

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE APUNTE DE HELIOSTATOS DE UNA PLANTA SOLAR DE TORRE



Máster Universitario en
Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Master

Autor TFM: Sergio Jáuregui Vizcay

Tutor CENER: Iñigo Les Aguerrea

Tutores UPNA: David Astráin Ulibarrena

y Pablo Sanchis Gúrpide

Pamplona, a 22 de junio de 2021

INDICE

1. OBJETIVO.....	3
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	3
3. ENERGÍAS RENOVABLES	3
3.1. DEFINICIÓN.....	3
3.2. CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	4
3.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	6
3.4. SITUACIÓN MUNDIAL Y PENINSULAR DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	7
3.4.1. SITUACIÓN MUNDIAL.....	7
3.4.2. SITUACIÓN PENINSULAR	10
3.5. OBJETIVOS EUROPEOS SOBRE CLIMA Y ENERGÍA PARA 2030	11
4. ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA.....	12
4.1. DEFINICIÓN.....	12
4.2. DENSIDAD DE FLUJO Y FACTOR DE CONCENTRACIÓN CSP	13
4.3. RENDIMIENTO PLANTA CSP	14
4.4. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR TERMOELÉCTRICA	15
4.4.1. TECNOLOGÍA CILINDRO PARABÓLICA (CCP).....	15
4.4.2. TECNOLOGÍA FRESNEL.....	16
4.4.3. TECNOLOGÍA DE RECEPTOR CENTRAL EN TORRE	16
4.4.4. TECNOLOGÍA DE DISCO PARABÓLICO	17
4.5. RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR TERMOELÉCTRICA.....	18
4.6. SITUACIÓN MUNDIAL Y ESPAÑOLA DE CSP.....	20
4.6.1. SITUACIÓN MUNDIAL.....	20
4.6.2. SITUACIÓN EN ESPAÑA	20
5. ESTADO DEL ARTE DE CENTRALES DE TORRE	22
5.1. CAMPO SOLAR.....	22
5.1.1. HELIOSTATO	22
5.1.2. TORRE	23
5.1.3. RECEPTOR.....	23
5.1.4. FLUIDO CALOPORTADOR.....	25
5.1.5. RENDIMIENTO DEL CAMPO SOLAR	26

5.2. CICLO TERMODINÁMICO DE POTENCIA	29
5.3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	30
5.4. CENTRALES DE TORRE EN ESPAÑA.....	30
6. ESTRATEGIAS DE APUNTE.....	31
6.1. INTRODUCCIÓN	31
6.2. ESTRATEGIAS DE APUNTE ACTUALES.....	32
6.2.1. ESTRATEGIA DE APUNTE CON UN SOLO PARÁMETRO PARA EL CAMPO SOLAR	32
6.2.2. ESTRATEGIA DE APUNTE CON DOS PARÁMETROS PARA EL CAMPO SOLAR	34
7. IMPLEMENTACION DE UNA ESTRATEGIA DE APUNTE PARA EL CAMPO SOLAR DE GEMASOLAR.....	36
7.1. DATOS DE PARTIDA DE LA PLANTA	36
7.2. OBJETIVOS DE LA ESTRATEGIA DE APUNTE	37
7.3. HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA DE APUNTE	37
7.4. ESTRATEGIA DE APUNTE A DESARROLLAR.....	38
7.5. TAMAÑO DE LA MANCHA	38
7.5.1. SOMBRAS Y BLOQUEOS.....	38
7.5.2. POSICIÓN DEL SOL.....	41
7.5.3. ERRORES DEL HELIOSTATO.....	44
7.5.4. DISTANCIA ENTRE HELIOSTATO Y RECEPTOR.....	49
7.5.5. TAMAÑO DE LA MANCHA EN LA PLANTA GEMASOLAR.....	52
7.6. ESTRATEGIA DE APUNTE CON UN SOLO PARÁMETRO	53
7.6.1. RESULTADOS OBTENIDOS	53
7.7. ESTRATEGIA DE APUNTE CON DOS PARÁMETROS.....	61
7.7.1. RESULTADOS OBTENIDOS	62
8. CONCLUSIONES.....	67
9. LINEAS FUTURAS.....	67
10. BIBLIOGRAFÍA	67

1. OBJETIVO

El presente trabajo de fin de máster tiene como objetivo desarrollar una estrategia de apunte de heliostatos de una planta solar de torre e implementarla en la planta Gemasolar.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El objetivo principal de las centrales solares de torre, al igual que el resto de centrales térmicas, es generar la máxima potencia posible. Para ello, cuentan con miles de heliostatos que concentran la radiación solar sobre un receptor. Por lo tanto, para poder obtener la máxima potencia posible, el punto de apunte de cada heliostato debe ser aquel que logre minimizar las pérdidas por desbordamiento. Así pues, cuando se trate de un receptor plano, todos los heliostatos apuntarán al centro del mismo. Sin embargo, cuando el receptor sea cilíndrico o poliédrico, todos los heliostatos apuntarán al ecuador. Todo esto se puede apreciar en la siguiente imagen:

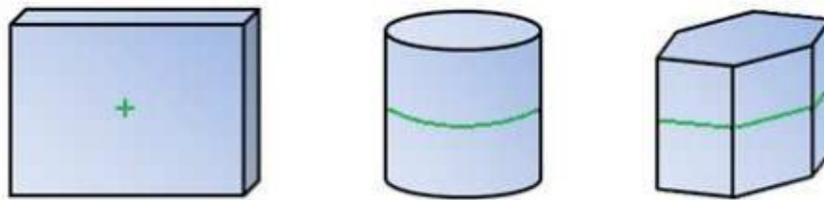


Figura 1: Zona de apunte que maximiza la potencia

Sin embargo, en las plantas comerciales, la adición de miles de puntos de energía sobre un único punto produce una distribución de flujo poco homogénea con un flujo de calor pico excesivamente alto. Esto provocaría problemas de fluencia, fatiga, estrés térmico, etc. en el receptor, dando lugar a una reducción de su vida útil en el mejor de los casos, pues podría llegar a quemarse y obligar así la parada de la planta para su reparación. Por ello, para evitar esto, es necesario diseñar una estrategia de apunte que logre maximizar la potencia generada pero siempre respetando unas condiciones térmicas adecuadas para el receptor.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

3.1. DEFINICIÓN

Se entienden como energías renovables aquellas que se obtienen a partir de un recurso inagotable o cuya regeneración es más rápida que su consumo. Actualmente, están cobrando mayor importancia debido al agravamiento del efecto invernadero, acompañado por una mayor concienciación de la sociedad.

3.2. CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Según el recurso empleado, las energías renovables se pueden clasificar en:

- **Energía solar:** aprovecha la energía proveniente de la radiación solar. En función de cómo se aproveche dicho recurso, se puede hablar de energía solar térmica o energía solar fotovoltaica. Por un lado, la fotovoltaica consigue electricidad de manera directa a través de la incidencia de la radiación solar sobre unos módulos fotovoltaicos. Por otro lado, la térmica consigue calor mediante concentradores que concentran la radiación solar, el cual puede ser utilizado directamente para calefacción o puede ser convertido en electricidad a través de un ciclo termodinámico.



Figura 2: Central fotovoltaica La Mula 494 MW Murcia (izquierda), Central térmica IVANPAH 392 MW California (derecha)

- **Energía eólica:** aprovecha la energía cinética del viento. Esta energía es captada por el rotor de un aerogenerador y posteriormente se transforma en electricidad a través de un generador. En función de donde se encuentren los aerogeneradores se puede distinguir entre energía eólica onshore y energía eólica offshore. Los primeros son colocados en tierra mientras que los segundos son colocados en el mar.



Figura 3: Parque onshore 292 MW Huelva (izquierda), Parque offshore London Array 630 MW, Támesis (derecha)

- **Energía hidráulica:** es la que permite generar electricidad a partir del agua en movimiento. La corriente de agua, que puede ser regulada por las compuertas de una presa, hace girar una turbina cuyo movimiento es aprovechado por un generador para producir electricidad.



Figura 4: Central hidroeléctrica 8370 MW, Tucuruí

- **Energía de la biomasa:** aprovecha la energía térmica producida durante la combustión de un recurso renovable (purines, cultivos agrícolas...), y, a través de un ciclo termodinámico, se genera electricidad.



Figura 5: Central de biomasa 25 MW, Sangüesa

- **Energía geotérmica:** aprovecha la energía térmica proveniente del interior de la Tierra. Del mismo modo que la energía solar térmica, el calor generado podrá ser utilizado para calefacción o para generar electricidad.



Figura 6: Campo geotérmico El Geysers 1590 MW, California

- **Energía del mar:** aprovecha la energía proveniente de las mareas, las olas y de las corrientes para generar electricidad.



Figura 7: Central mareomotriz Rance Tidal 240MW Bretaña (izquierda), Central undimotriz Motrico 296kW Guipúzcoa (derecha)



Figura 8: SeaGen 1,2 MW, Estrecho de Strangford

3.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables presentan las siguientes ventajas frente a otras formas de producción de energía:

- La más importante es que contribuyen a la producción de energía de forma mucho más sostenible ya que no emiten gases de efecto invernadero, y, además, no producen residuos peligrosos.
- Son inagotables ya que aprovechan los recursos del agua, del viento o del sol.
- Permiten el autoconsumo.
- Los recursos renovables, a diferencia de los combustibles fósiles, están disponibles de una forma u otra en la mayoría de los países. De esta manera se reduce la dependencia energética que pueda tener un país con el exterior, mejorando así su balance comercial.
- Reducen el precio de la luz, el cual es fijado en subastas diarias en función de las ofertas de venta que presentan los generadores de energía y las ofertas de compra de los comercializadores de energía. Dado que los productores de electricidad con energía renovable presentan habitualmente ofertas más competitivas que el resto, los precios diarios de la electricidad se reducen.
- Resultan más rentables. El coste nivelado de la energía (LCOE) de parques renovables como eólicos y fotovoltaicos es más bajo que el de las centrales convencionales.
- Crean más empleo. Se estima que por cada empleo en generación eléctrica convencional se crean 5 empleos en la generación eléctrica con renovables.

Ahora bien, las energías renovables también presentan ciertas desventajas:

- El recurso renovable no es gestionable, es decir, no se puede conseguir mayor cantidad de éste en el momento en el que se necesite más energía.
- El recurso renovable es variable. En intervalos de tiempo muy corto, se puede pasar de tener mucho recurso a no tener nada.

Estas desventajas complican la integración de las energías renovables en la red. Por ello, hoy en día, se están investigando soluciones para mitigarlas. La que más está sonando es dotar a las centrales renovables de un sistema de almacenamiento de energía. Hasta el momento, el almacenamiento de calor resulta más rentable que el almacenamiento en forma de electricidad.

3.4. SITUACIÓN MUNDIAL Y PENINSULAR DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

3.4.1. SITUACIÓN MUNDIAL

De acuerdo con el informe elaborado por REN21 [1], en 2019 se incrementó en más 200 GW la potencia renovable instalada, de los cuales el 57 % se trataba de energía solar fotovoltaica, el 30 % de energía eólica, el 8% de energía hidráulica y el 5% de energías renovables como bioenergía, energía geotérmica, energía oceánica y energía solar térmica de concentración (CSP). Así pues, la potencia total instalada en el mundo ascendió a 2.588 GW.

		2018	2019
INVESTMENT			
New investment (annual) in renewable power and fuels ¹	billion USD	296.0	301.7
POWER			
Renewable power capacity (including hydropower)	GW	2,387	2,588
Renewable power capacity (not including hydropower)	GW	1,252	1,437
 Hydropower capacity ²	GW	1,135	1,150
 Wind power capacity	GW	591	651
 Solar PV capacity ³	GW	512	627
 Bio-power capacity	GW	131	139
 Geothermal power capacity	GW	13.2	13.9
 Concentrating solar thermal power (CSP) capacity	GW	5.6	6.2
 Ocean power capacity	GW	0.5	0.5

Figura 9: Potencia renovable acumulada en el mundo año en 2018 y 2019 [1]

De esta manera se consiguió, por quinto año consecutivo, que la potencia instalada renovable superara a la potencia instalada no renovable.

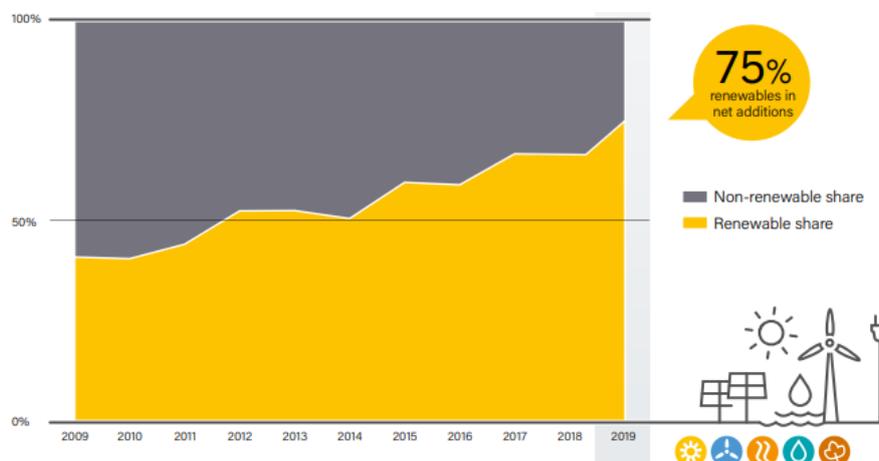


Figura 10: Evolución de la potencia instalada renovable y no renovable [1]

El país que presentó mayor potencia renovable acumulada a finales de 2019 fue China (789 GW), seguida de Estados Unidos (282 GW), Brasil (144 GW), India (137 GW) y Alemania (124 GW). Además, China también lideró el mundo en potencia renovable instalada durante el año con 67 GW, seguida de Estados Unidos (22 GW), India (13 GW) y Brasil/Japón (8GW cada uno).

A continuación se representa, para cada una de las tecnologías renovables, tanto la potencia que tenía instalada cada país en 2018 como la que añadió en 2019.

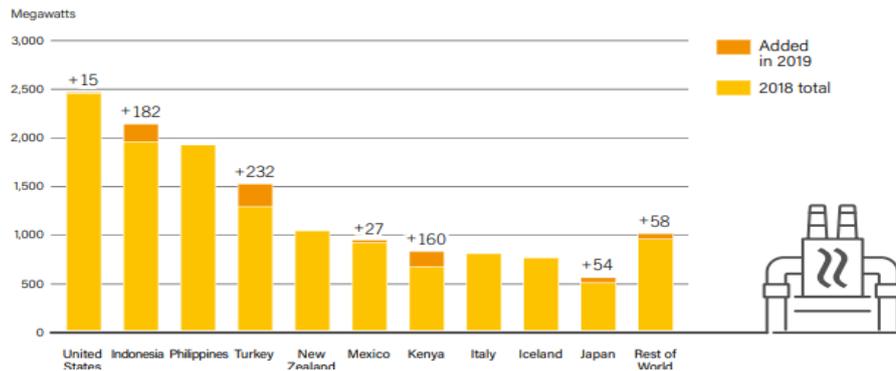


Figura 11: Países con más potencia geotérmica acumulada en 2019 [1]

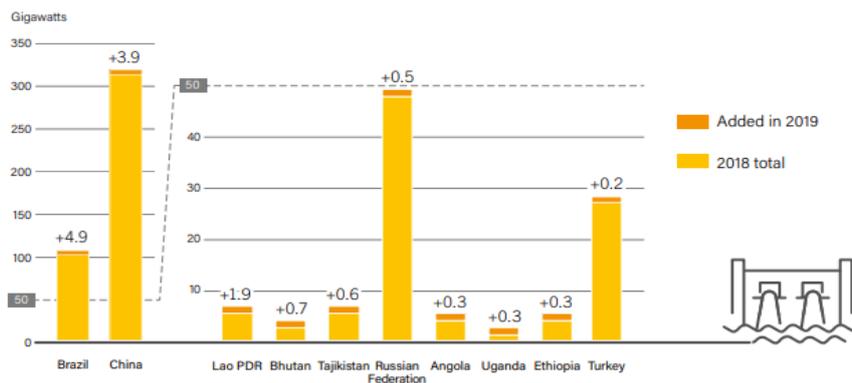


Figura 12: Países con más potencia hidroeléctrica acumulada en 2019 [1]

