Variación del LCOE y de la producción anual en CSY Brasilia

Para año típico, se representa la variación del LCOE y de la producción anual en función del múltiplo solar.

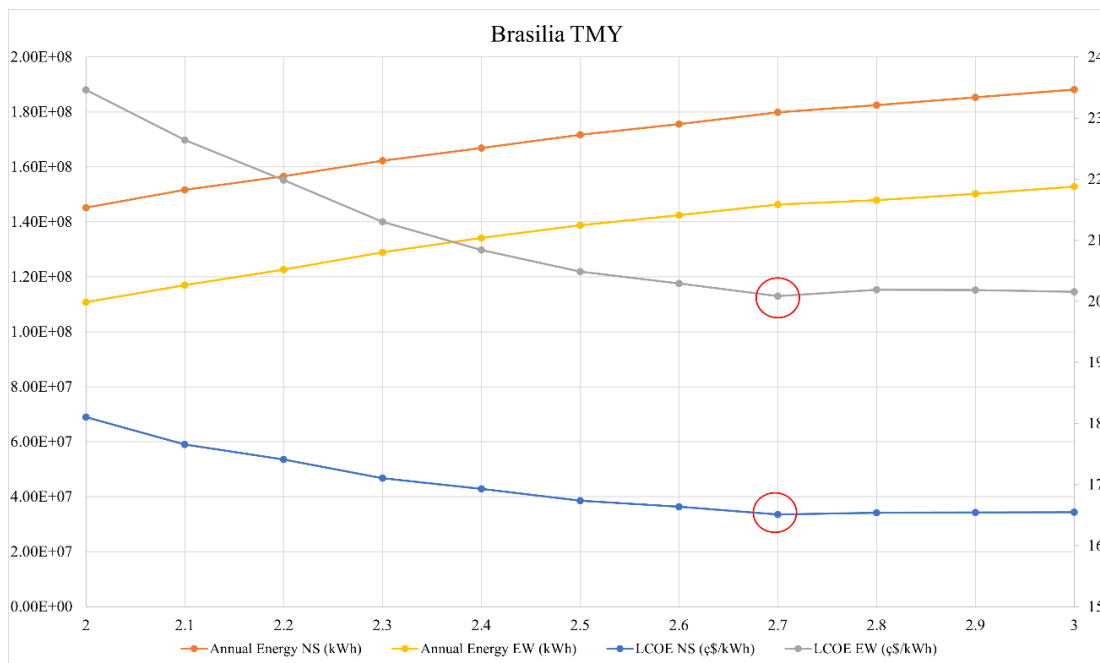


Fig. 30 | Variación del LCOE y de la producción anual en TMY Brasilia

En la siguiente tabla, se recogen los resultados obtenidos del análisis paramétrico con los que se consiguen unas mejores prestaciones.

	Múltiplo solar	Orientación	Espacio entre filas [m]	LCOE [cents/kWh]	Producción anual [GWh]
CSY	2,5	N-S	17,25	9,47	296,0
	2,8	E-O	11,50	10,65	272,5
TMY	2,7	N-S	17,25	16,51	179,9
	2,7	E-O	11,50	20,09	146,3

Tabla 10 | Resultados óptimos para Brasilia

Para Brasilia, considerando los datos meteorológicos teóricos, conviene colocar los colectores con una orientación N-S ya que es con la que se obtiene el menor LCOE. Hay una gran diferencia en la distancia entre las filas de colectores según la orientación.

Para las condiciones reales, la orientación óptima es la misma y sigue habiendo una gran diferencia en el espacio entre filas. En este emplazamiento, destaca que la diferencia entre los LCOE mínimos que se obtienen es considerable, esto refuerza la importancia que tiene el estudio de estos parámetros en el dimensionado de una planta termosolar ya que se tendría un mayor coste y se tendría una producción anual menor. Por otro lado, el múltiplo solar no sufre una gran variación, ni para una orientación N-S ni E-O, respecto año de cielo despejado y año típico.

Analizando las características del campo solar, teniendo en cuenta los datos de radiación reales, al recibirse menos radiación se necesitan más lazos y un campo solar de mayor tamaño.

	Número de lazos	Área de captación [m ²]	Área del campo solar [ha]	Potencia térmica del campo [MWt]
CSY	134	438,2	131,5	362,6
TMY	163	533,0	159,9	391,3

Tabla 11 | Características del campo solar para Brasilia

6.3 Goodwin Creek

Goodwin Creek se encuentra en Estados Unidos, en el estado de Misisipi, a una latitud de 34,25°, una longitud de -89,867° y con una altitud de 98 metros. En la figura 31, se presenta una comparación de la radiación directa normal mensual para CSY y TMY.

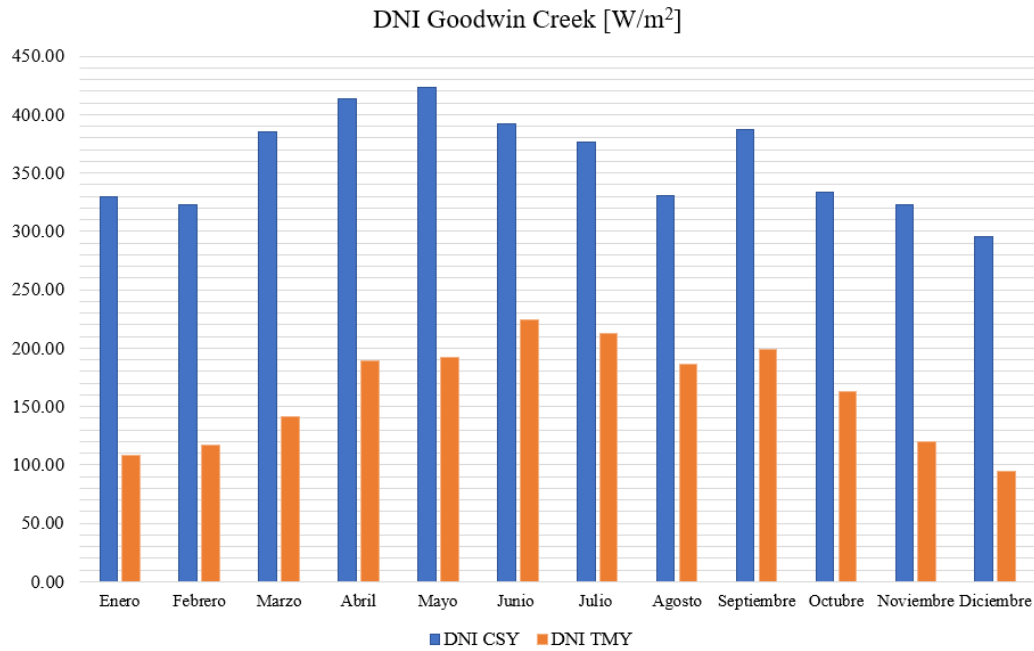


Fig. 31 | DNI para CSY y TMY Goodwin Creek

Para Goodwin Creek, hay una mayor variación de la DNI mensual a lo largo del año comparado con los emplazamientos analizados anteriormente. En los meses de invierno, la radiación solar directa es menor que en los meses de verano y por la nubosidad hay una gran diferencia entre los datos teóricos y los reales, principalmente en los meses de invierno. En los meses centrales del año para CSY, estos valores no son los más altos como deberían debido a la turbidez atmosférica durante estos meses. Los datos reales de la DNI siguen una tendencia lógica, aumentan a lo largo del año hasta llegar a junio, que es el mes del año con el valor más alto al ser el mes con mayor número de horas solares. Después de este mes siguen una tendencia descendente exceptuando el mes de septiembre que tiene más DNI que agosto, probablemente debido a la turbiedad atmosférica.

Comparando la DNI anual de la radiación normal directa para año de cielo despejado, se comprueba que se recibe más del doble de DNI que para año típico.

	CSY	TMY
DNI anual [kWh/m²]	3148	1422

Tabla 12 | DNI anual Goodwin Creek

Para año de cielo despejado se representa gráficamente la variación de la producción anual y del LCOE en función del múltiplo solar.

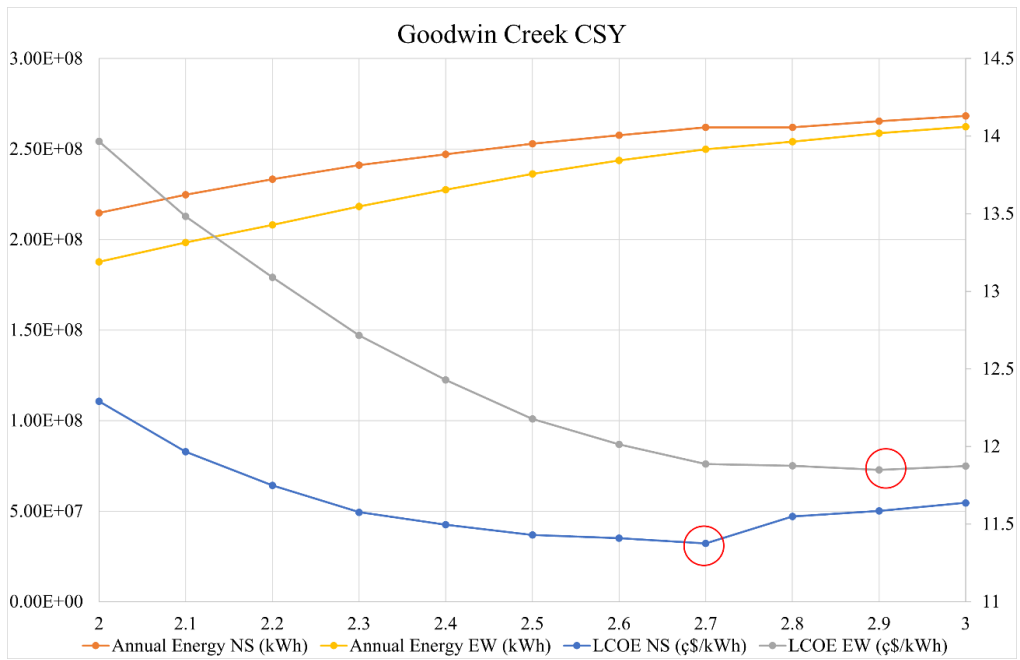


Fig. 32 | Variación del LCOE y la producción anual para CSY Goodwin Creek

Se presenta la gráfica en la que se incluye la variación del LCOE y de la producción anual para TMY.

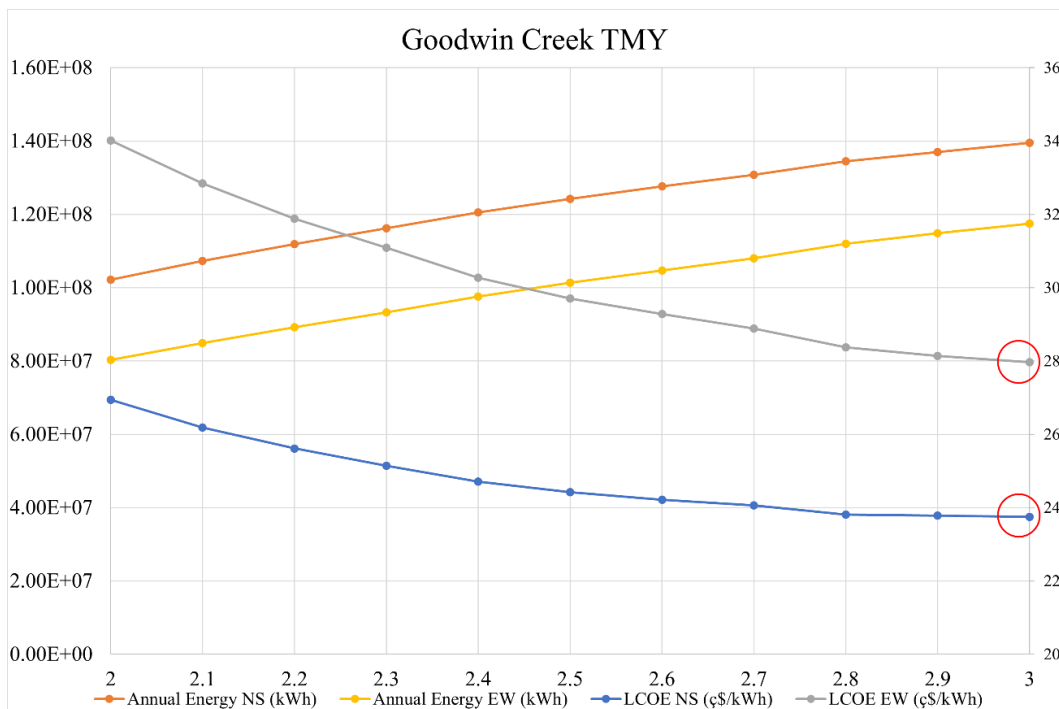


Fig. 33 | Variación del LCOE y la producción anual para TMY Goodwin Creek

Del análisis paramétrico para CSY y TMY, se obtienen una combinación de parámetros que hacen mínimo el LCOE.

	Múltiplo solar	Orientación	Espacio entre filas [m]	LCOE [cents/kWh]	Producción anual [GWh]
CSY	2,7	N-S	17,25	10,99	262,0
	2,9	E-O	15,50	11,85	258,8
TMY	3	N-S	17,25	23,75	139,5
	3	E-O	12,50	27,97	117,5

Tabla 13 | Resultados óptimos para Goodwin Creek

Para este emplazamiento, teniendo en cuenta los datos de cielo despejado, la orientación óptima de los colectores es N-S, con esta orientación se tiene un múltiplo solar menor pero mayor espacio entre filas. El considerar la nubosidad, implica un aumento en el múltiplo solar, de 2,7 a 3, si la orientación es N-S, mientras que si la orientación es E-O, el incremento es de 2,9 a 3.

En el caso del TMY, conviene también una orientación N-S. Al igual que en Brasilia, en Goodwin Creek para año típico la diferencia entre los LCOE de las dos orientaciones es notable.

	Número de lazos	Área de captación [m ²]	Área del campo solar [ha]	Potencia térmica del campo [MWt]
CSY	159	519,9	155,8	389,83
TMY	210	686,7	206,0	434,82

Tabla 14 | Características del campo solar Goodwin Creek

En este emplazamiento, debido a que el múltiplo solar es 3, el campo solar tiene grandes dimensiones, esto conlleva mayores gastos en el mantenimiento de los colectores y de los demás componentes del campo solar.

6.4 Sevilla

Sevilla tiene una latitud de $37,41^\circ$, una longitud de $-5,9^\circ$ y tiene una altitud de 31 metros. Se presenta la irradiancia normal directa anual para año de cielo despejado y año típico en la figura 34.

Los mayores niveles de radiación normal directa se reciben en los meses de verano siendo los valores reales muy cercanos a los teóricos, principalmente en los meses de junio, julio y agosto, esto se debe a la poca nubosidad que hay en estos meses. Los valores reales del resto del año sí distan más de los teóricos, por lo que se deduce que en Sevilla hay una mayor nubosidad en este periodo del año. Los valores de la DNI para año típico siguen la tendencia ascendente, con julio como mes con valores más alto de DNI por encima del mes de junio, esto es debido a la turbiedad atmosférica. Después de julio los valores van disminuyendo conforme avanza el año.

En la tabla 15, se compara la media anual de la DNI para el caso de año de cielo despejado y año típico, siendo el valor para CSY relativamente cercano al de TMY comparado con los emplazamientos analizados previamente, habiendo una diferencia de 1000 kWh/m^2 , esto se debe a la turbiedad del emplazamiento.

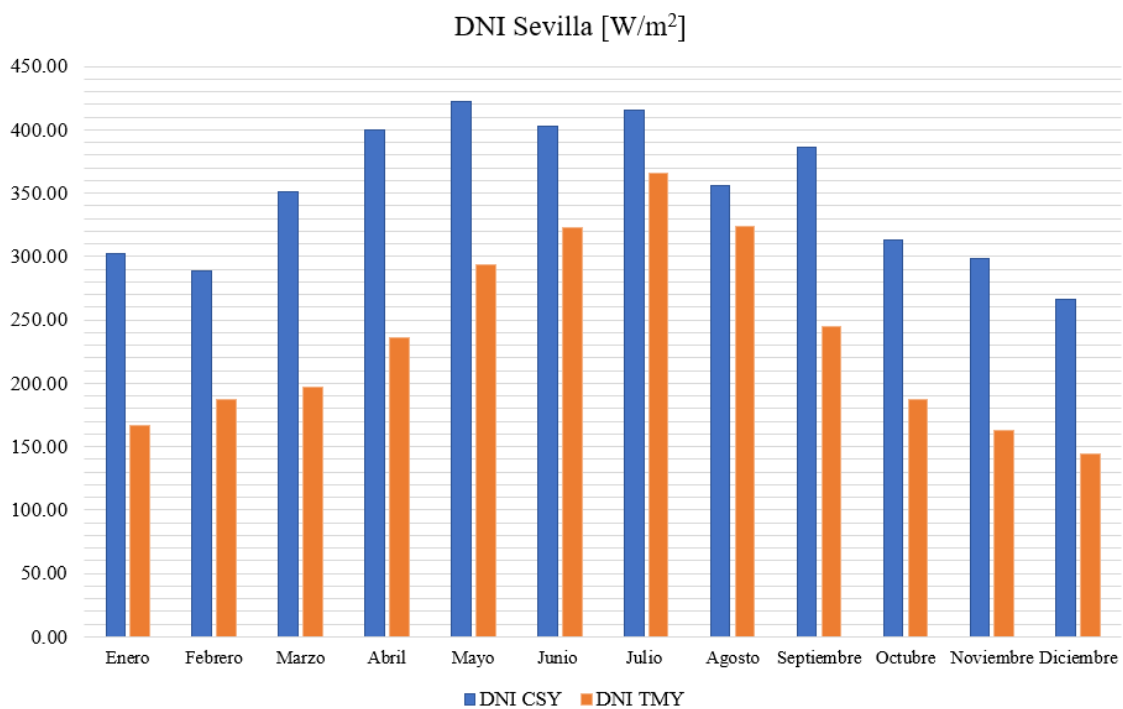


Fig. 34 | DNI para CSY y TMY en Sevilla

	CSY	TMY
DNI anual [kWh/m^2]	3068	2068

Tabla 15 | DNI anual Sevilla

Del análisis paramétrico se obtiene el valor mínimo del LCOE en función del múltiplo solar, la distancia entre filas de colectores y la orientación de estos. Se compara la combinación de estos parámetros en el caso de una orientación N-S y E-O en la tabla 16. En la figura 35, se fija el espaciado entre filas óptimo y se representa la variación del LCOE y de la producción anual en función del múltiplo solar para las dos orientaciones posibles.