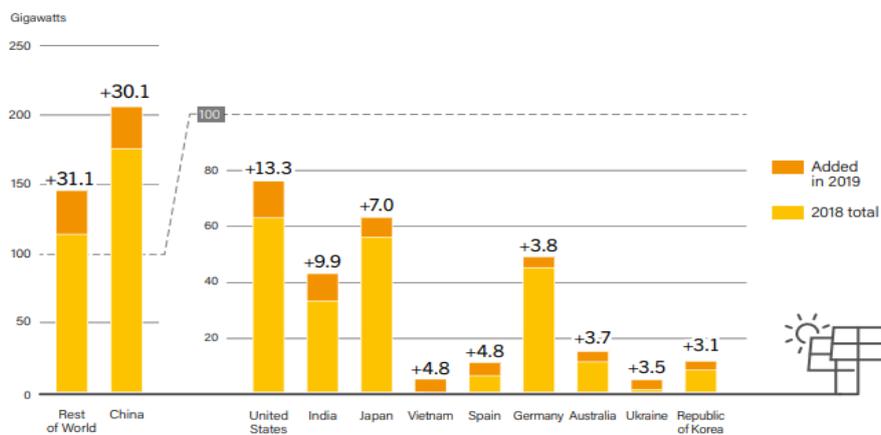


Figura 13: Países con más potencia solar fotovoltaica acumulada en 2019 [1]

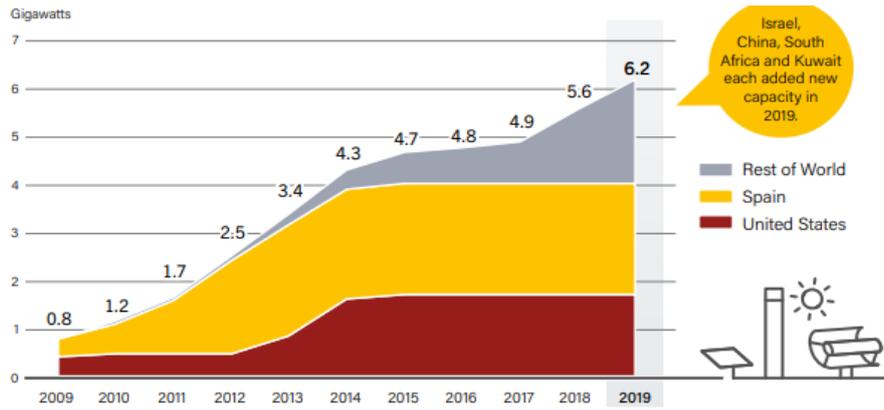


Figura 14: Países con más potencia solar térmica acumulada en 2019 [1]

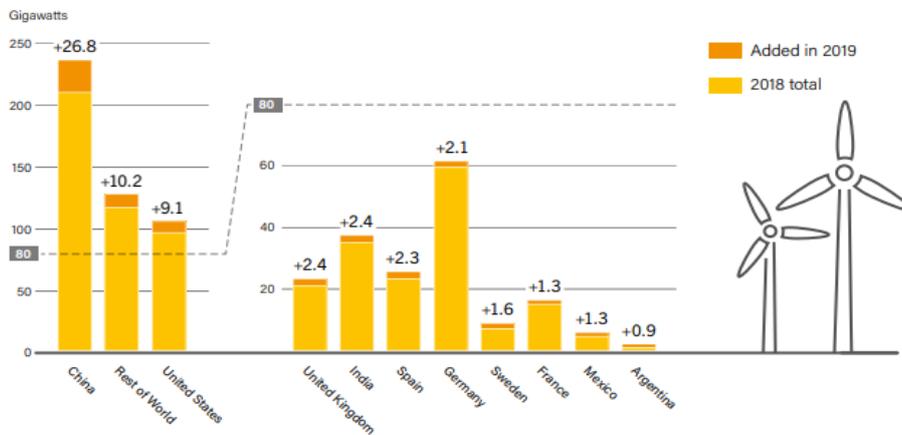


Figura 15: Países con más potencia eólica acumulada en 2019 [1]

Así pues, los países líderes tanto en potencia acumulada como en potencia instalada en 2019 de cada una de las tecnologías quedan de la siguiente manera:

	1	2	3	4	5
Investment in renewable power and fuels capacity (not including hydropower over 50 MW)	China	United States	Japan	India	Chinese Taipei
Solar PV capacity	China	United States	India	Japan	Vietnam
Wind power capacity	China	United States	United Kingdom	India	Spain
Hydropower capacity	Brazil	China	Lao PDR	Bhutan	Tajikistan
Geothermal power capacity	Turkey	Indonesia	Kenya	Costa Rica	Japan
Concentrating solar thermal power (CSP) capacity	Israel	China	South Africa	Kuwait	France
Solar water heating capacity	China	Turkey	India	Brazil	United States
Ethanol production	United States	Brazil	China	India	Canada
Biodiesel production	Indonesia	United States	Brazil	Germany	France

Figura 16: Países con más potencia instalada en 2019 en cada tecnología [1]

	1	2	3	4	5
POWER					
Renewable power capacity (including hydropower)	China	United States	Brazil	India	Germany
Renewable power capacity (not including hydropower)	China	United States	Germany	India	Japan
Renewable power capacity <i>per capita</i> (not including hydropower) ¹	Iceland	Denmark	Sweden	Germany	Australia
🌿 Bio-power capacity	China	United States	Brazil	India	Germany
🌋 Geothermal power capacity	United States	Indonesia	Philippines	Turkey	New Zealand
💧 Hydropower capacity ²	China	Brazil	Canada	United States	Russian Federation
💧 Hydropower generation ²	China	Brazil	Canada	United States	Russian Federation
☀️ Solar PV capacity	China	United States	Japan	Germany	India
☀️ Concentrating solar thermal power (CSP) capacity	Spain	United States	Morocco	South Africa	China
🌬️ Wind power capacity	China	United States	Germany	India	Spain

Figura 17: Países con más potencia acumulada en 2019 en cada tecnología [1]

En cuanto a la generación de electricidad mundial a finales de 2019, el 27,3% fue de origen renovable. La energía hidroeléctrica representó el 58% de dicha generación, la energía eólica el 22%, la energía solar fotovoltaica el 10%, la bioenergía el 8% y las energías geotérmica, solar térmica de concentración y oceánica el 1,4%.

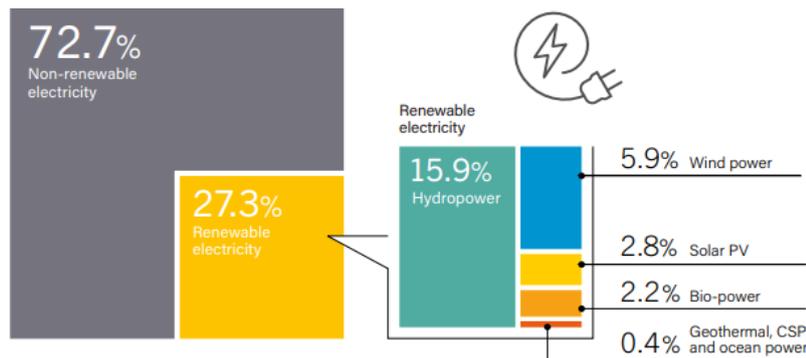


Figura 18: Generación eléctrica mundial en 2019 [1]

3.4.2. SITUACIÓN PENINSULAR

De acuerdo con el informe elaborado por REE [2], el año 2019 ha marcado un punto de inflexión en la transición del sistema eléctrico peninsular hacia un modelo energético sostenible gracias a la puesta en servicio de 6.528 MW “verdes”, es decir, un 13,6% más de potencia instalada renovable respecto al año anterior. Este hecho ha originado un incremento del 6,2% de la potencia instalada en la península, dando lugar a 104,8 GW, de los cuales, por primera vez, más de la mitad (52%) son de carácter renovable.

A cierre de 2019, el contingente renovable en la península ascendía a un total de 54.458 MW, de los cuales el 46% eran eólicos, el 16% eran fotovoltaicos y el resto (38%) se correspondían a otras tecnologías renovables. Esto se puede apreciar en la siguiente imagen:

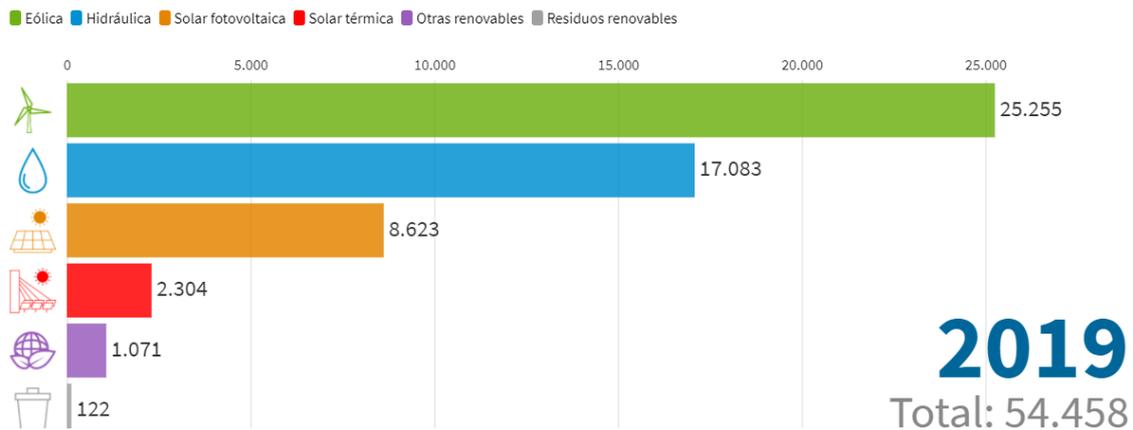


Figura 19: Potencia renovable acumulada en la península en 2019 (MW) [2]

Por un lado, la eólica cerró el año con 25.255 MW y se situó como líder en potencia instalada, por delante incluso del ciclo combinado. Por otro lado, la solar fotovoltaica cerró el año con 8.623 MW de potencia instalada y fue la tecnología que más incrementó su presencia, con un aumento del 93,2 % (4.159 MW) respecto al año anterior. Finalmente, la solar térmica y la hidráulica cerraron el año con 2.304 MW y 17.083 MW respectivamente.

Esta apuesta por las fuentes limpias permitió que, de los 247.002 GWh de electricidad generados en la península en 2019, el 39 % fueran producidos a partir de estas tecnologías. La generación eólica, con un 21,5% de aportación, ocupó el segundo lugar en el mix, tras la nuclear (22,6 %) y seguida del ciclo combinado (20,7 %). También destaca el retroceso de la generación mediante carbón, el mayor desde que Red Eléctrica tiene registros (1990). Sólo representó el 4,3% del total de la generación frente al 14,1% del 2018. Como consecuencia, las emisiones de CO₂ han experimentado una notable reducción respecto a 2018 (25,5% menos) sumando un total de 40,6 millones de toneladas de CO₂.

3.5. OBJETIVOS EUROPEOS SOBRE CLIMA Y ENERGÍA PARA 2030

De acuerdo con el informe elaborado por la UE [3], el marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030 contempla los siguientes objetivos políticos durante el periodo 2021-2030:

- Al menos un 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (con respecto a 1990)
- Al menos un 32% de cuota de energías renovables
- Al menos un 32,5% de mejora de la eficiencia energética

Para ello, la Comisión está estudiado las medidas a seguir en todos los sectores y las presentará a más tardar en julio de 2021.

4. ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

4.1. DEFINICIÓN

Se llama planta solar de concentración o solar termoeléctrica (Concentrated Solar Power, CSP) a una planta que utiliza reflectores basados en espejos con el fin de concentrar la componente directa de la radiación solar (DNI) sobre un receptor para que éste transfiera el calor recibido al fluido caloportador que circula por su interior, el cual puede ser agua, aceite sintético, sales fundidas, etc... En el caso en el que sea agua, el fluido caloportador podría ser el propio fluido de trabajo, es decir, el que utiliza el ciclo termodinámico, dándose lugar una transferencia directa de energía. En la mayoría de los casos, el fluido caloportador y el fluido de trabajo serán diferentes, dándose lugar una transferencia indirecta de energía a través de un equipo o material intermedio. De cualquiera de las dos formas, el objetivo es conseguir ceder calor al fluido de trabajo para obtener vapor, el cual, posteriormente, será utilizado para generar electricidad a través de un ciclo termodinámico y un alternador.

El ciclo termodinámico más extendido hasta el momento es el ciclo Rankine. Sin embargo, hay soluciones comercialmente disponibles en los que se utiliza un ciclo Bryton con aire. Cabe destacar que actualmente se están investigando posibles ciclos supercríticos basados en CO_2 para poder ser utilizados en un futuro.

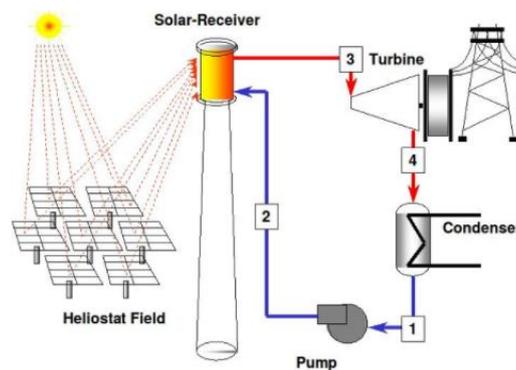


Figura 20: Planta termosolar con transferencia directa de energía

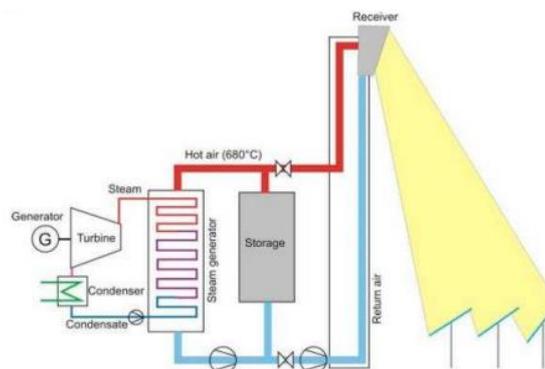


Figura 21: Planta termosolar con transferencia indirecta de energía

A continuación, en el siguiente mapa, se observan los diversos niveles de potencial para el despliegue de energía solar térmica en todo el mundo. El mejor DNI se encuentra en regiones con aire limpio, libre de partículas, como las que se encuentran a menudo en las tierras altas del desierto.

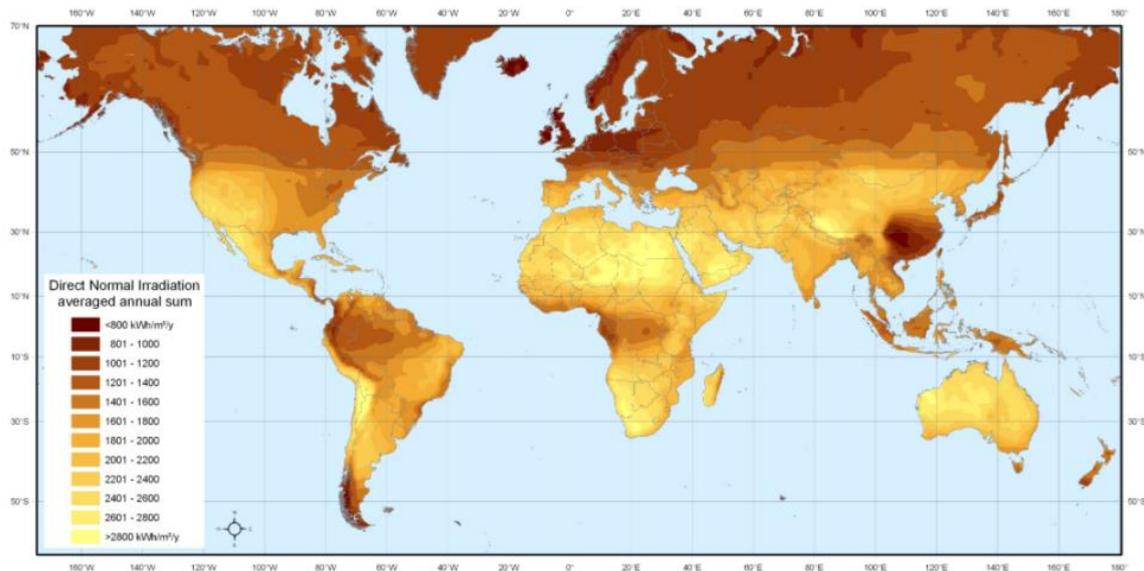


Figura 22: Radiación normal directa mundial [4]

4.2. DENSIDAD DE FLUJO Y FACTOR DE CONCENTRACIÓN CSP

La densidad de flujo y el factor de concentración son aspectos a tener muy en cuenta en el diseño de un campo solar, los cuales vienen definidos por las siguientes expresiones:

$$\text{Factor de concentración parcial } i = \frac{\text{Densidad de flujo } i \text{ (W/m}^2\text{)}}{\text{DNI (W/m}^2\text{)}} \text{ siendo } i \text{ una parte del receptor}$$

$$\text{Potencia total} = \sum \text{Densidad de flujo } i \text{ (W/m}^2\text{)} * \text{Area } i \text{ (m}^2\text{)}$$

$$\text{Densidad de flujo media} = \frac{\text{Potencia total (W)}}{A_{\text{receptor}} \text{ (m}^2\text{)}}$$

$$\text{Factor de concentración medio} = \frac{\text{Densidad de flujo media (W/m}^2\text{)}}{\text{DNI (W/m}^2\text{)}}$$

En el hipotético caso en el que no haya pérdidas en el campo solar, el factor de concentración medio coincidiría con el factor de concentración ideal.

$$C_{\text{ideal}} = \text{Factor de concentración medio} = \frac{A_{\text{apertura}}}{A_{\text{receptor}}} = \frac{\text{Densidad de flujo media (W/m}^2\text{)}}{\text{DNI (W/m}^2\text{)}}$$

En la imagen de la izquierda se puede observar, para un valor específico de DNI, una distribución de flujo poco homogénea sobre el receptor de torre central debido a que muchos reflectores apuntan a un mismo punto del receptor, dando lugar a una densidad de flujo (o factor de concentración) muy elevada en dicho punto y una densidad de flujo (o factor de concentración) muy baja en el resto de los puntos.