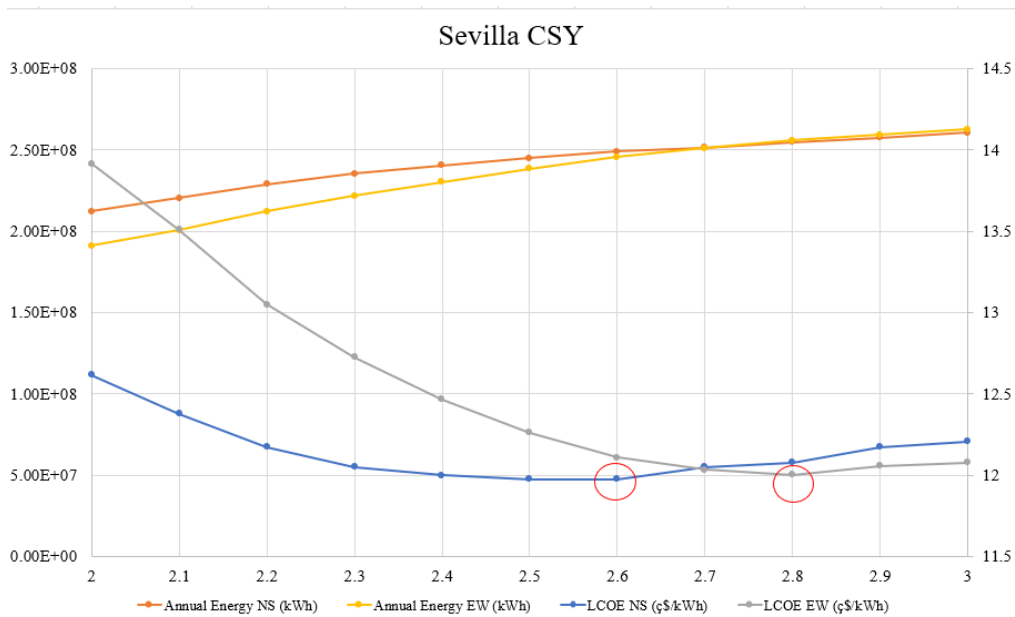


Fig. 35 | Variación LCOE y producción anual para CSY Sevilla

De la misma forma, para año típico, se presenta la variación del LCOE y de la producción anual en función del múltiplo solar.

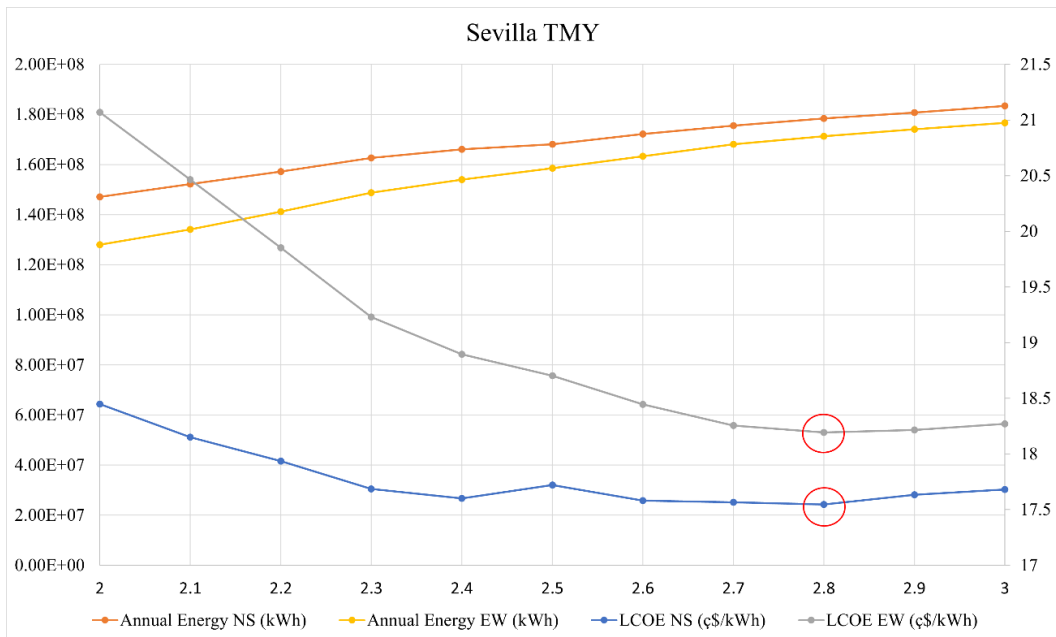


Fig. 36 | Variación LCOE y producción anual para TMY Sevilla

	Múltiplo solar	Orientación	Espacio entre filas [m]	LCOE [cents/kWh]	Producción anual [GWh]
CSY	2,6	N-S	17,25	11,97	249,0
	2,8	E-O	14,00	12,01	255,7
TMY	2,8	N-S	17,25	17,55	178,5
	2,8	E-O	12,50	18,19	171,3

Tabla 16 | Resultados óptimos para Sevilla

Para este emplazamiento, la orientación con la que se obtiene un LCOE menor es N-S, conviene resaltar que entre los LCOE mínimos para ambas orientaciones, hay muy poca diferencia tanto para año de cielo despejado como para año típico.

Para una orientación E-O, no hay variación del múltiplo solar debido a la meteorología, mientras que para una orientación N-S, se tienen unos valores del múltiplo solar de 2,6 para año de cielo despejado y de 2,8 para año típico.

	Número de lazos	Área de captación [m ²]	Área del campo solar [ha]	Potencia térmica del campo [MWt]
CSY	160	523,2	157,0	376,0
TMY	184	601,7	180,5	404,4

Tabla 17 | Características del campo solar para Sevilla

Como las diferencias entre la DNI para CSY y para TMY no son grandes en relación con los emplazamientos analizados hasta ahora, tampoco lo son la diferencia en las dimensiones del campo solar.

6.5 Tamanrasset

Tamanrasset se encuentra en Argelia, con una latitud de 22,79°, una longitud de 5,529° y a una altitud de 1378 metros.

En la figura 37, se representa la DNI mensual para CSY y TMY, en este emplazamiento, la diferencia entre ambas es mínima exceptuando los meses de enero, noviembre y diciembre donde esta diferencia se hace ligeramente mayor comparada con el resto del año. El motivo de estos altos valores de radiación es que Tamanrasset se encuentra en el corazón del Sahara argelino.

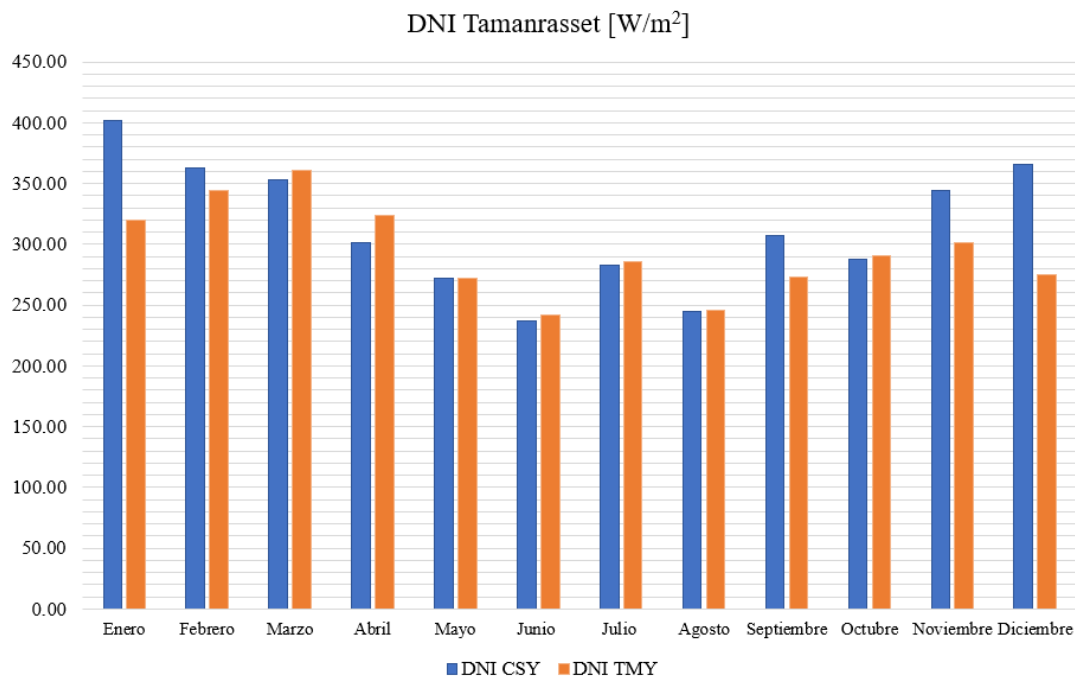


Fig. 37 | DNI para CSY y TMY Tamanrasset

Lo explicado anteriormente se refuerza calculando la media anual de la DNI para año de cielo despejado y año típico con lo que se observa la poca diferencia que hay entre ambos valores como consecuencia de la poca nubosidad que hay a lo largo del año en este emplazamiento. Como se observa en la gráfica, en los meses centrales del año se recibe menor cantidad de radiación solar directa debido a la gran turbidez atmosférica.