Por el contrario, en la imagen de la derecha se puede observar una distribución de flujo más homogénea debido a que todos los reflectores no apuntan a un mismo punto del receptor, dando lugar a una densidad de flujo (o factor de concentración) más uniforme en todos los puntos del receptor.

En ambos casos, si se considera que no existen pérdidas por desbordamiento, la densidad media (o factor de concentración medio) presenta el mismo valor.

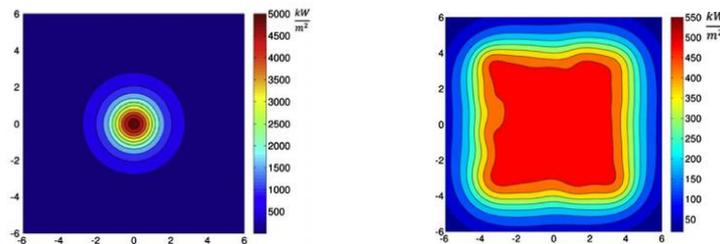


Figura 23: Distribución de flujo poco (izquierda) y muy uniforme (derecha) para un valor de DNI

4.3. RENDIMIENTO PLANTA CSP

El rendimiento de una planta solar de concentración viene definido por la siguiente expresión:

$$\eta_{planta\ real} = \frac{Q_{generada}}{Q_{llega\ al\ sistema}} = \frac{Q_{generada}}{DNI \cdot A_{apertura}}$$

Como bien se ve, la expresión adjuntada no está desarrollada debido a que, a pesar de conocer fácilmente la expresión que define la potencia que le llega al sistema mediante el DNI y el área de apertura, resulta complicado determinar la expresión que define la $Q_{generada}$ ya que ésta depende del rendimiento óptico, del tipo de receptor utilizado, de la temperatura máxima del fluido caloportador, de la existencia de almacenamiento, del tipo de almacenamiento, del ciclo termodinámico, etc. Ahora bien, de acuerdo con el informe elaborado por David Astráin [5], lo que sí se sabe es que:

- A mayor densidad de flujo media (o factor concentración medio), mayor potencia llega al receptor y mayor temperatura máxima se puede alcanzar en el receptor (la temperatura dependerá del flujo másico del fluido caloportador).
- A mayor temperatura del receptor, mayor rendimiento del ciclo termodinámico.
- A mayor temperatura del receptor, mayores pérdidas térmicas.

Por ello, como bien se muestra en la siguiente figura, existe una temperatura óptima en el receptor que maximiza el rendimiento de la planta para cada factor de concentración medio. A partir de dicha temperatura el rendimiento de la planta baja debido a que las pérdidas térmicas tienen mayor peso que el rendimiento termodinámico. Por lo general, la máxima temperatura la marca la máxima temperatura que permite el fluido caloportador.

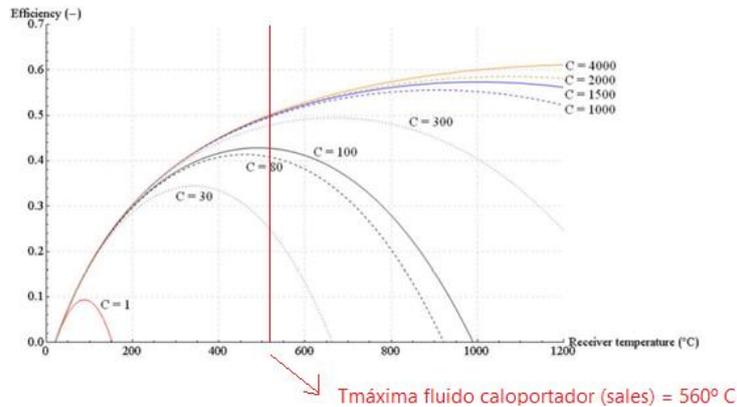


Figura 24: Rendimiento planta en función del factor de concentración medio y la temperatura del receptor [5]

4.4. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

4.4.1. TECNOLOGÍA CILINDRO PARABÓLICA (CCP)

En este tipo de tecnología el reflector es un espejo con forma de cilindro parabólico y su funcionamiento se basa en el seguimiento solar a un eje para concentrar los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica situados en la línea focal del cilindro. Por lo tanto, el receptor y reflector se mueven solidariamente.

Por el interior de estos tubos se hace circular un fluido caloportador, tal como aceite sintético, el cual, debido a que se pueden alcanzar valores de concentración de hasta 250 sobre el receptor, es calentado a una temperatura no superior a 500 °C. Dicho fluido caliente, a través de una serie de intercambiadores, puede ser utilizado directamente para producir vapor sobrecalentado o puede ser almacenado para que dicha producción se lleve a cabo más adelante. La energía presente en este vapor se convierte en energía eléctrica utilizando una turbina de vapor convencional y un generador acoplado a ella.

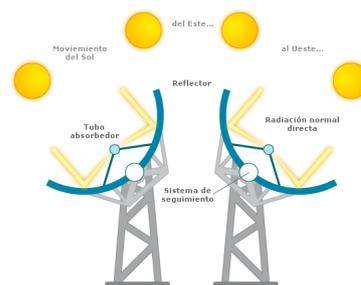


Figura 25: Tecnología cilindro parabólica

4.4.2. TECNOLOGÍA FRESNEL

En este tipo de tecnología el reflector es una serie de espejos planos colocados de tal manera que simulen un colector curvo y su funcionamiento se basa en el seguimiento solar a un eje de cada uno de los espejos para concentrar los rayos solares en un tubo receptor de alta eficiencia térmica situado en lo alto de una estructura. Por lo tanto, el receptor y reflector no se mueven solidariamente.

Por el interior de este tubo se hace circular el fluido caloportador, el cual, debido a que se pueden alcanzarse valores de concentración de hasta 100 sobre el receptor, es calentado a una temperatura no superior a 400°C. Dicho fluido caliente, del mismo modo que la tecnología CCP, puede ser utilizado directamente para producir vapor sobrecalentado o puede ser almacenado para que dicha producción se lleve a cabo más adelante. La energía presente en este vapor se convierte en energía eléctrica utilizando una turbina de vapor convencional y un generador acoplado a ella.

De la tecnología Fresnel cabe destacar que el tubo receptor suele estar rodeado de reflectores secundarios ya que, por el contrario, al no generarse una geometría perfectamente curva por los reflectores, esto provocaría grandes pérdidas de concentración sobre el receptor. Además, el hecho de que el receptor no tenga que moverse para el seguimiento solar, facilita la circulación del fluido caloportador.

En términos generales, esta tecnología es más barata que la CCP debido a que presenta un menor rendimiento y a su sencilla instalación.

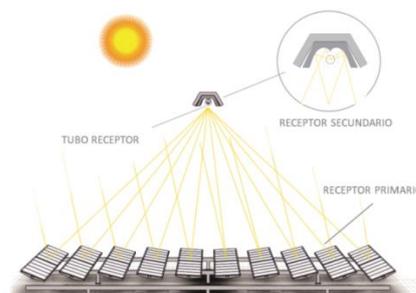


Figura 26: Tecnología Fresnel

4.4.3. TECNOLOGÍA DE RECEPTOR CENTRAL EN TORRE

En este tipo de tecnología el reflector es una serie de espejos llamados heliostatos y su funcionamiento se basa en el seguimiento solar a dos ejes para concentrar los rayos solares sobre un receptor que se encuentra en la parte superior de la torre central. Por lo tanto, el receptor y reflector no se mueven solidariamente.

Por el interior del receptor se hace circular el fluido caloportador, el cual, debido a que se pueden alcanzar valores de concentración de hasta 600 sobre el receptor, es calentado a una

temperatura de unos 1000°C, una temperatura muy superior a la que se consigue con las tecnologías anteriores, consiguiéndose así un rendimiento termodinámico superior.

Dicho fluido caliente, del mismo modo, puede ser utilizado directamente para producir vapor sobrecalentado o puede ser almacenado para que dicha producción se lleve a cabo más adelante. La energía presente en este vapor se convierte en energía eléctrica utilizando una turbina de vapor convencional y un generador acoplado a ella.

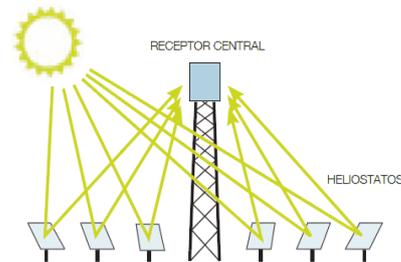


Figura 27: Tecnología de receptor central en torre

4.4.4. TECNOLOGÍA DE DISCO PARABÓLICO

En este tipo de tecnología el reflector es un espejo con forma de disco parabólico y su funcionamiento se basa en el seguimiento solar a dos ejes para concentrar los rayos solares sobre el foco geométrico donde se encuentra un motor Stirling el cual convierte la energía térmica en energía mecánica. Sobre el mismo eje del motor se encuentra acoplado un alternador para generar electricidad de manera directa. Por lo tanto, el motor Stirling, alternador y reflector se mueven solidariamente.

Como principal ventaja, la tecnología disco parabólica cuentan con un factor de concentración de hasta 3000, por lo que se consiguen temperaturas muy elevadas de operación (650-800°C), proporcionando así el mejor rendimiento termodinámico de todas las tecnologías solares. Además, no emplea ningún fluido caloportador.

Como principal desventaja es que el sistema de seguimiento a dos ejes debe ser muy preciso, lo cual encarece considerablemente el sistema. Además, al producir directamente electricidad presenta problemas para el almacenamiento de energía y debe competir contra la fotovoltaica, que actualmente cuenta con unos costes muy bajos y una buena fiabilidad.

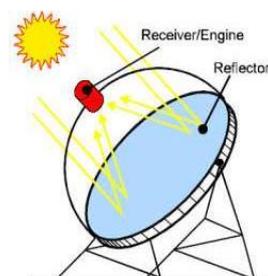


Figura 28: Tecnología de disco parabólica

4.5. RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR TERMOELÉCTRICA

La idea de este apartado es, conociendo las diferentes tecnologías de concentración solar, hacer una breve clasificación de éstas en función del tipo de concentración, del reflector y de la movilidad del foco receptor.

Clasificación en función del tipo de concentración:

Concentración lineal: es aquella en la que la concentración de la radiación solar se realiza sobre una línea. Para poder llevar a cabo este tipo de concentración es necesario que los reflectores dispongan de un seguimiento solar en un eje, lo cual implica que la instalación sea más sencilla a cambio de conseguir un factor de concentración menor. Las tecnologías basadas en la concentración lineal son la Cilindro-parabólica (CCP) y la Fresnel.

Concentración puntual: es aquella en la que la concentración de la radiación solar se realiza sobre un punto. Para poder llevar a cabo este tipo de concentración es necesario que los reflectores dispongan de un seguimiento solar en dos ejes, lo cual implica que la instalación sea más compleja a cambio de conseguir un factor de concentración mayor. Las tecnologías basadas en la concentración puntual son los sistemas de Torre central y la de Discos parabólicos.

Clasificación en función del reflector:

Reflector continuo: es aquel cuya superficie curva no presenta ninguna discontinuidad. Este sistema de reflexión es más caro pero permite obtener un mejor rendimiento óptico, ya que el espejo presenta la forma que hace que la reflexión que se produce en cualquiera de los puntos de su superficie incida en el absorbedor.

Las tecnologías basadas en reflector continuo son los sistemas CCP y los Discos parabólicos.

Reflector discreto: es aquel cuya superficie está formada por un número determinado de espejos planos que se asemejan a una superficie curva. Debido a su sencilla fabricación, este sistema de reflexión es más barato pero el rendimiento óptico obtenido es peor. Las tecnologías basadas en reflector discreto son los sistemas de Torre central y Fresnel.

Clasificación en función de la movilidad del foco receptor:

Receptor fijo: es aquel que permanece fijo mientras se produce el seguimiento solar por los espejos reflectores. La principal ventaja de este sistema es que es más fácil la circulación del fluido caloportador al no tener movimiento el receptor. Las tecnologías basadas en receptor fijo son los sistemas de Torre central y Fresnel.

Receptor móvil: es aquel que no permanece fijo y, por ello, tanto el reflector como el receptor se mueven para realizar el seguimiento solar. Esto provoca que la instalación para la circulación del fluido caloportador por el receptor sea más compleja. Las tecnologías basadas en receptor móvil son los sistemas CCP y los Discos parabólicos.

En la siguiente imagen se puede ver todas estas clasificaciones de manera rápida:

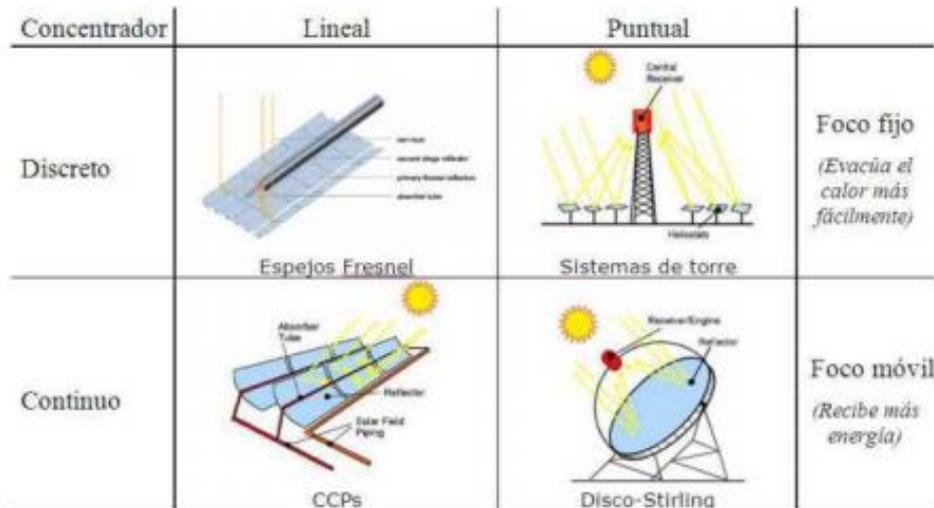


Figura 29: Clasificación de las tecnologías en función del tipo de concentración, del reflector y de la movilidad del foco receptor [5]

También se ha adjuntado la siguiente imagen para ver el factor de concentración, la temperatura de trabajo habitual del fluido de trabajo y el rendimiento termodinámico que se obtienen con las diferentes tecnologías.

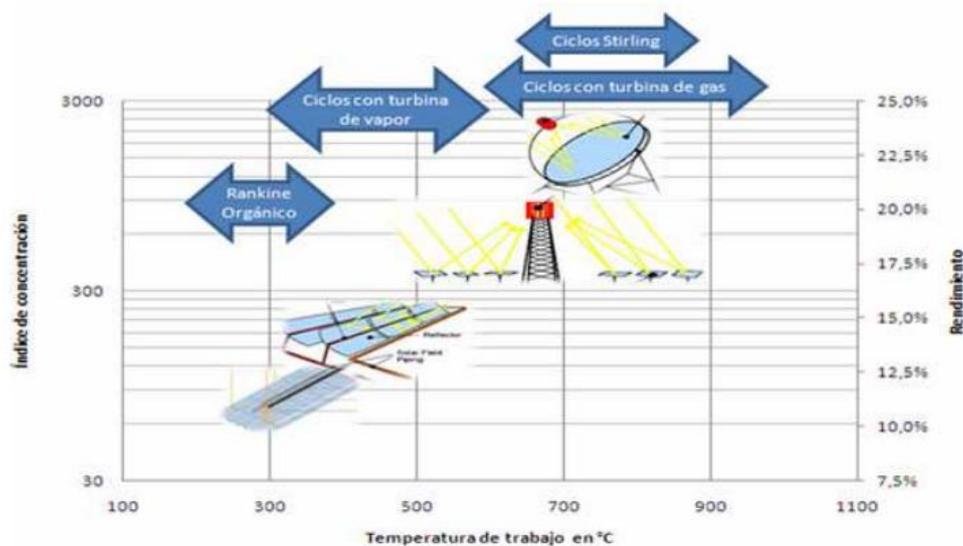


Figura 30: Factor de concentración, temperatura del fluido de trabajo y rendimiento termodinámico de las diferentes tecnologías [5]

4.6. SITUACIÓN MUNDIAL Y ESPAÑOLA DE CSP

4.6.1. SITUACIÓN MUNDIAL

De acuerdo al informe elaborado por PROTERMO SOLAR [6], España es puntera en potencia CSP instalada desde hace varios años. Cabe destacar que hasta finales de 2014 España contaba con más de la mitad de la potencia instalada (53%). Sin embargo, a partir de este momento apenas han tenido lugar nuevas instalaciones. Justo lo contrario ocurre con Estados Unidos, Marruecos, Sudáfrica, China, Emiratos Árabes Unidos y otros países donde se ve que han instalado nueva potencia.