	CSY	TMY
DNI anual [kWh/m²]	2744	2579

Tabla 18 | DNI anual en Tamanrasset

Representando el LCOE y la producción anual en función del múltiplo solar para las dos orientaciones posibles siendo la distancia entre filas de colectores aquella con la que se obtiene el LCOE mínimo, se observa la gran diferencia que hay entre los LCOE que se tienen para una orientación N-S y una E-O en este emplazamiento.

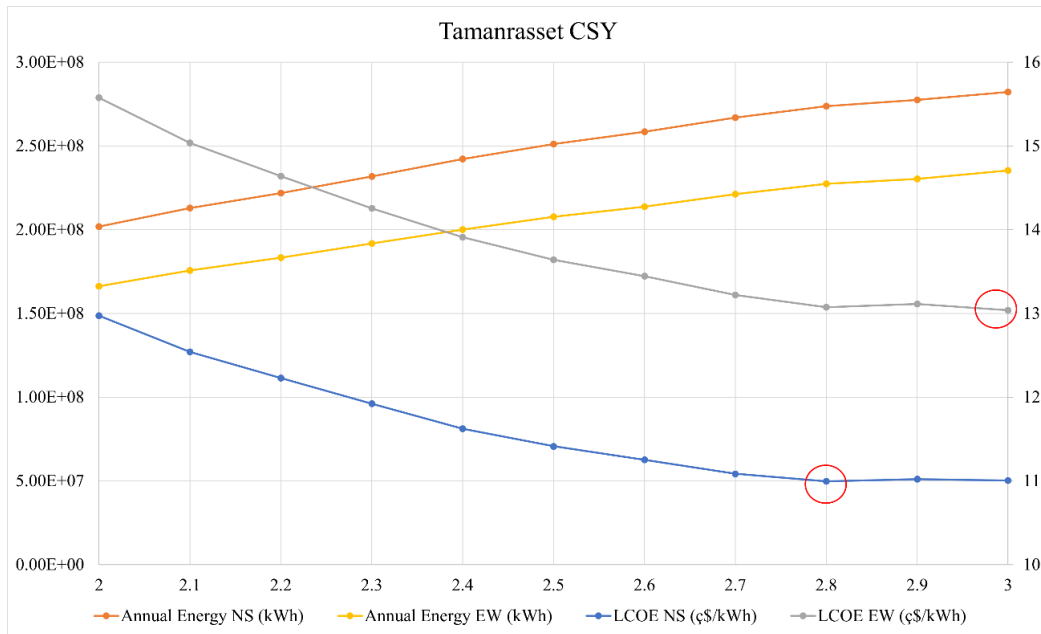


Fig. 38 | Variación del LCOE y de la producción anual para CSY en Tamanrasset.

Se procede de igual forma para año típico en la figura 39, como se aprecia en este gráfico, se mantiene la gran diferencia entre los LCOE de las dos orientaciones, al igual que para año de cielo despejado.

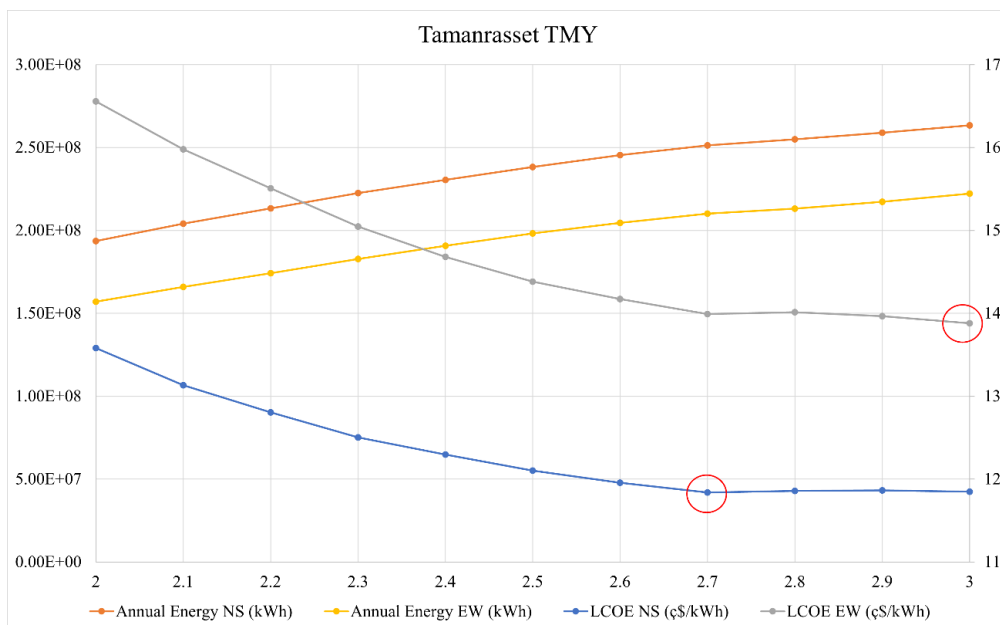


Fig. 39 | Variación del LCOE y de la producción anual para TMY en Tamanrasset

Para año de cielo despejado y año típico, el mínimo LCOE para una orientación E-O, se da para un múltiplo solar de 3, siendo este el límite del intervalo considerado en el análisis paramétrico, por ello no se puede asegurar que este sea el óptimo. Conviene resaltar que el múltiplo solar para una orientación N-S, disminuye al considerar la meteorología, mientras que para la orientación E-O, el múltiplo solar no cambia, esto es otro indicador de que para esa orientación no se pueda asegurar que sea la combinación óptima de parámetros.

La combinación de parámetros óptimos se presenta en la tabla 19, la diferencia entre los resultados obtenidos tanto para año de cielo despejado como para año típico es considerable en función de la orientación de los colectores elegida.

En Tamanrasset, el funcionamiento de la planta va a estar muy condicionado por la orientación elegida ya que los resultados de las dos orientaciones son muy diferentes. Tanto para CSY como para TMY la orientación que conviene para este emplazamiento es una N-S.

	Múltiplo solar	Orientación	Espacio entre filas [m]	LCOE [cents/kWh]	Producción anual [GWh]
CSY	2,8	N-S	17,25	10,77	273,7
	3	E-O	12,00	13,04	235,4
TMY	2,7	N-S	17,25	11,84	251,3
	3	E-O	11,50	13,88	222,2

Tabla 19 | Resultados óptimos para Tamanrasset

Se vuelve a simular actualizando los parámetros óptimos y se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 20. Debido a los datos de DNI en este emplazamiento para CSY y TMY, donde hay meses del año donde la DNI para año típico es mayor que la teórica y en otros meses del año los valores son muy cercanos, también lo son las características del campo solar. Destaca que para año típico se tendría un campo solar de menores dimensiones que para año de cielo despejado, aunque las diferencias entre uno y otro son mínimas.

	Número de lazos	Área de captación [m ²]	Área del campo solar [ha]	Potencia térmica del campo [MWt]
CSY	162	529,7	159,0	405,4
TMY	159	519,9	155,8	389,8

Tabla 20 | Características del campo solar para Tamanrasset

6.6 Discusión global

Una vez analizados los emplazamientos individualmente, se procede a un análisis global donde se estudia la influencia de la latitud y de la meteorología en el dimensionado de plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos, objetivo principal de este trabajo.

Analizando los resultados de las simulaciones para los diferentes emplazamientos durante un año de cielo despejado se puede concluir que a medida que aumenta la latitud, la orientación óptima pasa a ser E-O. Si se analiza la variación del LCOE en función del múltiplo solar, con la distancia entre filas de colectores que hace mínimo el LCOE con orientaciones N-S y E-O, se ve que la diferencia entre el LCOE óptimo de ambas, va disminuyendo conforme aumenta la latitud.

Emplazamiento	Brasilia	Tamanrasset	Goodwin Creek	Sevilla	Boulder
Latitud	-15,92°	22,79°	34,25°	37,41°	40,017°
DNI anual [kWh/m²]	3721	2744	3148	3068	3807
Múltiplo solar	2,5	2,8	2,7	2,6	2,7
Orientación	N-S	N-S	N-S	N-S	E-W
Espacio entre filas [m]	17,25	17,25	17,25	17,25	16,50
LCOE [cents/kWh]	9,47	10,99	11,38	11,97	10,77
Producción anual [GWh]	296,0	273,7	262,0	249,0	267,2
Área de captación [m²]	438,2	519,9	519,9	523,2	474,1

Tabla 21 | Resultados para CSY en todos los emplazamientos

En Brasilia, emplazamiento con la latitud más cercana al Ecuador, la diferencia entre los LCOE óptimos para ambas orientaciones es considerable y, al analizar los otros emplazamientos, a medida que la latitud aumenta, la diferencia entre los LCOE se reduce. Esta tendencia se mantiene para los emplazamientos estudiados excepto en Tamanrasset, debido a que presenta unos datos de radiación directa normal diferentes al resto de emplazamientos por las características peculiares de su localización.

En Sevilla, segundo emplazamiento más lejano del Ecuador, la diferencia entre los LCOE óptimos para las dos orientaciones es mínima; en Boulder, siguiente emplazamiento con una latitud más alta, la orientación óptima es E-O si no consideramos la nubosidad.