Aun así, en la actualidad, España sigue siendo a nivel internacional líder mundial en esta tecnología, tanto en potencia instalada (2300 MW) como en desarrollo tecnológico logrado gracias a un esfuerzo continuado en I+D. Esto ha provocado que muchas empresas españolas del sector sean las encargadas de los proyectos de nuevas plantas de CSP en muchas regiones del mundo (EEUU, Sudáfrica, China, India, Australia...).

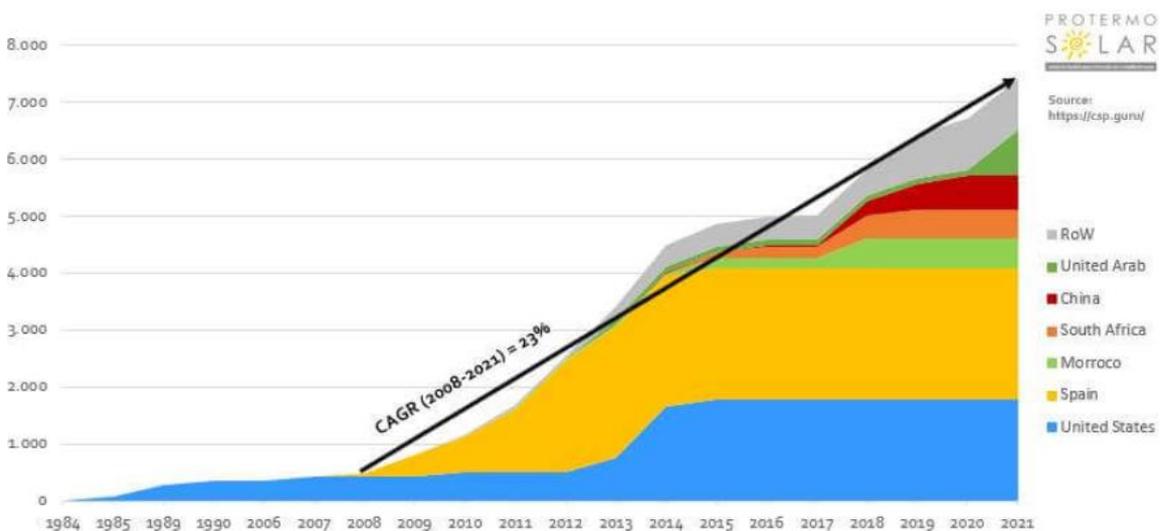


Figura 31: Países con más potencia solar térmica acumulada en 2021 [6]

4.6.2. SITUACIÓN EN ESPAÑA

España cuenta con todas sus centrales CSP en el sur de la península ya que es donde mayores niveles de DNI presenta (1800-2100 kWh/m²/año). En la siguiente tabla se detallan dichas centrales acompañadas de su año de puesta en marcha, propietario, operador, nombre, población, provincia, potencia instalada, tipo de tecnología y número de horas de almacenamiento.

Año puesta en marcha	Propietario	Operador	Nombre	Población	Provincia	Potencia (MWe)	Tecnología	Almacenamiento (número de horas a potencia nominal)
2007	Atlantica Yield	Abengoa	PS-10	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	11	Torre con vapor saturado	1
2008	Cubico Sustainable Investments Limited	Cobra	ANDASOL I	Aldeire - La Calahorra	Granada	50	CCP	7,5
2009	Atlantica Yield	Abengoa	PS-20	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	20	Torre con vapor saturado	1
2009	Contour Global	Acciona	Planta termoelectrica de La Risca	Alvarado	Badajoz	50	CCP	n/a
2009	Cubico Sustainable Investments Limited	Cobra	ANDASOL II	Aldeire - La Calahorra	Granada	50	CCP	7,5
2009	Ence Energía y Celulosa	Ence	Termosol	Puertollano	Ciudad Real	50	CCP	n/a
2009	Saeta Yield	Cobra	Planta termosolar EXTRESOL I	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	50	CCP	7,5
2009	Tubosol PE2, s.l.	Tubosol	Puerto Errado I	Calasparra	Murcia	1,4	Fresnel	n/a
2010	Atlantica Yield	Abengoa	SOLNOVA I	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50	CCP	n/a
2010	Atlantica Yield	Abengoa	SOLNOVA III	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50	CCP	n/a
2010	Atlantica Yield	Abengoa	SOLNOVA IV	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50	CCP	n/a
2010	COBRA	Cobra	MANCHASOL I	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	7,5
2010	Contour Global	Contour Global	Planta termoelectrica de Majadas	Majadas de Tietar	Cáceres	50	CCP	n/a
2010	Contour Global	Guzman Energy	Planta termoelectrica de Palma del Rio II	Palma del Rio	Córdoba	50	CCP	n/a
2010	Renovables SAMCA, S.A.	SAMCA	Central Solar termoelectrica La Florida	La Garrovilla	Badajoz	50	CCP	7,5
2010	Renovables SAMCA, S.A.	SAMCA	Central Solar termoelectrica La Dehesa	La Garrovilla	Badajoz	50	CCP	7,5
2010	Saeta Yield	Cobra	Planta termosolar EXTRESOL II	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	50	CCP	7,5
2010	Torresol Energy	Torresol O&M	Gemasolar	Fuentes de Andalucía	Sevilla	19,9	Torre con sales fundidas	15
2011	Atlantica Yield	Abengoa	HELIOENERGY I	Écija	Sevilla	50	CCP	n/a
2011	Contour Global	Guzman Energy	Planta termoelectrica de Palma del Rio I	Palma del Rio	Córdoba	50	CCP	n/a
2011	Marquesado Solar, s.l.	Marquesado Solar	ANDASOL III	Aldeire - La Calahorra	Granada	50	CCP	8
2011	Plenium Partners	Soleval	LEBRJA I	Lebrija	Sevilla	50	CCP	n/a
2011	Saeta Yield	Cobra	MANCHASOL II	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	7,5
2011	Torresol Energy	Torresol O&M	ARCOSOL-50	San José del Valle	Cádiz	50	CCP	7,5
2011	Torresol Energy	Torresol O&M	TERMESOL-50	San José del Valle	Cádiz	50	CCP	7,5
2012	Q-Energy	ORMATS	Central termosolar La Africana	Posadas	Córdoba	50	CCP	7,5
2012	Atlantica Yield	Abengoa	HELIOENERGY II	Écija	Sevilla	50	CCP	n/a
2012	Atlantica Yield	Abengoa	HELIOS I	Puerto Lápice	Ciudad Real	50	CCP	n/a
2012	Atlantica Yield	Abengoa	HELIOS II	Puerto Lápice	Ciudad Real	50	CCP	n/a
2012	Atlantica Yield	Abengoa	SOLABEN II	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
2012	Atlantica Yield	Abengoa	SOLABEN III	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
2012	Atlantica Yield	Abengoa	Solacor I	El Carpio	Córdoba	50	CCP	n/a
2012	Atlantica Yield	Abengoa	Solacor II	El Carpio	Córdoba	50	CCP	n/a
2012	Ceéo Concesiones e Inversiones, s.l.u. (Elecnor)	Elecnor	Central Solar termoelectrica ASTE 1A	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	n/a
2012	Ceéo Concesiones e Inversiones, s.l.u. (Elecnor)	Elecnor	Central solar termoelectrica ASTE 1B	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	n/a
2012	Ceéo Concesiones e Inversiones, s.l.u. (Elecnor)	Elecnor	Central solar termoelectrica ASTEOL II	Olivenza	Badajoz	50	CCP	n/a
2012	Contour Global	Contour Global	Planta Termoelectrica de Conso/Orellana	Orellana	Badajoz	50	CCP	n/a
2012	Plenium Partners	FCC	Termosolar SoluzGuzman	Palma del Rio	Córdoba	50	CCP	n/a
2012	Saeta Yield	Cobra	Planta termosolar EXTRESOL III	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	50	CCP	7,5
2012	Saeta Yield	Saeta Yield	TERMOSOL I	Navalvillar de Pela	Badajoz	50	CCP	9
2012	Termosolar Borges, s.l.	Comsa Renovables	Termosolar Borges	Borges Blanques	Lerida	22,5	CCP + Hibridación con Biomasa	n/a
2012	T-Solar	UTE ACCIONA	Planta termosolar de Morón	Morón de la Frontera	Sevilla	50	CCP	n/a
2012	T-Solar	UTE (Acciona - Idom)	Planta termosolar de Olivenza I	Olivenza	Badajoz	50	CCP	n/a
2012	Tubosol PE2, s.l.	Tubosol	Puerto Errado II	Calasparra	Murcia	30	Fresnel	n/a
2013	Arenales Solar PS s.l.	Dominion-Exera	Arenales	Morón de la Frontera	Sevilla	50	CCP	7
2013	Atlantica Yield	Abengoa	SOLABEN I	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
2013	Atlantica Yield	Abengoa	SOLABEN VI	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
2013	Plenium Partners	FCC	Central solar termoelectrica Enerstar Villena	Villena	Alicante	50	CCP	n/a
2013	Saeta Yield	Saeta Yield	TERMOSOL II	Navalvillar de Pela	Badajoz	50	CCP	9
2013	Saeta Yield	Cobra	Casablanca	Talarrubias	Badajoz	50	CCP	7,5
TOTAL: 50						2300		

Figura 32: Centrales CSP instaladas en España hasta el día de hoy [6]

Lo principal que se puede observar es que ninguna de las centrales sobrepasa los 50 MW de potencia. Esto se debe a que en la fecha de construcción de las centrales existía en España una regulación política favorable a las energías renovables por la que se primaba la generación eléctrica, siempre y cuando no se sobrepasara este valor de potencia.

También se ve que en España la tecnología predominantemente utilizada es la CCP con un total de 45 de las 50 centrales existentes (2222,5 MW). De las cinco restantes 3 son de receptor central en torre (50,9 MW) y 2 de tipo Fresnel (31,4 MW).

En cuanto al almacenamiento, 20 de las 50 centrales cuentan con él. La que más llama la atención es la central Gemasolar, la cual cuenta con un almacenamiento de 15 horas a su potencia nominal (19,9 MW).

5. ESTADO DEL ARTE DE CENTRALES DE TORRE

En las plantas solares de torre se pueden distinguir tres partes diferenciadas:

- El campo solar, el cual es el encargado de convertir la radiación solar en energía térmica.
- El ciclo termodinámico, el cual se encarga de convertir la energía térmica en electricidad.
- El sistema de almacenamiento energético, el cual se encarga de almacenar la energía térmica de manera que ésta pueda ser convertida en electricidad en el momento que se desee a través del ciclo termodinámico.

5.1. CAMPO SOLAR

El campo solar de este tipo de plantas, para poder convertir la radiación solar en energía térmica, utiliza miles de heliostatos, un receptor situado en lo alto de una torre y un fluido caloportador.

Existen diferentes diseños de campo solar en función de cómo se encuentren los heliostatos respecto de la torre. Los más comunes son:

- Campo norte, donde los heliostatos se encuentran al norte de la torre. Este diseño es utilizado para plantas solares ubicadas en el hemisferio norte.
- Campo envolvente, donde los heliostatos rodean a la torre.



Figura 33: Campo norte (izquierda) y campo envolvente (derecha)

5.1.1. HELIOSTATO

El heliostato es el encargado de concentrar la componente directa de la radiación solar sobre el receptor. Está compuesto por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte y un mecanismo que le permite seguir el movimiento del sol.

Las superficies reflectantes tienen como misión reflejar la máxima cantidad de rayos solares posibles. Actualmente, las más empleadas son las de espejos de vidrio ya que presentan un elevado índice de reflectividad.

La estructura que le sirve de soporte tiene que ofrecer un buen comportamiento frente al viento. Para ello, se emplea una estructura metálica rígida que es anclada al suelo mediante

pilares metálicos inmóviles llamados pedestales que deben a su vez disponer de una cimentación suficiente y adecuada.

El seguimiento al sol se realiza mediante mecanismos de seguimiento a dos ejes como bien se dijo con anterioridad.



Figura 34: Heliostato con su superficie reflectante, estructura metálica y sistema de seguimiento solar

5.1.2. TORRE

La torre sirve de soporte al receptor que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los heliostatos con el fin de evitar o, al menos reducir, las sombras y los bloqueos, y mejorar el efecto coseno.



Figura 35: Torre central

5.1.3. RECEPTOR

El receptor, el cual se encuentra alojado en lo alto de la torre, es el encargado de transferir el calor recibido de la radiación solar concentrada al fluido caloportador que circula por su interior, el cual puede ser agua, sales fundida, etc.. Existen varios criterios a la hora de clasificar los distintos tipos de receptores.

Clasificación en función de si el fluido caloportador y el fluido de trabajo son el mismo:

Receptores de absorción directa: el fluido caloportador es el propio fluido de trabajo, dándose lugar una transferencia directa de energía.

Receptores de absorción indirecta: el fluido caloportador es diferente al fluido de trabajo, dándose lugar una transferencia indirecta de energía a través de un equipo o material intermedio.

Clasificación en función cómo tiene lugar el intercambio de calor:

Receptores de tubos: En este tipo de receptores la radiación solar concentrada incide sobre el exterior de unos tubos al mismo tiempo que circula por su interior el fluido caloportador. La energía atraviesa por conducción el espesor de los tubos y es comunicada al fluido. Son los más utilizados y estos pueden dividirse a su vez en receptores externos o en receptores de cavidad. Los que presentan cavidad son algo más caros pero presentan menores pérdidas por radiación y absorción, reduciéndose así los transitorios al cambiar las condiciones de operación.

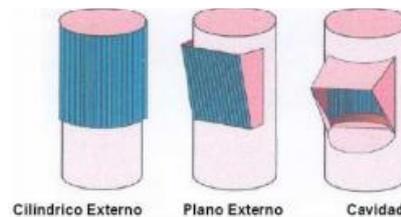


Figura 36: Receptores de tubos

Receptores volumétricos: En este tipo de receptores la radiación solar concentrada incide sobre una corriente de aire, la cual hace de fluido caloportador y transfiere su energía directamente mediante convección. La principal ventaja es que al tratarse de aire el fluido caloportador se pueden conseguir temperaturas superiores: 700-800°C si la matriz es metálica o por encima de los 1000°C si es cerámica.

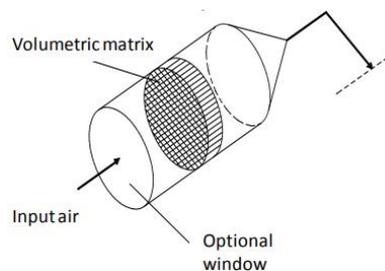


Figura 37: Receptor volumétrico

Receptores de lecho fluido: este tipo de receptores actúan como un intercambiador de calor directo pues las partículas reciben directamente la radiación.

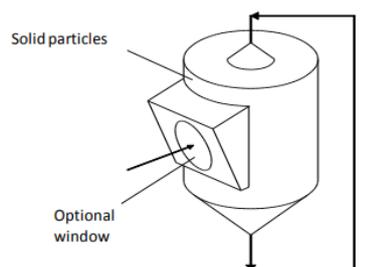


Figura 38: Receptor de lecho fluido

5.1.4. FLUIDO CALOPORTADOR

El fluido caloportador es el que circula por el interior del receptor para absorber la energía procedente del sol, de manera que se produce un aumento de su entalpía. En el caso de que el fluido de trabajo sea el mismo que el caloportador, posteriormente será expandido en la turbina del ciclo termodinámico para producir un trabajo. Si son fluidos diferentes, deberá ir al generador de vapor para intercambiar su energía con el fluido de trabajo del ciclo para que éste, al igual que en el caso anterior, sea expandido para producir trabajo.

La elección del tipo de fluido caloportador viene condicionada por la tecnología solar utilizada, ya que ésta determina el rango de temperaturas a las que va a tener que trabajar dicho fluido. Por ejemplo, con sistemas CCP ya se vio que se obtienen menores temperaturas que con receptor central de torre, lo cual conlleva a que se puedan emplear fluidos caloportadores que soporten temperaturas inferiores.

Se pueden distinguir cuatro tipos de fluidos diferentes:

- Agua/vapor: al tratarse del mismo fluido que el fluido de trabajo, se elimina la necesidad de introducir intercambiadores de calor, generándose vapor de forma directa para su posterior uso en el ciclo termodinámico. De esta manera se consigue un diseño de la planta mucho más sencillo y al ser agua no existe ningún riesgo medioambiental. Ahora bien, es necesaria una presión superior en el circuito y no resulta sencillo su almacenamiento térmico.
- Sales fundidas: se trata de un fluido compuesto de sodio y potasio. Al tratarse de un fluido diferente al fluido de trabajo, se genera vapor de forma indirecta mediante intercambiadores de calor. Las ventajas que presenta este fluido son su bajo coste, no es tóxico, el rango de temperatura de operación es entre 245° y 565°C, se puede emplear como almacenamiento térmico, permite que los intercambiadores sean menores debido a su elevada conductividad y permite transportar más energía por unidad de masa debido a su elevado calor específico.
- Sodio líquido: al tratarse de un fluido diferente al fluido de trabajo, se genera vapor de forma indirecta mediante intercambiadores de calor. Este fluido, además de presentar las mismas ventajas que las sales, presenta unas propiedades de transferencia de calor muy buenas, las cuales se traducen en una reducción del tamaño del receptor. Todo hace pensar que el sodio líquido le tiene ganada la partida a las sales pero no es así debido a que el sodio líquido es muy reactivo con el agua y el aire. Esto obliga a que se tengan que tomar medidas de seguridad muy severas para evitar escapes de sodio a la

atmosfera y, de esta forma, mitigar posibles riesgos de explosión. Ahora bien, estas medidas encarecen el sistema, lo cual hace que este fluido no sea muy utilizado.

- Aire: al tratarse de un fluido diferente al fluido de trabajo, se genera vapor de forma indirecta mediante intercambiadores de calor. Este fluido es utilizado en las plantas de torre que emplean receptor volumétrico. Las ventajas que presenta el aire son la sencillez de operación, el mantenimiento y los altos valores de temperatura que se pueden alcanzar (hasta 1200°C). Ahora bien, su principal desventaja es que no es un buen medio para almacenar energía. Otro inconveniente es que, al tratarse de un gas, la transferencia de calor es peor, lo cual se traduce en la necesidad de un receptor de mayor tamaño. Hay que decir que el aire como fluido caloportador junto a otros ciclos termodinámicos, nuevos métodos de almacenamiento, etc. podría llegar a ser un fluido a tener muy en cuenta en el futuro.

5.1.5. RENDIMIENTO DEL CAMPO SOLAR

El rendimiento de la tecnología termosolar utilizada viene definido, además de por el rendimiento del receptor, por el rendimiento del campo solar, y es que no toda la radiación que llega a la superficie de los reflectores es reflejada, ni toda la radiación reflejada por los mismos llega a su destino final. Por ello se define dicho rendimiento como el cociente entre la energía captada por el receptor y la energía total irradiada por el sol sobre las superficies reflectoras. Cabe destacar que, dependiendo de la tecnología, el rendimiento óptico depende de unos factores u otros. En el caso de que el campo solar sea de tecnología de receptor central de torre estos factores son el efecto coseno, el factor de desbordamiento, las sombras y bloqueos, la atenuación atmosférica y la reflectividad del heliostato, quedando definido el rendimiento óptico de la siguiente manera:

$$\eta_{opt} = \eta_{cos} \cdot \eta_{desb} \cdot \eta_{s\&b} \cdot \eta_{att} \cdot \eta_{ref}$$

5.1.5.1. EFECTO COSENO

Cada heliostato cuenta con un sistema de seguimiento que hace que un rayo proyectado por el sol se refleje y vaya a parar al punto de interés, en este caso, el receptor. Para ello, utilizando las leyes físicas de reflexión, la normal del reflector debe coincidir con la bisectriz del ángulo formado por el vector que une el sol y el heliostato (vector solar) y el vector que une este último con el receptor.

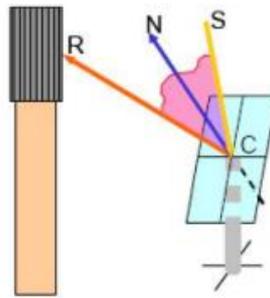


Figura 39: Vector normal en la bisectriz del ángulo formado entre el sol y el punto de apunte

Esto hace que se forme un ángulo θ_s entre el vector solar y la normal, el cual varía en función de la posición del sol. Cuanto mayor es este ángulo, menor va a ser el área realmente efectiva del heliostato. Por lo tanto, se conoce como efecto coseno al efecto que tiene este ángulo en disminuir el área útil, disminuyendo la potencia que se puede captar.

$$\eta_{cos} = \cos\theta_s$$

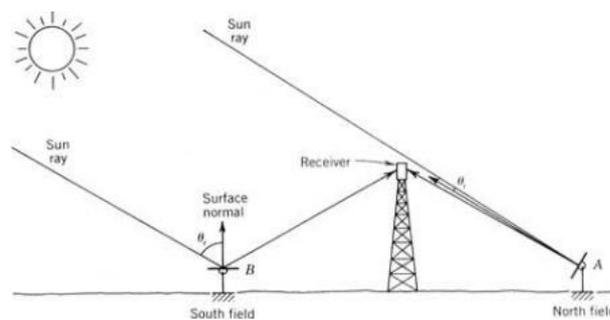


Figura 40: Orientación de los heliostatos A y B para una posición del sol

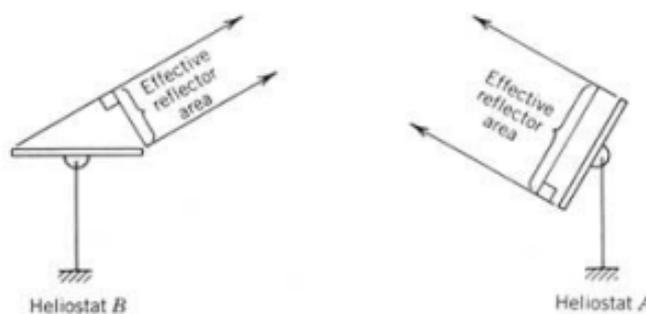


Figura 41: Área efectiva de los heliostatos A y B

El efecto coseno, es el factor más importante a la hora de tener en cuenta las pérdidas ópticas del campo solar ya que suelen provocar una disminución del 20 % de la máxima potencia posible que podría ser captada. Así pues, el rendimiento medio debido al efecto coseno (η_{cos}) es del 80%.

5.1.5.2. FACTOR DE DESBORDAMIENTO (SPILLAGE)

La pérdida por desbordamiento se corresponde con la fracción de la radiación que no consigue alcanzar la superficie del receptor tras ser reflejada por el campo de heliostatos. Este factor depende en gran medida de los errores en el seguimiento del movimiento del sol por parte de los heliostatos. El rendimiento medio debido al factor de desbordamiento (η_{desb}) ronda el 90%.

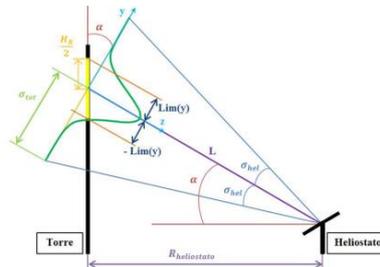


Figura 42: Desbordamiento de un haz de rayos

5.1.5.3. SOMBRAS Y BLOQUEOS

La sombra que se ejerce sobre un heliostato por los heliostatos cercanos, la torre o cualquier otro elemento de construcción, causan una reducción de su área de reflexión, ocasionando pérdidas importantes. También se producen pérdidas cuando los rayos que son dirigidos hacia la torre tras reflejar en los heliostatos son interceptados por cualquiera de los elementos antes descritos. El rendimiento medio debido a sombras y bloqueos ($\eta_{s\&b}$) suele rondar el 95%.

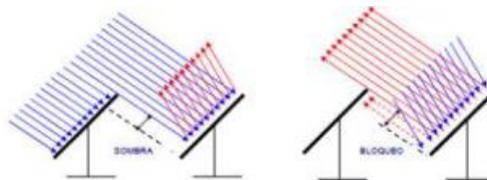


Figura 43: Sombras (izquierda) y bloqueos (derecha)

5.1.5.4. ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA

La radiación, durante el trayecto que recorre desde su reflexión en el heliostato hasta su proyección sobre el receptor, sufre una atenuación debida a procesos de absorción por parte del agua y del dióxido de carbono presentes en la atmósfera. Este factor depende en gran medida de las condiciones atmosféricas, de la turbiedad del aire y de la distancia que tenga que recorrer la radiación solar. El rendimiento medio debido a la atenuación atmosférica (η_{att}) suele rondar el 95%.

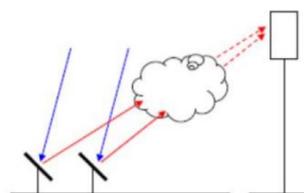


Figura 44: Atenuación atmosférica

5.1.5.5. REFLECTIVIDAD

La reflectividad de los espejos que componen un heliostato no es perfecta, es decir, toda la radiación que incide sobre ellas no es reflejada hacia el receptor. Esto es debido a que una parte de esta radiación es absorbida y otra parte es reflejada en forma de radiación difusa, la cual no llega a la superficie receptora. Por lo tanto, se entiende por rendimiento de reflectividad de los heliostatos al cociente entre la energía reflejada y la que realmente incide sobre su superficie. Este parámetro depende tanto de la limpieza como de los materiales. Actualmente existen heliostatos con rendimiento de reflectividad (η_{ref}) del 95%.

5.2. CICLO TERMODINÁMICO DE POTENCIA

El ciclo de trabajo que se suele utilizar en las centrales térmicas de concentración es el ciclo Rankine, el cual emplea agua/vapor como fluido de trabajo y está formado por una caldera, un condensador, una turbina y una bomba. La única diferencia respecto al ciclo Rankine de una central convencional es la forma de generar energía térmica, ya que, en lugar de emplear combustibles fósiles, utiliza la radiación solar.

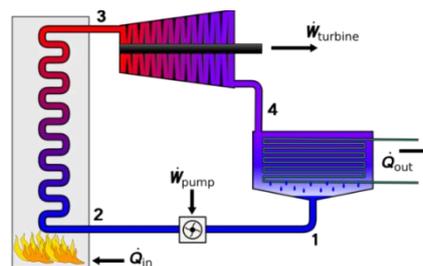


Figura 45: Ciclo Rankine central convencional

En función del fluido caloportador que se emplee, la función que tiene la caldera de una central de combustión, que no es más que aportar energía térmica al fluido de trabajo, la hará un elemento u otro. En el caso de que se trate de agua, el propio receptor hará de caldera. Por el contrario, en caso de que el fluido caloportador no sea agua, un intercambiador de calor será el que haga de caldera.

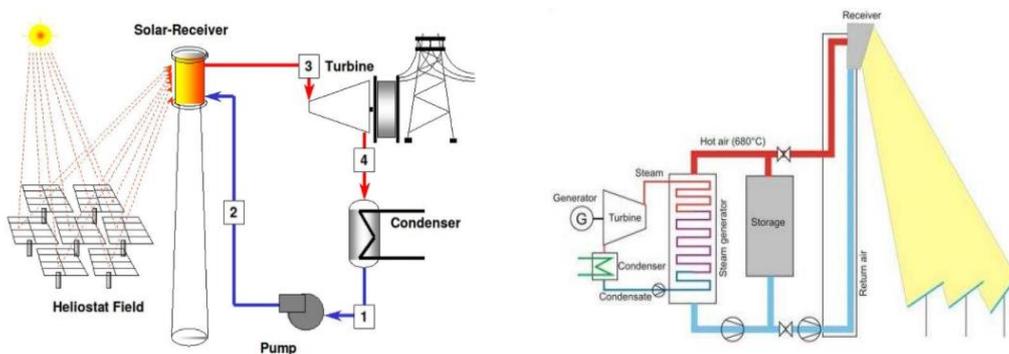


Figura 46: El receptor hace de caldera (izquierda) y el intercambiador hace de caldera (derecha)

Tras adquirir energía térmica el fluido de trabajo, se expande en una turbina para transformar dicha energía en energía mecánica. Al estar acoplado un generador al eje de la turbina, se induce una tensión trifásica equilibrada. Posteriormente se eleva dicha tensión en un transformador para minimizar las pérdidas de transporte hacia los centros de demanda.

5.3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

La cantidad de electricidad producida por una planta termoeléctrica depende del recurso solar. Esto puede provocar que, en ocasiones, exista una diferencia entre el suministro de energía eléctrica y la demanda, creándose así un escenario propicio para implementar un sistema de almacenamiento. De esta manera, cuando la irradiación solar es demasiado débil, el sistema de almacenamiento transfiere al generador de vapor del ciclo Rankine la energía térmica que ha almacenado durante periodos de elevada irradiación solar. Esto permite estabilizar la producción en condiciones de tiempo nublado, prolongar la producción de energía tras la puesta del sol, aumentar la eficiencia energética y aumentar la vida útil de los componentes debido a la reducción de los transitorios térmicos.

Ahora bien, dotar a una planta de un sistema de almacenamiento térmico implica un mayor coste de inversión ya que el campo solar debe ser mayor. Cuantas más horas de almacenamiento se deseen, mayor será el campo solar. La capacidad de almacenamiento óptima es la que requiere los mínimos costes de inversión y los mínimos costes de generación de energía eléctrica. Actualmente se están proponiendo capacidades de almacenamiento de energía que van desde las 6 hasta las 15 horas a plena carga.

5.4. CENTRALES DE TORRE EN ESPAÑA

Como bien se dijo con anterioridad, España cuenta con 3 centrales de torre central:

- La PS10 (Abengoa Solar, 2007) fue la primera central térmica solar comercial de torre central a nivel mundial, situada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Se trata de un campo norte formado por 624 heliostatos, cada uno de ellos de 120 m² de superficie, y una torre solar de 114 metros de altura, ocupado así un terreno de 60 hectáreas. La potencia de la instalación es de 11 MW, siendo así capaz de abastecer a 5.500 hogares y evitar la emisión a la atmósfera de aproximadamente 6.700 toneladas de CO₂ al año.
- La PS20 (Abengoa Solar, 2009) se convirtió en la central de torre de mayor potencia instalada mundial, situada junto a la PS10. Se trata de un campo norte formado por 1255 heliostatos, cada uno de ellos de 120 m² de superficie, y una torre solar de 165 metros de altura, ocupando así un terreno de 80 hectáreas. La potencia de la

instalación es de 20 MW, prácticamente el doble que la PS10, por lo que es capaz de alimentar a 10.000 hogares y evitar la emisión a la atmósfera de aproximadamente 12.000 toneladas de CO₂ al año.



Figura 47: PS10 y PS20

- Gemasolar (Torresol, 2010) fue la primera central térmica solar de torre central que contó con almacenamiento de sales fundidas, situada en Fuentes de Andalucía (Sevilla). Se trata de un campo envolvente formado por 2750 heliostatos, cada uno de ellos de 120 m² de superficie, y una torre solar de 140 metros de altura, ocupando así un terreno de 195 hectáreas. La potencia de la instalación es de 19,9 MW y su capacidad almacenamiento es de 15 horas a dicha potencia, lo cual la hace única en el mundo y prácticamente totalmente gestionable. Es por esto por lo que la central está funcionando 5840 horas al año, es decir, dos terceras partes del mismo, siendo así capaz de abastecer a 27.500 hogares y evitar la emisión a la atmósfera de aproximadamente 28.000 toneladas de CO₂ al año.



Figura 48: Gemasolar

6. ESTRATEGIAS DE APUNTE

6.1. INTRODUCCIÓN

En las plantas de torre central de campo envolvente, como es el caso de la planta Gemasolar, para obtener la máxima densidad de flujo media sobre el receptor cilíndrico, y, en consecuencia, la máxima potencia, todos los heliostatos deben apuntar al ecuador del mismo, ya que, de esta manera, se logran minimizar las pérdidas por desbordamiento.

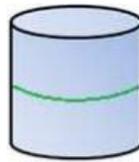


Figura 49: Ecuador receptor cilíndrico (línea verde)

Sin embargo, este tipo de estrategia no puede llevarse a cabo debido a que la adición de miles de puntos de energía sobre el ecuador del receptor produce una distribución de flujo nada homogénea con un flujo de calor pico excesivamente alto. Esto provocaría problemas de fluencia, fatiga, estrés térmico, etc. en el receptor, dando lugar a una reducción de su vida útil en el mejor de los casos, pues podría llegar a quemarse y obligar así la parada de la planta para su reparación. Por ello, para evitar esto, es necesario diseñar una buena estrategia de apunte.

Las estrategias de apunte determinan a qué punto del receptor debe apuntar cada uno de los heliostatos para conseguir la máxima densidad de flujo media pero siempre respetando el valor de flujo pico máximo permitido y una distribución de flujo lo más homogénea posible.