Se comprueba que la mayor producción anual corresponde al mayor múltiplo solar, sin embargo, esta relación no se mantiene para el LCOE. La producción anual siempre aumenta conforme crece el múltiplo solar pero cada vez aumenta más lentamente, de cada paso al siguiente, el aumento es menor, incluso llegaría un momento en el que la curva se haría plana o incluso empezara a descender. Esta explicación se puede comprobar en todas las gráficas en las que se representa la variación del LCOE y de la producción anual en función del múltiplo solar.

Otro de los factores que afecta junto con la latitud es la altitud del emplazamiento ya que, a mayor altura, mayor es la radiación directa que se puede aprovechar. Esto lo podemos ver en los resultados de Brasilia y Boulder, lugares que reciben gran radiación debido a la combinación de su latitud y su altura, la altura contribuye a una menor turbiedad atmosférica ya que la radiación solar recorre menor distancia por la atmósfera. Sevilla y Goodwin Creek tienen una latitud y altitud parecidas, por ello la radiación directa es similar, sin embargo, Boulder se encuentra en una latitud cercana a los otros dos emplazamientos, pero presenta una altura mucho mayor, por ello la radiación que recibe es considerablemente más alta además de tener una atmósfera limpia, por lo que la turbiedad atmosférica no afecta mucho a la radiación.

El coste de la energía producida también se ve alterado por la latitud, mientras menor sea la radiación directa que se recibe, mayor será el coste de la energía producida. Sobre el LCOE también influye la altitud, en Tamanrasset la radiación directa en año de cielo despejado es la más baja comparada con el resto de los emplazamientos, pero al presentar una altitud mayor que otros, como Sevilla y Goodwin Creek, el LCOE es menor. Cuanto mayor sea la altitud del emplazamiento, menos camino recorre la radiación por la atmósfera y por lo tanto hay una menor atenuación.

Conviene destacar que para todos los emplazamientos para los que la orientación óptima es N-S, la distancia entre filas de colectores es de 17,25 metros, por lo que este parámetro no se ve muy influenciado por la latitud. Si el emplazamiento recibe poca radiación directa, necesitará mayor número de lazos para alcanzar la potencia deseada y por tanto el área del campo solar será mayor.

Tamanrasset es el segundo emplazamiento, después de Brasilia, más cercano al Ecuador, por lo que es de esperar que tenga unos valores de radiación más altos. Para año de cielo despejado, la DNI anual es mucho menor que la del resto de emplazamientos, esto es debido a la localización ya que se encuentra en un desierto y por tanto hay una alta turbiedad atmosférica.

Emplazamiento	Brasilia	Tamanrasset	Goodwin Creek	Sevilla	Boulder
DNI anual [kWh/m²]	1980	2579	1422	2068	2073
Múltiplo solar	2,7	2,7	3	2,8	2,9
Orientación	N-S	N-S	N-S	N-S	N-S
Espacio entre filas [m]	17,25	17,25	17,25	17,25	17,25
LCOE [cents/kWh]	16,51	11,84	23,75	17,55	19,69
Producción anual [GWh]	179,9	251,3	139,5	178,5	154,9
Área de captación [m²]	533	529,7	686,7	601,7	572

Tabla 22 | Resultados para TMY en todos los emplazamientos

Con los datos meteorológicos reales, se puede ver cómo el parámetro fundamental en el dimensionado de plantas de concentración es la irradiancia normal directa. En la tabla 22, se aprecia como el LCOE disminuye conforme aumenta la DNI que los colectores cilindro parabólicos se encargan de concentrar sobre el tubo receptor convirtiéndola así en energía térmica. Si se colocara una planta CCP en Tamanrasset, emplazamiento con mayor DNI, el LCOE obtenido sería el mínimo comparado con el resto de los emplazamientos; en el caso de que se colocara en Goodwin Creek, emplazamiento con menor DNI, el LCOE sería el mayor de entre todas las latitudes estudiadas en este trabajo. Que el emplazamiento seleccionado para colocar una central de CCP tenga una DNI baja implica también que las dimensiones del campo solar sean mayores.

En la tabla 23, se incluye la variación, en tanto por ciento, entre los LCOE para las dos orientaciones posibles, N-S y E-O, en cada uno de los emplazamientos, ordenados de menor a mayor latitud. Se calcula la diferencia relativa entre los LCOE de las dos orientaciones, tomando como referencia el valor del LCOE obtenido para una orientación N-S en ese emplazamiento. Se observa como a medida que aumenta la latitud, en el caso de año típico, la diferencia entre los LCOE de las dos orientaciones va disminuyendo, esto quiere decir que a medida que se incrementa la latitud, la orientación N-S va perdiendo su ventaja sobre la orientación E-O. Prácticamente ocurre del mismo modo para año de cielo despejado, exceptuando Tamanrasset. En este caso, llega un momento en el que la orientación óptima pasa a ser de N-S a E-O, como ocurre en Boulder, por ello se tiene un porcentaje negativo.

	Brasilia	Tamanrasset	Goodwin Creek	Sevilla	Boulder
CSY	11,08%	15,68%	3,99%	0,23%	-3,13%
TMY	17,80%	14,70%	15,08%	3,56%	2,16%

Tabla 23 | Comparativa de la diferencia relativa del LCOE entre orientación N-S y E-O para CSY y TMY, tomando como referencia el LCOE de la orientación N-S en cada emplazamiento

Analizando el múltiplo solar para las distintas orientaciones, se puede concluir que la meteorología influye más en este parámetro si los colectores tienen una orientación N-S que E-O. Para una orientación N-S, en todos los emplazamientos analizados, menos Tamanrasset, el múltiplo solar aumenta cuando se considera la nubosidad. Sin embargo, para una orientación E-O, en emplazamientos como Sevilla y Boulder, el múltiplo solar no cambia, para Goodwin Creek aumenta de 2,9 a 3, en el caso de Brasilia disminuye de 2,8 a 2,7, y en Tamanrasset no cambia, pero como se ha explicado en el apartado dedicado a este emplazamiento, los resultados obtenidos para este emplazamiento puede que no sean los óptimos.

7. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha analizado la influencia de la latitud en el dimensionado de plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos. Para ello se han analizado los datos de radiación, tanto año de cielo despejado y año típico, en una serie de emplazamientos situados en distintas latitudes.

Para llevar a cabo este análisis se ha utilizado el programa System Advisor Model (SAM) y se ha tomado la central de colectores cilindro parabólicos Andasol-1 como central de referencia para comparar los resultados obtenidos en cada emplazamiento.

El parámetro fundamental en el dimensionado de centrales termosolares de concentración es la irradiancia normal directa (DNI). Dependiendo de las propiedades del emplazamiento seleccionado para situar la planta, los colectores podrán captar una mayor radiación. Entre las propiedades de la localización que más influye se encuentran la latitud, objetivo de estudio principal en este trabajo, la nubosidad y la turbiedad atmosférica, relacionada a su vez con la altitud del emplazamiento.

La captación de radiación solar directa por parte de los colectores también está influenciada por las características del campo solar. En este trabajo se han optimizado parámetros como la orientación de los colectores, la distancia entre filas y el múltiplo solar para cada emplazamiento con el objetivo de conseguir el mínimo LCOE (Levelized Cost of Energy) y a su vez una producción anual lo mayor posible.

Teniendo en cuenta la turbiedad atmosférica, los resultados siguen una cierta tendencia excepto para aquellos emplazamientos donde esta es significativa. Si se comparan los LCOE considerando una orientación de los colectores de N-S y E-O, conforme aumenta la latitud, la diferencia entre ambos LCOE se reduce, hasta que llega un punto donde es más conveniente colocar los colectores con una orientación E-O para aprovechar una mayor cantidad de radiación solar directa.

De los resultados obtenidos, se concluye que el múltiplo solar se ve más influenciado por la meteorología si la orientación de los colectores es N-S que si es E-O

Otro de los aspectos esenciales en el dimensionado es la nubosidad, los CCP solo son capaces de captar la radiación solar directa, por lo que, si hay nubes, la planta no podrá producir electricidad por medio de energía solar y tendrá que utilizar energía térmica almacenada. Si durante los meses más largos hay nubosidad, esta tendrá más repercusión en el funcionamiento de la planta ya que las nubes afectan a más horas de sol que si estas se dan en los meses más cortos, donde la DNI suele ser menor.

Una consideración importante sobre la que influye también la DNI es en las dimensiones del campo solar. Si la radiación directa normal que se recibe es poca, la planta va a necesitar de un mayor número de lazos y una mayor área de captación para conseguir obtener el LCOE mínimo. Este aumento en el tamaño del campo solar implica mayores gastos de operación y mantenimiento de la central termosolar.

ANEXO I: Obtención de la DNI y Temperatura húmeda en el punto de diseño en cada emplazamiento.

En este anexo se incluyen las funciones de distribución de la radiación directa normal y de la temperatura húmeda y, además de cómo se han obtenido los valores incluidos en la tabla **x**.