En la actualidad, debido a que la tecnología termosolar de receptor central no es muy madura, no existe una estrategia de apunte normalizada y empleada por todas las centrales. Existen varias teorías, pero todavía no se ha demostrado que una sea mejor que el resto. Además, los propios operadores de las centrales no divulgan esta información y cada uno sigue la estrategia que considera más recomendable. A continuación se van a explicar con detalle dos estrategias de apunte actuales y más adelante se verá cuál de ellas se va a implementar sobre la planta de Gemasolar.

6.2. ESTRATEGIAS DE APUNTE ACTUALES

6.2.1. ESTRATEGIA DE APUNTE CON UN SOLO PARÁMETRO PARA EL CAMPO SOLAR

En la estrategia de apunte con un solo parámetro, desarrollada por Vant-Hull en 2002 [7], los heliostatos de las filas pares apuntan, sin modificar su acimut, por encima del ecuador tomando como referencia el borde superior del receptor mientras que los heliostatos de las filas impares apuntan, sin modificar su acimut, por debajo del ecuador tomando como referencia el borde inferior del receptor.

La distancia del punto de apunte de cada heliostato respecto al borde del receptor es igual al radio de la mancha que cada heliostato proyecta sobre el receptor multiplicado por un parámetro k que controla el proceso de apuntamiento.

$$r_k = r_{\text{mancha}} \cdot k$$

punto de apunte superior = borde superior receptor - r_k

punto de apunte inferior = borde inferior receptor + r_k

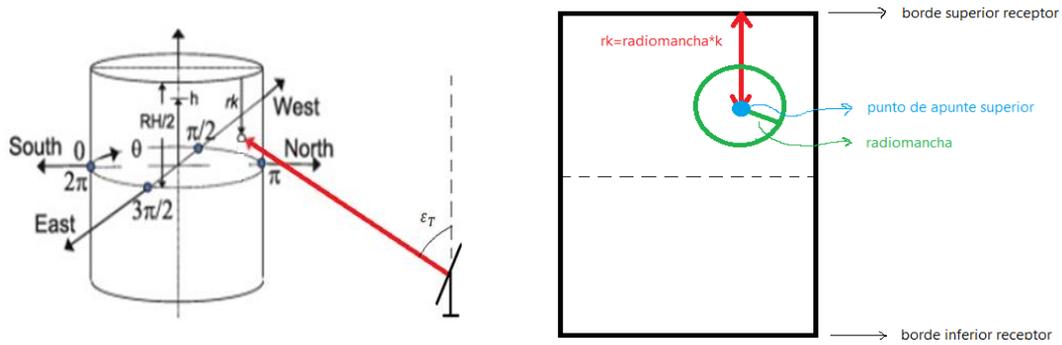


Figura 50: Punto de apunte por encima del ecuador [7]

Por lo tanto, viendo la expresión anterior, se puede ver claramente lo siguiente:

- Si $k > 1$, el punto de apunte está dentro del receptor y la mancha queda dentro del mismo.
- Si $k = 1$, el punto de apunte está dentro del receptor y la mancha queda dentro del receptor siendo tangente al borde superior del mismo.
- Si $0 < k < 1$, el punto de apunte está dentro del receptor y menos de la mitad de la mancha queda fuera del borde superior del mismo.
- Si $k = 0$, el punto de apunte está sobre el borde superior del receptor y la mitad de la mancha queda fuera del borde superior del mismo.
- Si $k < 0$, el punto de apunte está fuera del receptor y más de la mitad de la mancha queda fuera del borde superior del mismo.

Cuanto más grande es el valor de k el punto de apunte se acerca más al ecuador. En el caso en el que la distancia del punto de apunte sea superior a la mitad de la altura del receptor, el punto de apunte es el propio ecuador, dando lugar a la mayor densidad de flujo media posible ya que las pérdidas por desbordamiento son las mínimas. Ahora bien, como bien se dijo anteriormente, se genera una distribución de flujo poco homogénea con un flujo de calor pico excesivamente alto, lo cual no es conveniente para el estrés térmico.

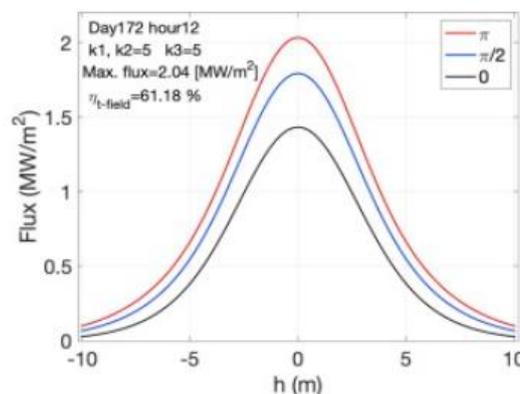


Figura 51: Estrategia de apunte con un solo parámetro para diferentes acimuts con $K=5$ [7]

Ahora bien, cuando el valor de k es pequeño, el punto de apunte se aleja más del ecuador. De esta manera si bien es cierto que el flujo de calor pico se reduce considerablemente pero el perfil de flujo generado no es homogéneo del todo, presenta 2 picos de flujo claros: uno por encima del ecuador y otro por debajo, lo cual no es conveniente para el estrés térmico.

Al situarse los puntos de apunte más lejos del ecuador pueden existir mayores pérdidas por desbordamiento y, en consecuencia, una menor densidad de flujo media.

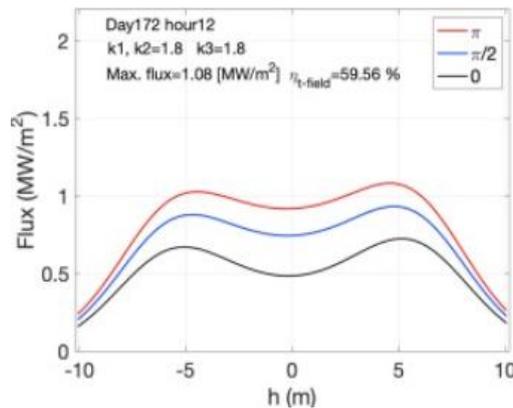


Figura 52: Estrategia de apunte con un solo parámetro para diferentes acimuts con $K=1,8$ [7]

6.2.2. ESTRATEGIA DE APUNTE CON DOS PARÁMETROS PARA EL CAMPO SOLAR

La nueva estrategia de apuntamiento de dos parámetros, la cual no viene a ser más que una ligera modificación de la estrategia de Vant-Hull [7], logra valores razonables de flujo máximo y un perfil de flujo aceptablemente aplanado. Además, debido a que cuenta con una ligera reducción de pérdidas por desbordamiento en comparación con la estrategia de un solo parámetro, puede conseguir una mayor densidad media. Todo esto lo consigue rellenando el hueco central situado entre los dos picos con flujo de calor de ambos picos, los cuales a su vez se reducen. Una forma de hacerlo es redirigir los heliostatos más alejados de la torre hacia el ecuador mientras que el apunte de los heliostatos más cercanos a la torre siguen apuntando por encima y por debajo del ecuador.

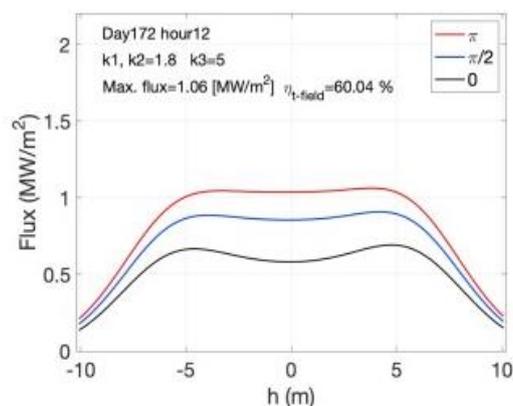


Figura 53: Estrategia de apunte con dos parámetros parámetro para diferentes acimuts con $K_1=K_2=1,8$ y $K_3=5$ [7]

A continuación se muestra un estudio que se hizo en la planta de Noor III en el equinoccio de primavera con el objetivo de ver qué pareja de parámetros es la óptima en función de la hora solar. Para poder determinar dicha pareja es necesario conocer los objetivos de la estrategia de apunte de la planta en orden de preferencia:

- 1) Aplanar adecuadamente los perfiles de flujo vertical
- 2) El flujo máximo debe ser lo más bajo posible y siempre $\leq 1,15$ MW/m².
- 3) La disminución de la eficiencia debe ser menor o igual que 1 respecto a la máxima

Dado que el objetivo principal de una planta termosolar suele ser conseguir la mayor densidad de flujo media sobre el receptor para generar la máxima potencia o rendimiento posible, dicho estudio se cree que es únicamente para consolidar los conceptos vistos hasta el momento.

Día	Hora solar	DNI (kW/m ²)	[k ₁ =k ₂ K ₃]	Flujo máximo (MW/m ²)	H _{campo t} (%)	$\Delta\eta_{\text{campo t}}$ (%)
Equinoccio de resorte (81)	8.0	0.655	[5.0]	1.36	50.87	0.0
			[2.4]	0.87	50.54	0.33
			[5]	1.98	58.57	0.0
	10.0	0.878	[1.8, 5.0]	1.04	57.36	1.21
			[1.9, 5.0]	1.07	57.59	0.98
			[2.0, 5.0]	1.10	57.78	0.79
			[5.0]	2.07	60.27	0.0
	12.0	0.918	[1.8, 5.0]	1.08	59.08	1.19
			[1.9, 5.0]	1.11	59.31	0.96
			[2.0, 5.0]	1.15	59.50	0.77

Figura 54: Resultados obtenidos en la planta de Noor III en función de la pareja de parámetros [7]

En el equinoccio de primavera, a las 10 y a las 12 hora solar, los parámetros óptimos son K₁=K₂=1,9 y K₃=5. Sin embargo, a las 8 hora solar, cuando la radiación solar directa es baja, la estrategia de apunte de un solo parámetro basta para alcanzar los tres objetivos propuestos (K₁=K₂=K₃=2,4).

7. IMPLEMENTACION DE UNA ESTRATEGIA DE APUNTE PARA EL CAMPO SOLAR DE GEMASOLAR

7.1. DATOS DE PARTIDA DE LA PLANTA

➤ TORRE:

- Torre cilíndrica
- Altura de la torre: 140 m
- Diámetro torre: 10 m
- Elevación del centro del receptor: 125,63 m
- Receptor cilíndrico
- Altura del receptor en metros: 10 m
- Radio del receptor: 4 m

➤ HELIOSTATOS:

- Número de helióstatos: 2750
- Coordenadas de cada heliostato
- Área reflectiva del helióstato:
 - Anchura: 11,415 m
 - Altura: 10,42 m
- Error del heliostato: 1,67108 mrad
- Reflectividad: 95%

➤ POSICIÓN DEL SOL:

- Acimut: 180°
- Elevación: 30°

➤ IRRADIACIÓN:

- Caso 1: 850 W/m²
- Caso 2: 500 W/m²
- Caso 3: 250 W/m²

7.2. OBJETIVOS DE LA ESTRATEGIA DE APUNTE

Para poder implementar una estrategia de apunte en la planta de Gemasolar, es necesario conocer previamente los objetivos en orden de preferencia que dicha estrategia debe de llevar a cabo, tal y como se vio en el estudio realizado con la planta de Noor III. En este caso se ha aplicado el siguiente orden:

- 1) Maximizar la potencia generada o el rendimiento de la planta
- 2) El flujo máximo debe ser $\leq 1,2 \text{ MW/m}^2$
- 3) Aplanar adecuadamente los perfiles de flujo vertical

7.3. HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA DE APUNTE

Para llevar a cabo la implementación de la estrategia de apunte en el campo solar de Gemasolar se han utilizado los programas de Tonatiuh y Python.

Python es un lenguaje de programación caracterizado por la legibilidad de su código y, por ello, va a ser donde se introduzca un algoritmo de optimización que maximice la potencia generada por la planta pero siempre cumpliendo con los objetivos menos prioritarios. Para ello, es necesario contar con la ayuda del programa Tonatiuh ya que es el encargado de simular sistemas solares de concentración.

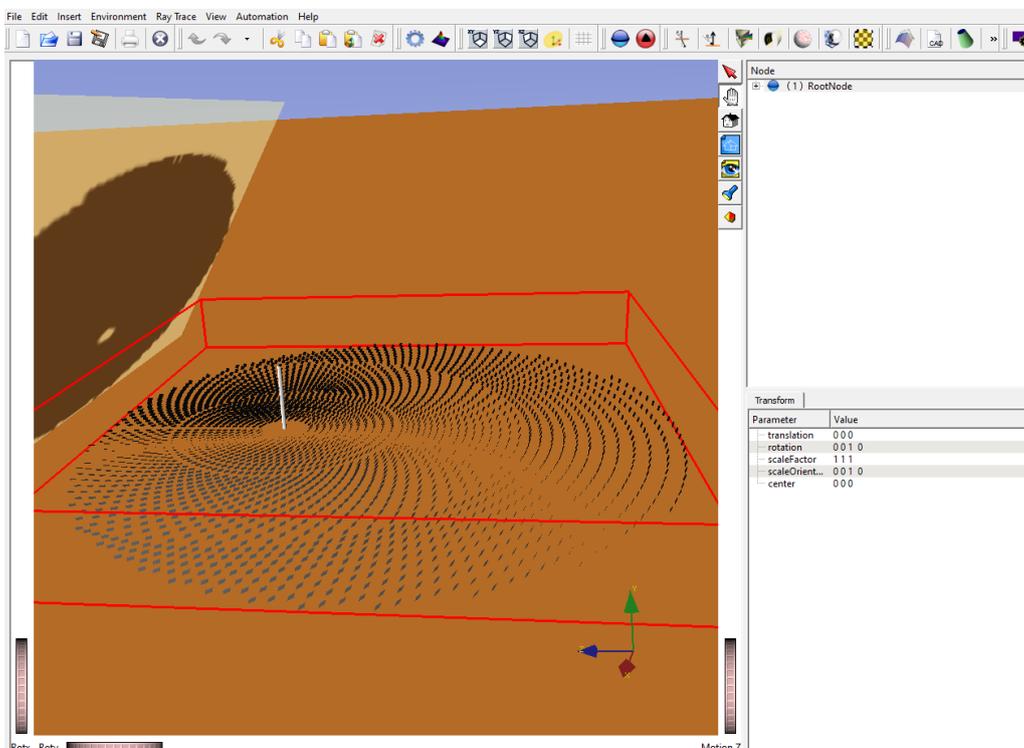


Figura 55: Planta de Gemasolar en Tonatiuh

7.4. ESTRATEGIA DE APUNTE A DESARROLLAR

Tras conocer los objetivos de la estrategia de apunte y los programas con los que vamos a llevar a cabo dicha estrategia, es el momento de decidir cuál de las dos estrategias explicadas con anterioridad se va a llevar a cabo sobre la planta de Gemasolar. Dada que la estrategia de apunte con un solo parámetro es más sencilla que la estrategia de apunte con dos parámetros, esa es la que se ha desarrollado en un primer momento. Ahora bien, como bien se verá más adelante, la estrategia de apunte con un solo parámetro presenta algún inconveniente cuando la irradiación es muy elevada, y, por ello, ha sido necesaria implementar la estrategia de apunte con dos parámetros.

7.5. TAMAÑO DE LA MANCHA

Antes de llevar a cabo el algoritmo de optimización de una o dos variables es necesario conocer el tamaño de la mancha que cada heliostato proyecta sobre el receptor, el cual, como bien se va a ver más adelante, depende de las sombras y bloqueos, de la posición del sol, del error del heliostato y de la distancia a la que éste se encuentra del receptor. Para ello se ha implementado el siguiente código:

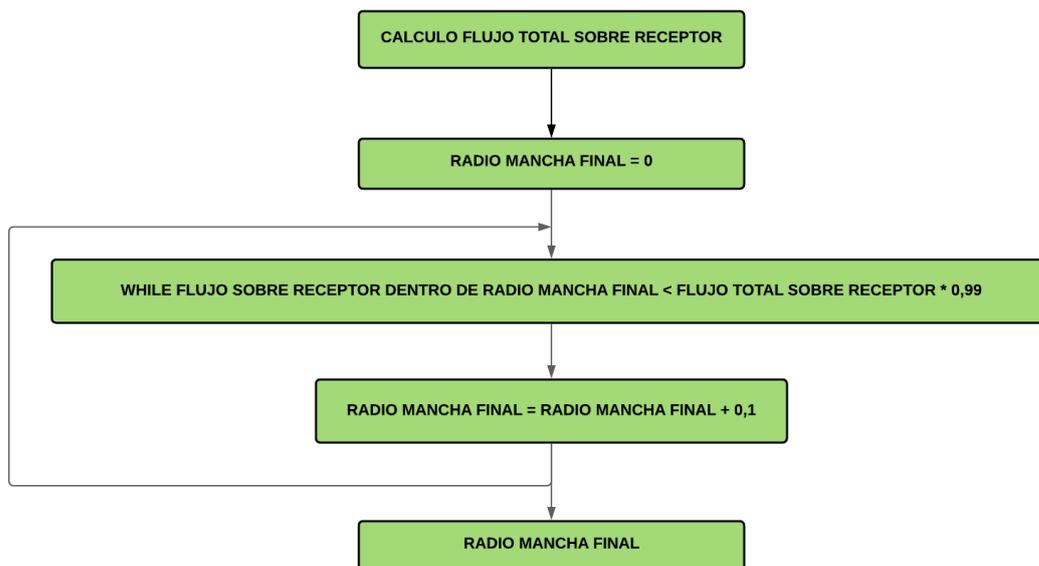


Figura 56: cálculo del radio de la mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor

7.5.1. SOMBRAS Y BLOQUEOS

Dado que las sombras y bloqueos producidos en el campo solar conllevan a una pérdida de rayos, el tamaño de la mancha proyectada sobre el receptor se reduce. Para poder ver esto gráficamente se ha simulado en Tonatiuh la mancha que proyecta un heliostato cuando presenta este tipo de pérdidas y cuando no las presenta.

➤ Sin sombras y bloqueos:

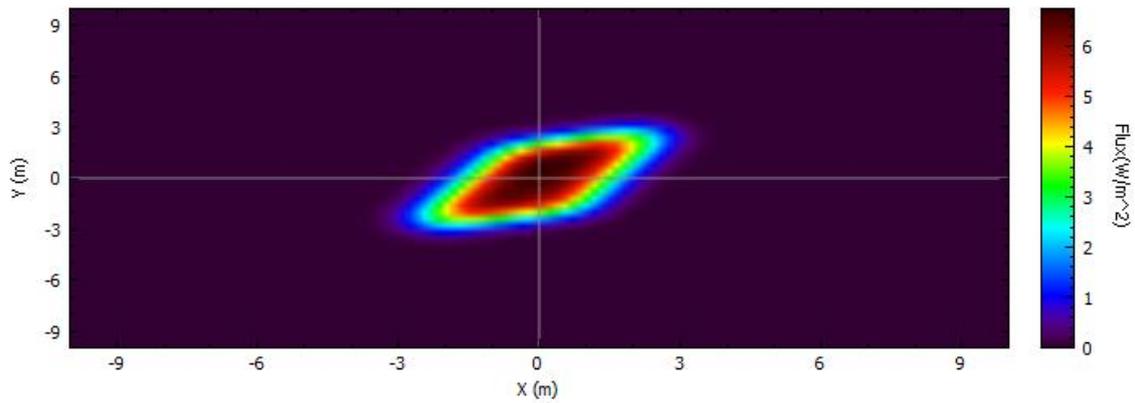


Figura 57: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 2D sin sombras y bloqueos

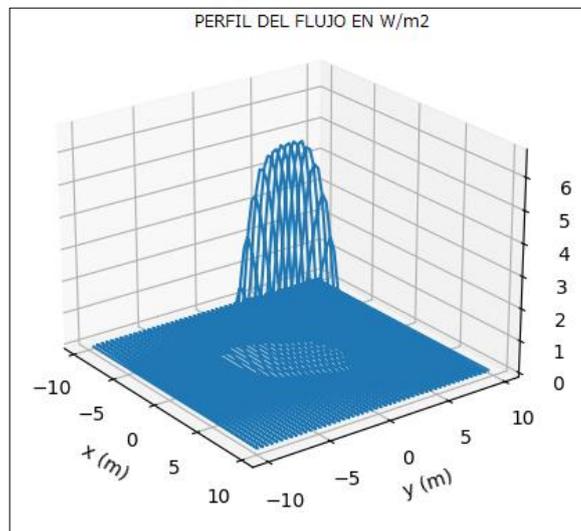


Figura 58: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 3D sin sombras y bloqueos

SIN SOMBRAS Y BLOQUEOS	
POSICIÓN SOLAR	180° acimut, 30° elevación
DISTANCIA HASTA EL RECEPTOR (m)	137,52
ERROR DE TRACKING	1,67108
IRRADIACIÓN (W/m^2)	1
POTENCIA (W)	91,8144
RADIO MANCHA (m)	3,93
FLUJO MÁXIMO (W/m^2)	6,7489
FLUJO MEDIO (W/m^2)	0,229536
UNIFORMIDAD FLUJO	4,27851

Figura 59: Características de la mancha proyectada por un heliostato sin sombras y bloqueos

➤ Con sombras y bloqueos:

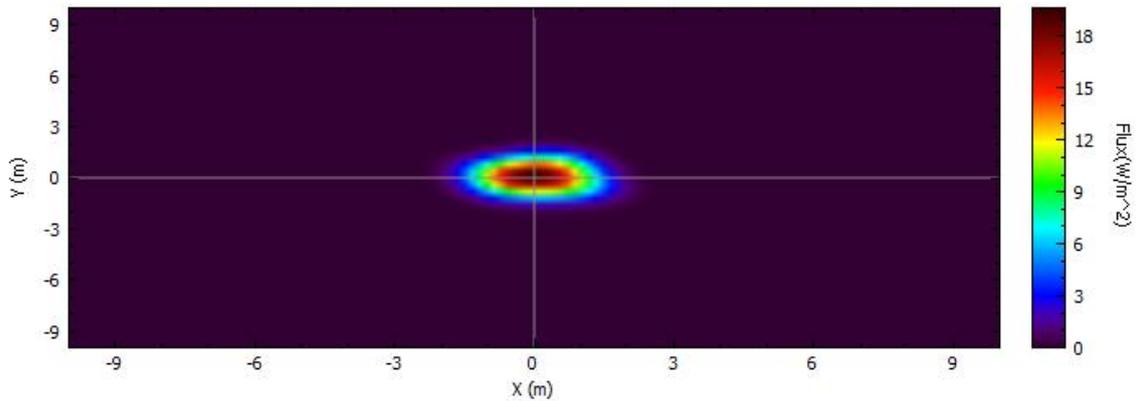


Figura 60: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 2D con sombras y bloqueos

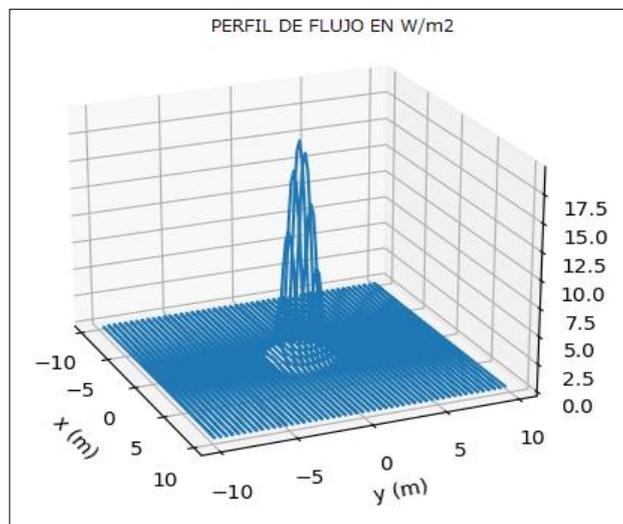


Figura 61: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 3D con sombras y bloqueos

CON SOMBRAS Y BLOQUEOS	
POSICIÓN SOLAR	180° acimut, 30° elevación
DISTANCIA HASTA EL RECEPTOR (m)	137,52
ERROR DE TRACKING	1,67108
IRRADIACIÓN (W/m^2)	1
POTENCIA (W)	86,30
RADIO MANCHA (m)	2,22
FLUJO MÁXIMO (W/m^2)	14,172
FLUJO MEDIO (W/m^2)	0,215749
UNIFORMIDAD FLUJO	6,6655

Figura 62: Características de la mancha proyectada por un heliostato con sombras y bloqueos

Cabe destacar que la potencia que genera el heliostato que presenta más sombras y bloqueos es menor que la de un heliostato que no presenta dichas pérdidas, puesto que las pérdidas por atenuación atmosférica, efecto coseno, desbordamiento, y reflectividad son las mismas.

Por último se presenta el código previo al cálculo del tamaño de la mancha que se ha introducido en Python para tener en cuenta estas pérdidas:

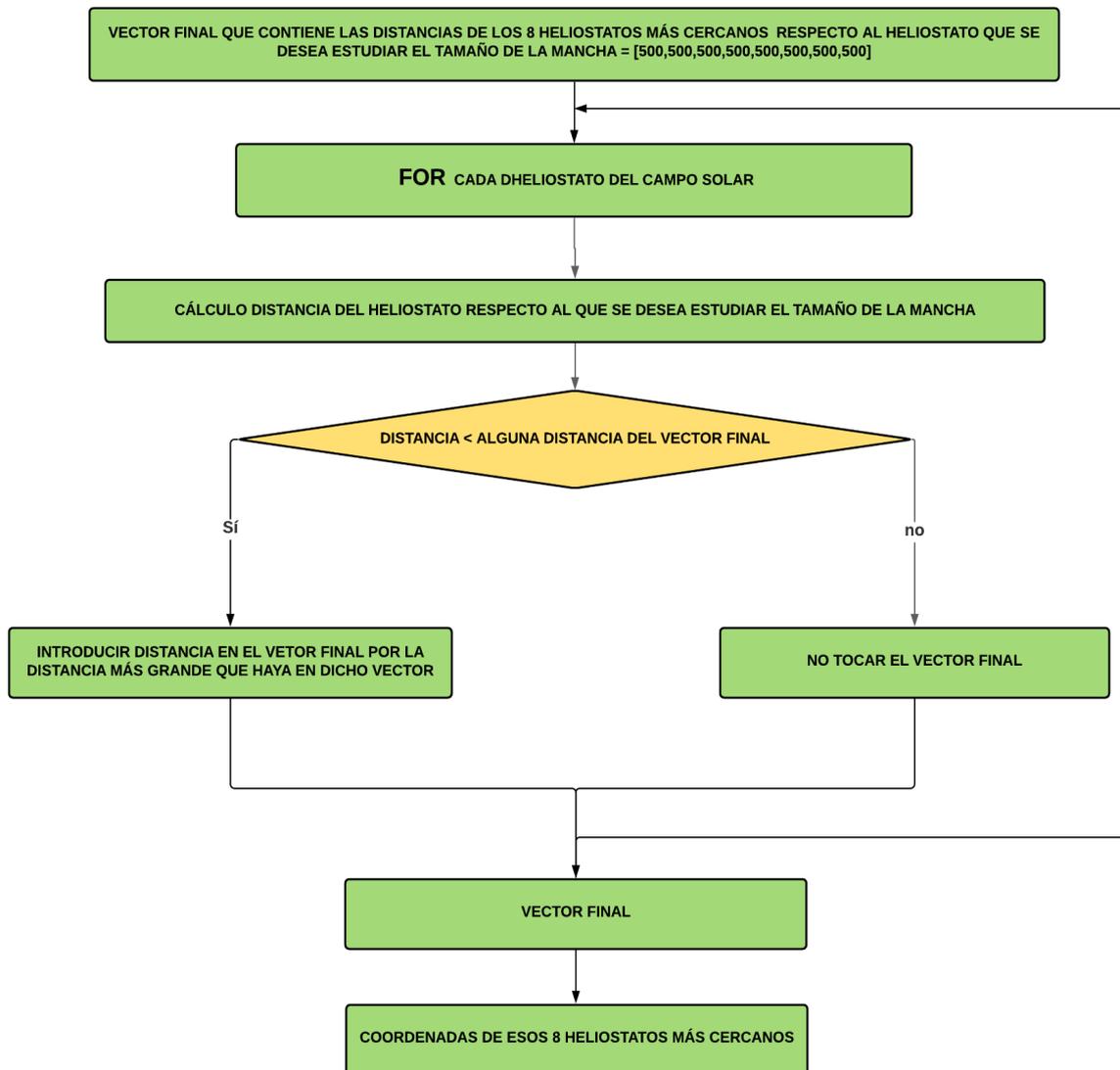


Figura 63: Determinación de los 8 heliostatos más cercanos a uno en cuestión

7.5.2. POSICIÓN DEL SOL

Como bien se vio con anterioridad, en función de donde se encuentre el sol, el área efectiva del heliostato es mayor o menor, y en consecuencia, el tamaño de la mancha proyectada sobre el receptor. Para poder ver esto gráficamente se ha simulado en Tonatiuh la mancha que proyecta un heliostato con diferentes posiciones del sol:

➤ Posición del sol = 180° acimut, 30° elevación:

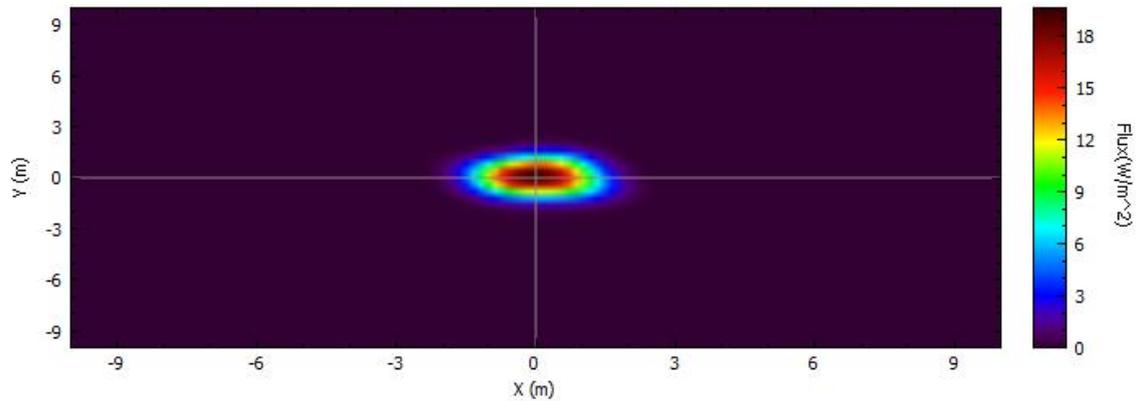


Figura 64: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 2D posición solar 180° acimut 30° elevación

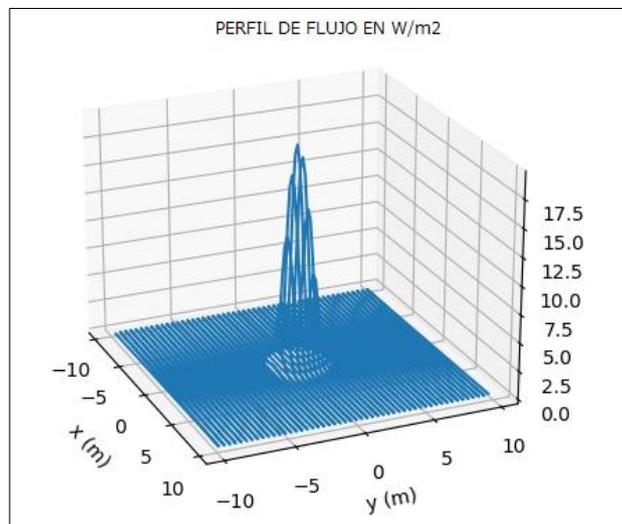


Figura 65: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 3D posición solar 180° acimut 30° elevación

POSICIÓN SOLAR = 180° acimut, 30° elevación	
SOMBRA Y BLOQUEOS	SI
DISTANCIA HASTA EL RECEPTOR (m)	137,52
ERROR DE TRACKING	1,67108
IRRADIACIÓN (W/m^2)	1
POTENCIA (W)	105,07
RADIO MANCHA (m)	2,22
FLUJO MÁXIMO (W/m^2)	14,172
FLUJO MEDIO (W/m^2)	0,262675
UNIFORMIDAD FLUJO	6,6655

Figura 66: Características de la mancha proyectada por un heliostato posición solar 180° acimut 30° elevación

➤ Posición del sol = 180° acimut, 60° elevación:

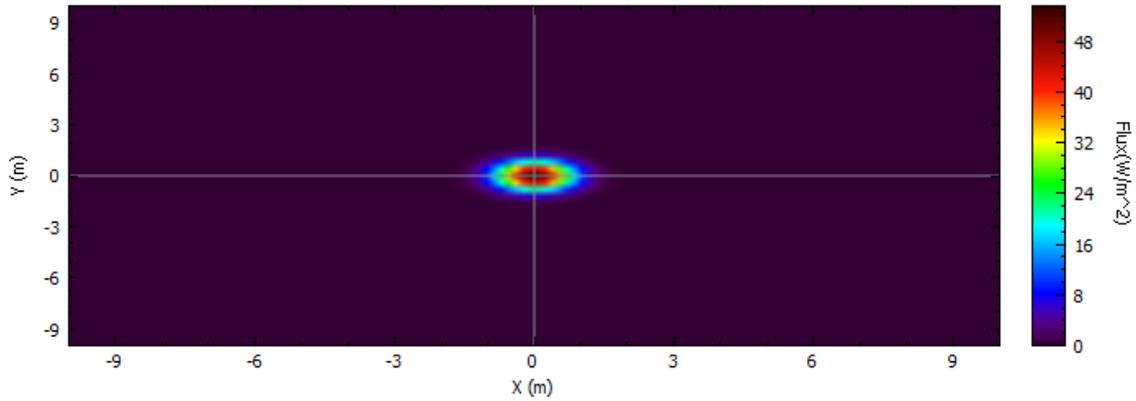


Figura 67: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 2D posición solar 180° acimut 60° elevación