Conviene recordar que, para un año de cielo despejado, la temperatura húmeda se toma igual a 25 °C en todos los emplazamientos.

a) Boulder

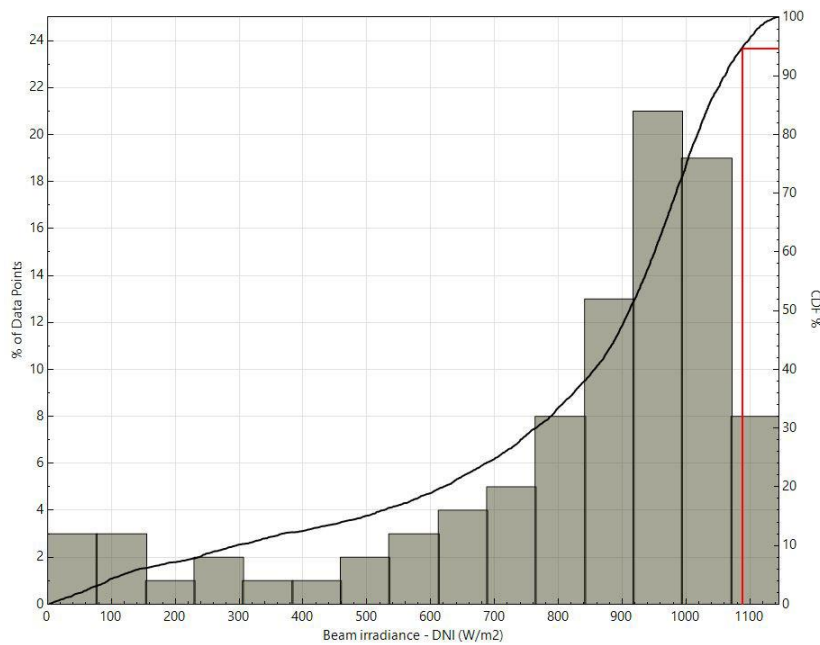


Fig. 40 | Función de distribución de DNI Boulder CSY

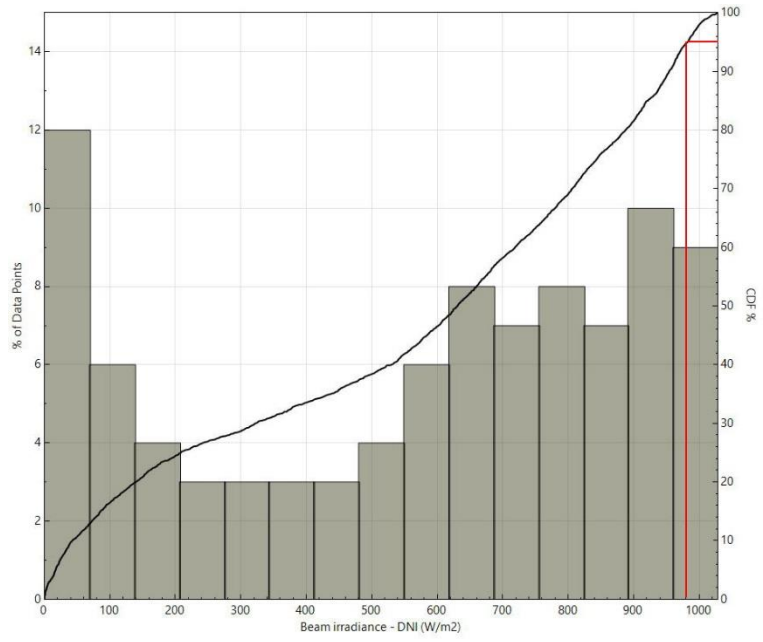


Fig. 41 | Función de distribución de DNI Boulder TMY

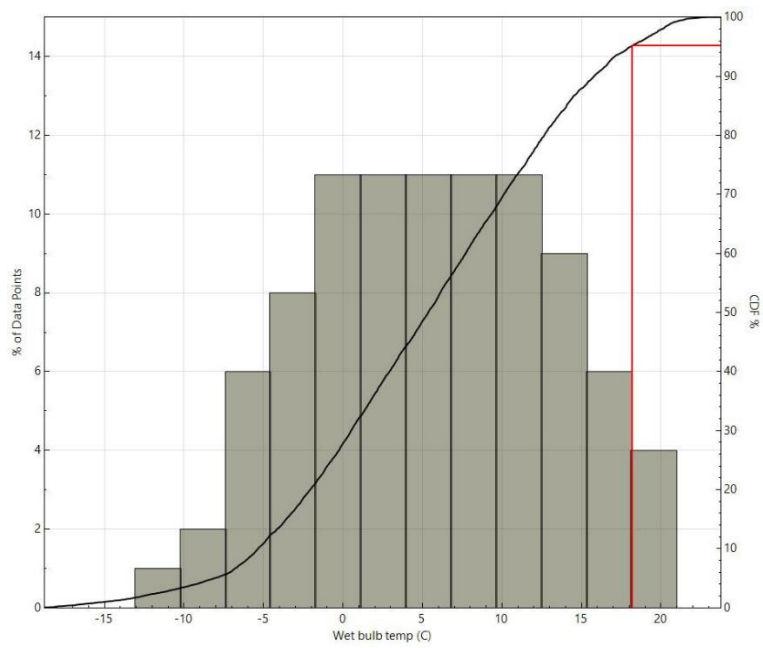


Fig. 42 | Función de distribución de T^a húmeda Boulder TMY

b) Brasilia

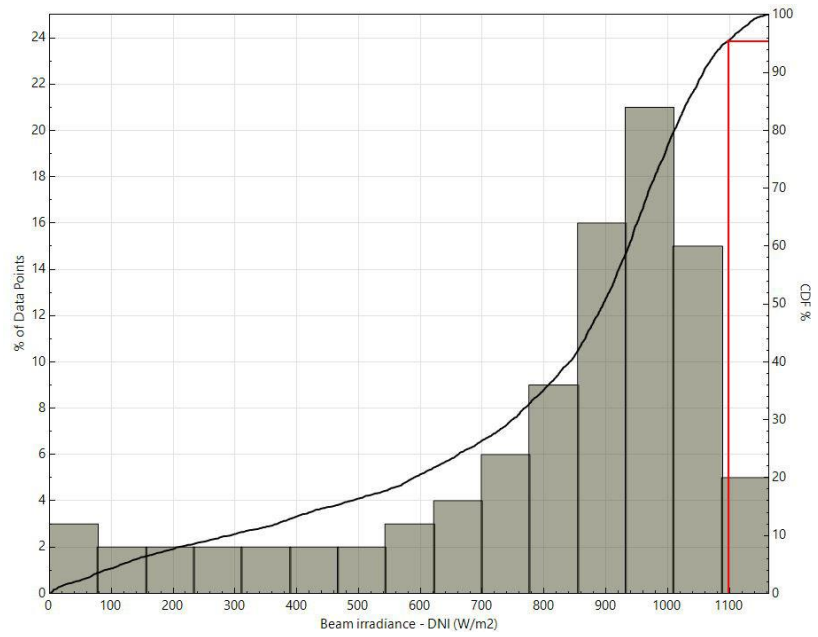


Fig. 43 | Función de distribución de DNI Brasilia CSY

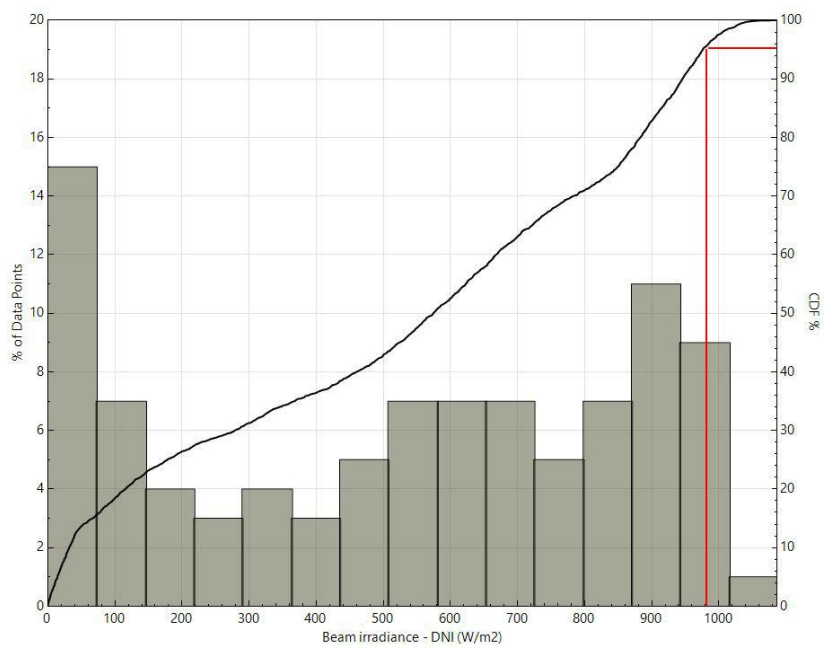


Fig. 44 | Función de distribución de DNI Brasilia TMY

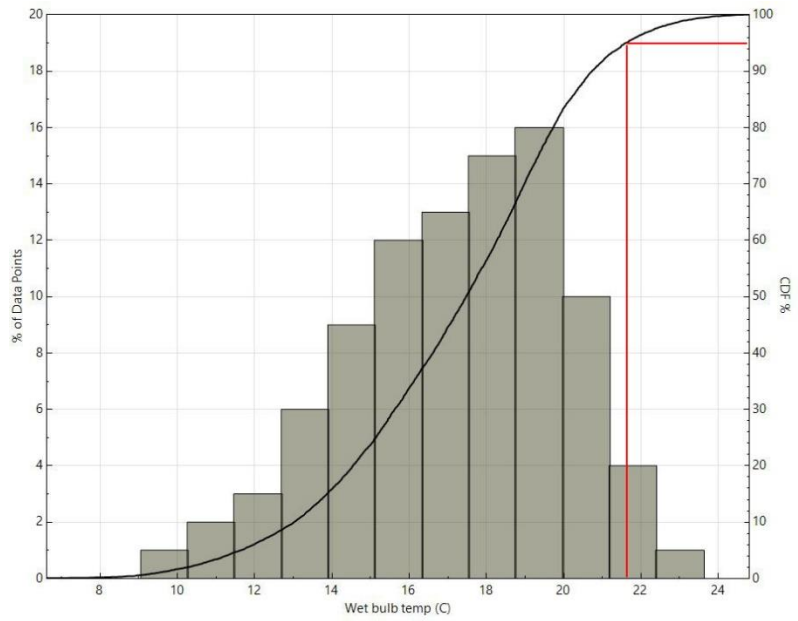


Fig. 45 | Función de distribución de Tª húmeda Brasilia TMY

c) Goodwin Creek

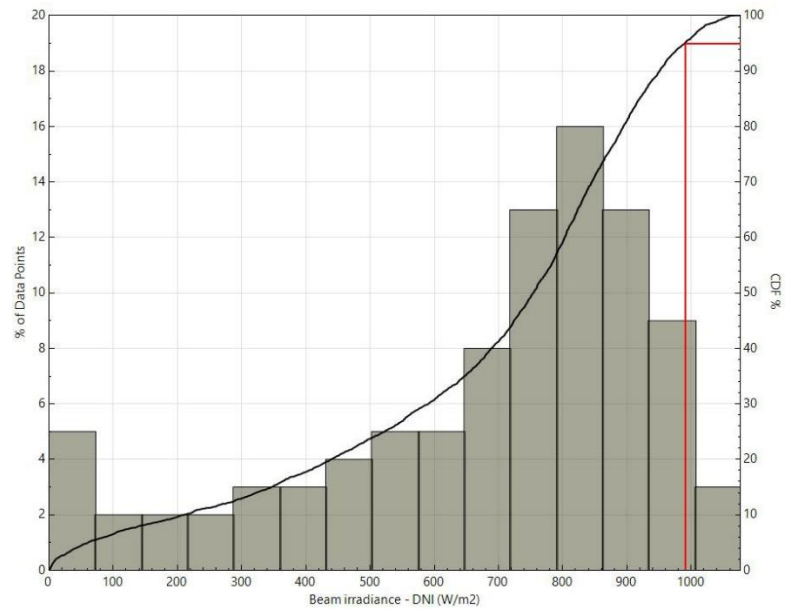


Fig. 46 | Función de distribución de DNI Goodwin Creek CSY

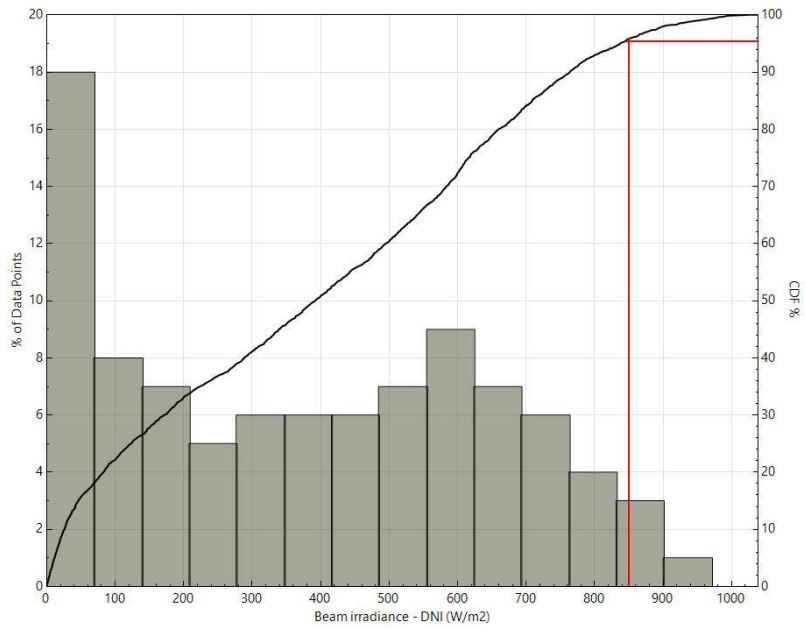


Fig. 47 | Función de distribución de DNI Goodwin Creek TMY

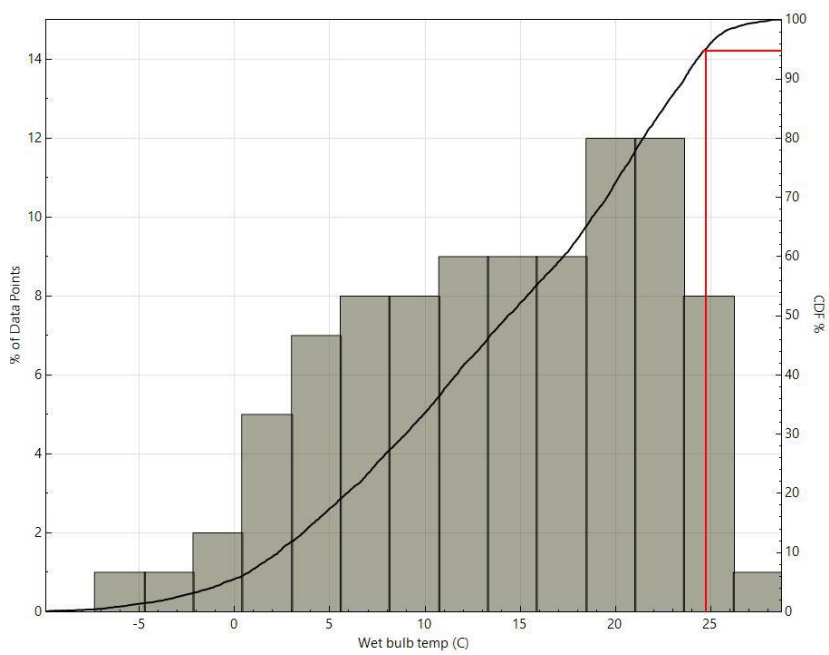


Fig. 48 | Función de distribución de T^a húmeda Goodwin Creek TMY

d) Sevilla

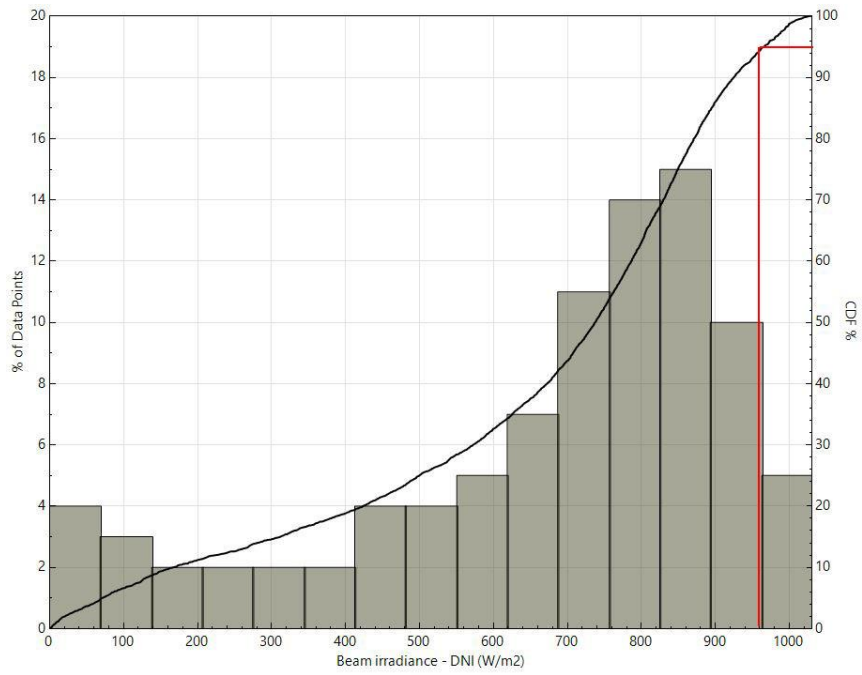


Fig. 49 | Función de distribución de DNI Sevilla CSY

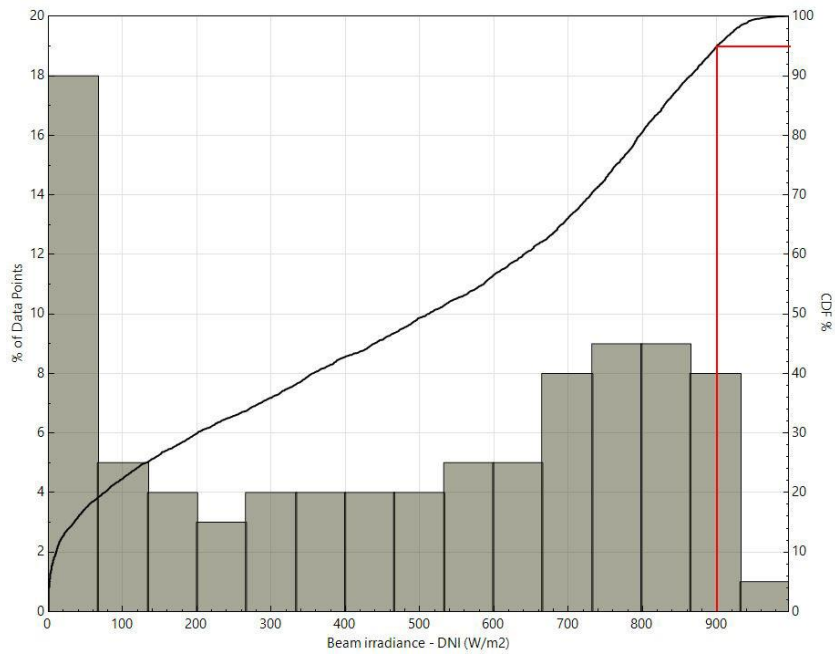


Fig. 50 | Función de distribución de DNI Sevilla TMY

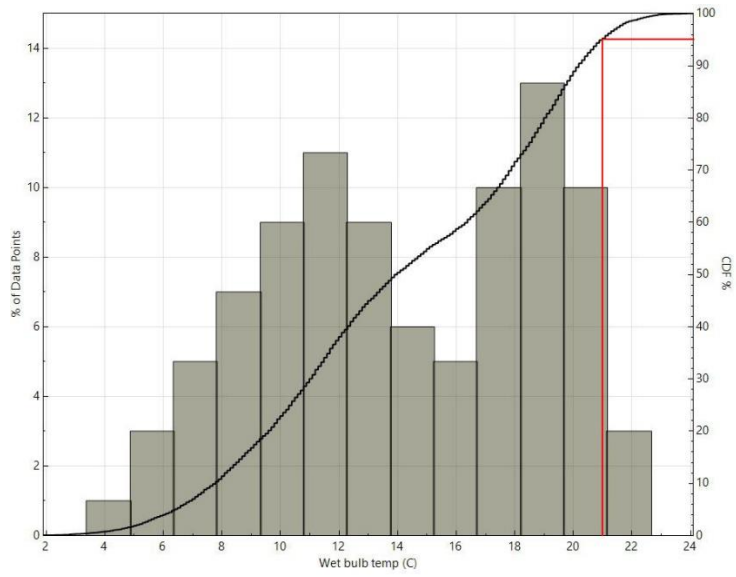


Fig. 51 | Función de distribución de Tª húmeda Sevilla TMY

e) Tamanrasset

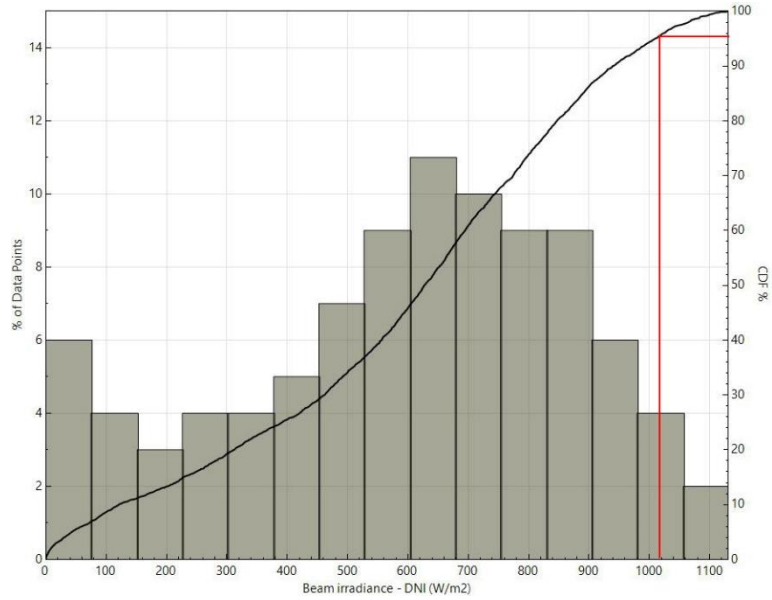


Fig. 52 | Función de distribución de DNI Tamanrasset CSY

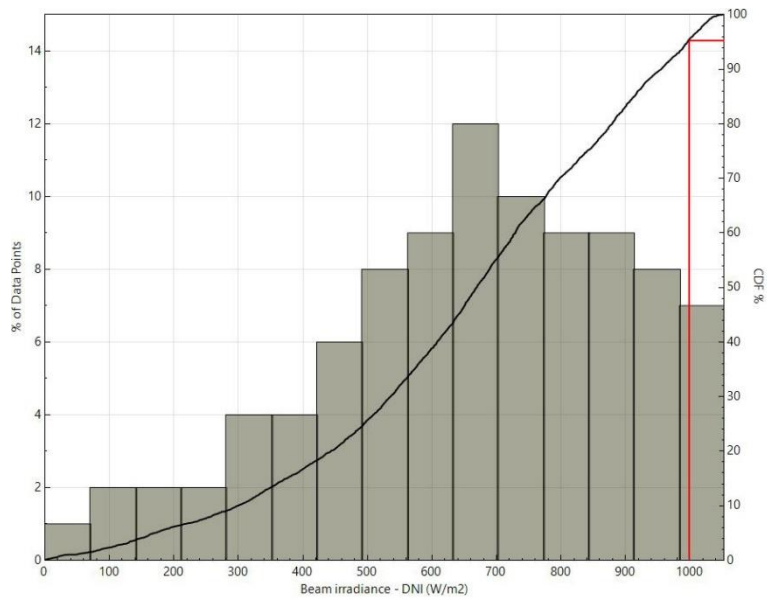


Fig. 53 | Función de distribución de DNI Tamanrasset TMY

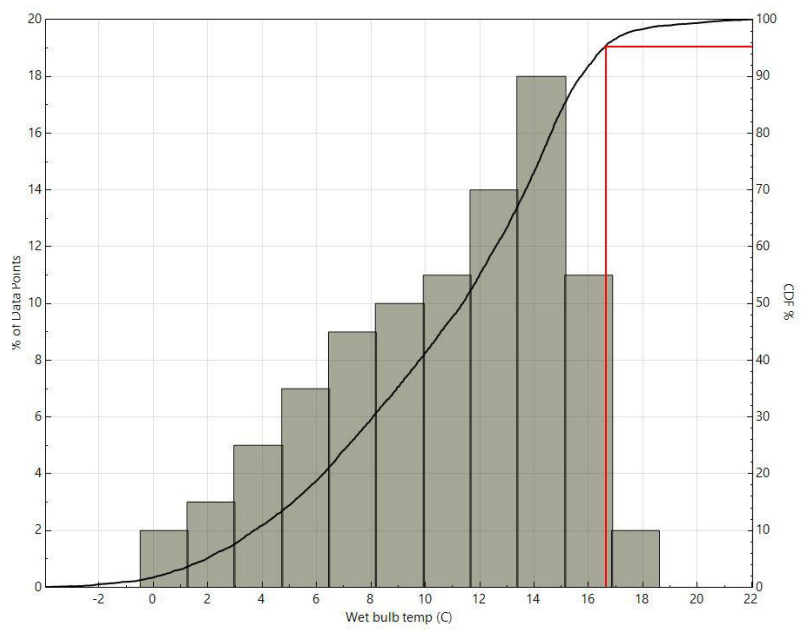


Fig. 54 | Función de distribución de T^a húmeda Boulder TMY

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Creus, A. (2012). Energía termosolar. Cano Pina.
- [2] Resumen del plan de energías renovables 2010-2020: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos/Resumen_PER_2011-2020_15f3dad6.pdf
- [3] <https://helioscsp.com/pwc-report-claims-concentrated-solar-power-is-best-for-nighttime-electricity-generation-in-spain/>
- [4] Pwc (2021). La industria termosolar como motor económico en España. <https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/la-industria-termosolar-como-motor-economico-en-espana.pdf>
- [5] Renewables 2021 Global status Report https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- [6] NREL. System Advisor Model (SAM) Case Study: Andasol-1
- [7] Kariuki, S. K., Machinda, G. T., & Chowdhury, S. (2012). Solar multiple optimization and dispatch analysis of a potential parabolic CSP plant in Kenya. PES T&D 2012, 1–6. <https://doi.org/10.1109/TDC.2012.6281594>
- [8] Montes, M. ., Abánades, A., Martínez-Val, J. ., & Valdés, M. (2009). Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors. Solar Energy, 83(12), 2165–2176. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.08.010>
- [9] Geyer, M., Lüpfert, E., Osuna, R., Esteban, A., Schiel, W., Schweitzer, A., Zarza, E., Nava, P., Langenkamp, J., Mandelberg, E. (2002). EUROTHROUGH – Parabolic Through Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation.

[10] Short W et al, 1995. Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-462-5173.

[11] Silva Pérez, M. A., Barea García, J. M., Larrañeta Gómez-Caminero, M., Moreno Tejera, S., & Lillo Bravo, I. (2014). Analysis of the distribution of measured and synthetic DNI databases and its effect on the expected production of a parabolic trough plan. Elsevier.

[12] Carta González, J., Calero Pérez, R., & Colmenar Santos, A. (2013). Centrales de energías renovable. Pearson Educación.

[13] Lovegrove, K., & Stein, W. (2012). Concentrating solar power technology principles, developments and applications . Woodhead Pub.