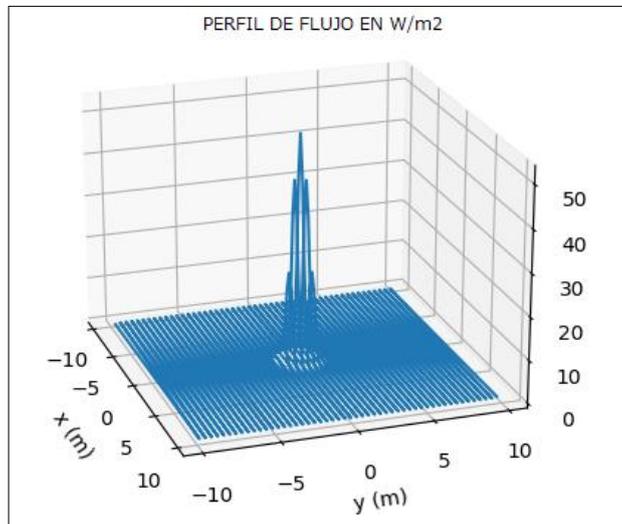


Figura 68: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 3D posición solar 180° acimut 60° elevación

POSICIÓN SOLAR = 180° acimut, 60° elevación	
SOMBRAS Y BLOQUEOS	SI
DISTANCIA HASTA EL RECEPTOR (m)	137,52
ERROR DE TRACKING	1,67108
IRRADIACIÓN (W/m^2)	1
POTENCIA (W)	86,30
RADIO MANCHA (m)	1,76
FLUJO MÁXIMO (W/m^2)	47,5149
FLUJO MEDIO (W/m^2)	0,215749
UNIFORMIDAD FLUJO	9,58683

Figura 69: Características de la mancha proyectada por un heliostato posición solar 180° acimut 60° elevación

Cabe destacar que, cuando el sol se encuentra en diferentes posiciones, la potencia generada por el mismo heliostato se ve amplificada a medida que aumenta el área efectiva del heliostato ya que de esta forma, mientras las pérdidas por atenuación atmosférica, efecto coseno, desbordamiento, sombras, bloqueos y reflectividad son las mismas, las pérdidas por el efecto coseno disminuyen.

7.5.3. ERRORES DEL HELIOSTATO

Todo heliostato suele presentar dos tipos de errores: error de reflexión y error de tracking. A continuación se explican cada uno de ellos.

7.5.3.1. ERROR DE REFLEXIÓN

El error de reflexión es causado por el slope deviation y por el error especular.

a) Slope deviation

Si un rayo incide sobre la superficie de un heliostato, se produce una reflexión especular cuando el rayo reflejado abandona el heliostato con el mismo ángulo.

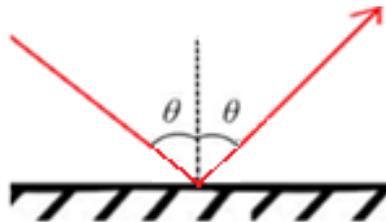


Figura 70: Reflexión especular de un rayo

Ahora bien, el hecho de que la superficie del heliostato presente rugosidades macroscópicas, provoca que la reflexión no sea perfecta. Así pues, se define slope deviation al error expresado en ángulo generalmente medido entre la normal real y la teórica/ideal.

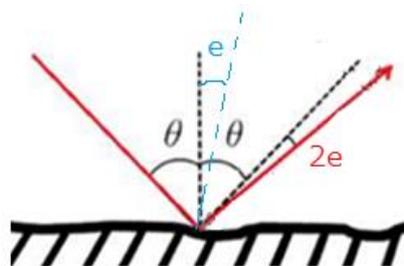


Figura 71: Slope deviation de un rayo

b) Error especular

Si un rayo incide sobre la superficie de un heliostato que presenta rugosidades microscópicas, el rayo reflejado presente una forma cónica. La distribución del cono puede modelarse como una distribución normal donde la desviación estándar se asemeja a este error.

Es un fenómeno que se produce en 3 dimensiones, pues sobre un heliostato inciden infinidad de rayos.

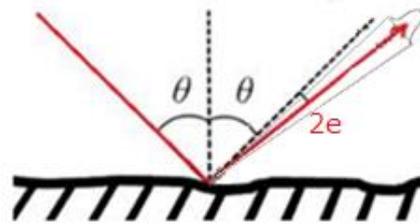


Figura 72: error especular de un rayo

7.5.3.2. ERROR DE TRACKING

Hoy en día, las grandes plantas de receptor en torre presentan enormes campos solares con decenas de miles de heliostatos. Esto origina que los heliostatos más alejados de la torre se encuentren a distancias de 1-1,77 km, complicando de esta forma su correcto apunte. De allí que este tipo de plantas dispongan de un sistema de calibración para el campo de heliostatos. Hoy en día existen sistemas que disponen de precisiones de ≤ 1 mrad.

Para que un heliostato se encuentre correctamente alineado su vector normal o eje óptico debe encontrarse en la bisectriz del ángulo formado entre las direcciones sol-heliostato y heliostato-punto de apunte.

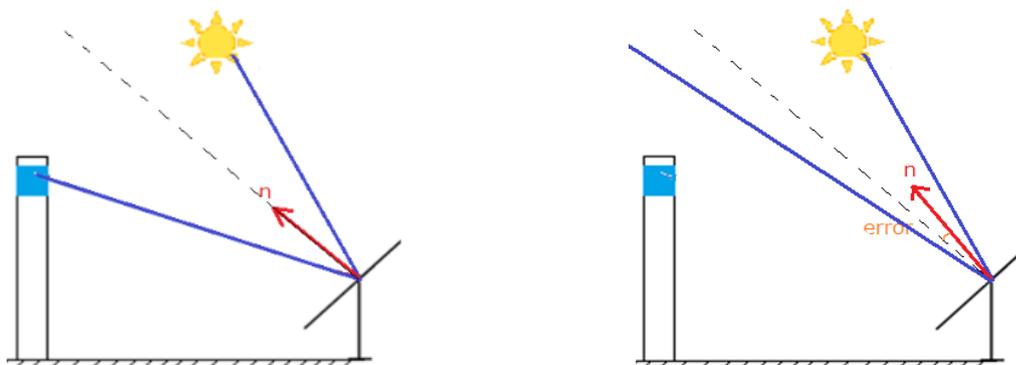


Figura 73: heliostato sin (izquierda) y con (derecha) error de tracking

Por lo tanto, se llamará error de seguimiento del heliostato a la desviación del vector normal respecto a la bisectriz de dicho ángulo. Este error de seguimiento puede ocurrir debido a varias razones: el desplazamiento angular de la posición de referencia de los mecanismos de seguimiento, la nivelación imperfecta del pedestal del heliostato, el error del ángulo de referencia de acimut y elevación, el error de los sensores y actuadores, los desacuerdos entre los sistemas de coordenadas utilizados por los ingenieros solares, civiles y topográficos, etc.

Cuanto mayor sea el error de tracking, más alejado se encontrará el punto de apunte real del punto de apunte deseado.

7.5.3.3. MODELIZACIÓN DE LOS ERRORES DEL HELIOSTATO EN TONATIUH

Por un lado, el error de reflexión se ha modelado como una reflexión ideal y el error de slope deviation como la desviación estándar de la distribución normal del error especular.

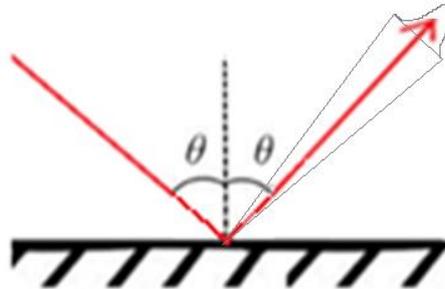


Figura 74: modelización del error de reflexión en Tonatiuh

Por lo tanto, cuanto mayor sea el error de slope deviation, mayor será el tamaño de la mancha proyectada sobre el receptor.

Por otro lado, el error de tracking se ha modelado como una distribución normal donde la desviación estándar se asemeja a este error dado que dicho fenómeno hace que el haz reflejado se situé de forma indeterminada en una "zona" extensa. Por lo tanto, cuanto mayor sea el error de tracking, mayor será el tamaño de la mancha proyectada sobre el receptor.

A la hora de introducir estos errores en Tonatiuh, ambos se introducen como un único valor de error. Así pues, la desviación estándar de la distribución normal que representa el error total del heliostato queda definida de la siguiente manera:

$$\sigma_{error\ heliostato} = \sqrt{\sigma_{slope\ deviation}^2 + \sigma_{error\ de\ tracking}^2}$$

Por lo tanto, cuanto mayor sea el error del heliostato, mayor será el tamaño de la mancha. Esto lo podemos apreciar en las siguientes imágenes.

Para poder ver esto gráficamente se ha simulado en Tonatiuh la mancha que proyecta un heliostato sobre el receptor con errores diferentes:

➤ Error del heliostato = 1,67108 mrad.

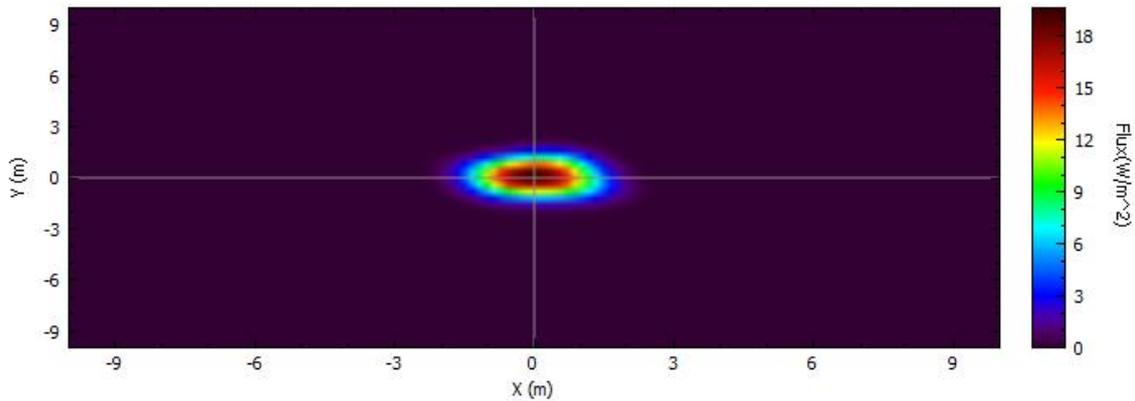


Figura 75: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 2D con error de heliostato 1,67108 mrad

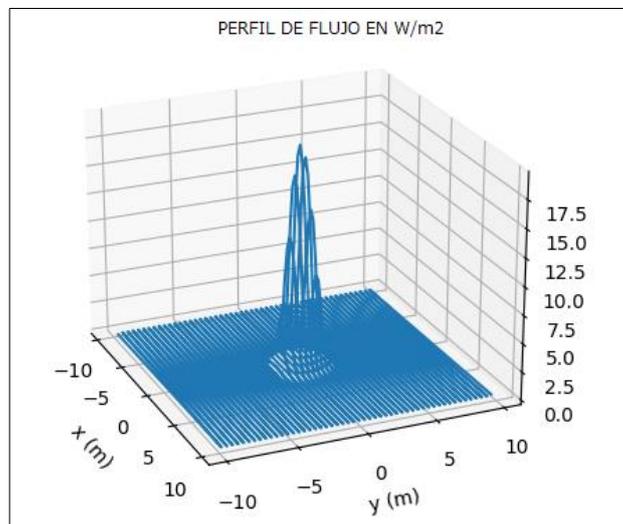


Figura 76: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 3D con error de heliostato 1,67108 mrad

ERROR DEL HELIOSTATO = 1,67108 mrad.	
POSICIÓN SOLAR	180° acimut, 30° elevación
SOMBRAS Y BLOQUEOS	SI
DISTANCIA HASTA EL RECEPTOR (m)	137,52
IRRADIACIÓN (W/m^2)	1
POTENCIA (W)	86,30
RADIO MANCHA (m)	2,22
FLUJO MÁXIMO (W/m^2)	14,172
FLUJO MEDIO (W/m^2)	0,215749
UNIFORMIDAD FLUJO	6,6655

Figura 77: Características de la mancha proyectada por un heliostato con error de heliostato 1,67108 mrad

➤ Error del heliostato = 5 mrad.

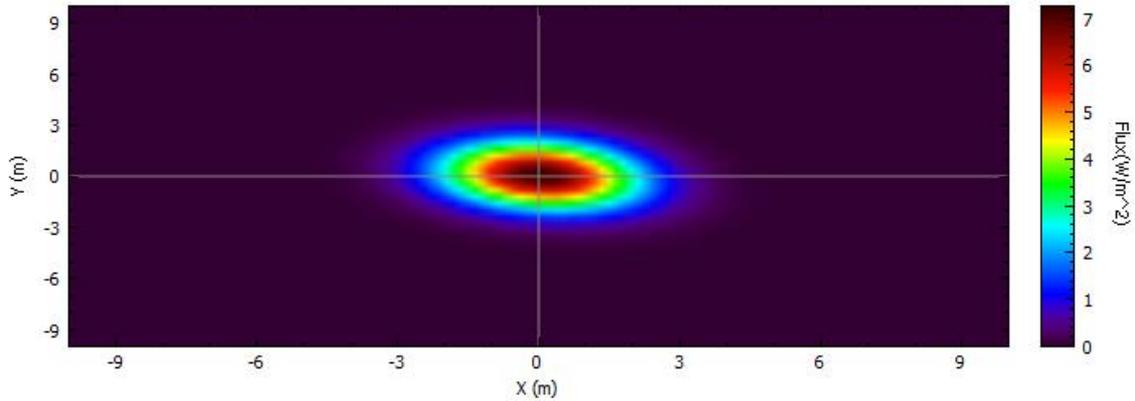


Figura 78: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 2D con error de heliostato 5 mrad

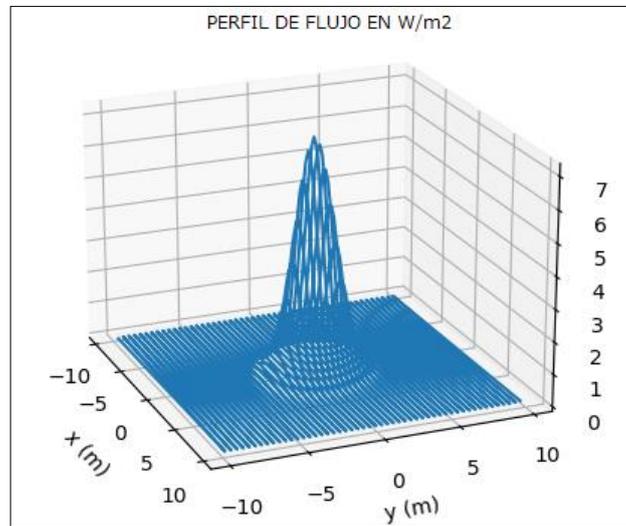


Figura 79: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 3D con error de heliostato 5 mrad

ERROR DEL HELIOSTATO = 5 mrad	
POSICIÓN SOLAR	180° acimut, 30° elevación
DISTANCIA HASTA EL RECEPTOR (m)	137,52
SOMBRA Y BLOQUEOS	SI
IRRADIACIÓN (W/m^2)	1
POTENCIA (W)	86,3404
RADIO MANCHA (m)	4,23
FLUJO MÁXIMO (W/m^2)	7,26667
FLUJO MEDIO (W/m^2)	0,215851
UNIFORMIDAD FLUJO	3,98009

Figura 80: Características de la mancha proyectada por un heliostato con error de heliostato 5 mrad

Cabe destacar que se consigue el mismo flujo medio sobre el receptor, y en consecuencia, la misma potencia, dado que las pérdidas por atenuación atmosférica, efecto coseno, desbordamiento, sombras, bloqueos y reflectividad son las mismas.

7.5.4. DISTANCIA ENTRE HELIOSTATO Y RECEPTOR

Otro aspecto que afecta al tamaño de la mancha es la distancia a la que se encuentran los heliostatos del propio receptor. Cuanto más cerca se encuentre el heliostato del receptor, menor es el tamaño de la mancha. Por el contrario, cuanto más alejado se encuentre el heliostato del receptor, mayor es el tamaño de la mancha.

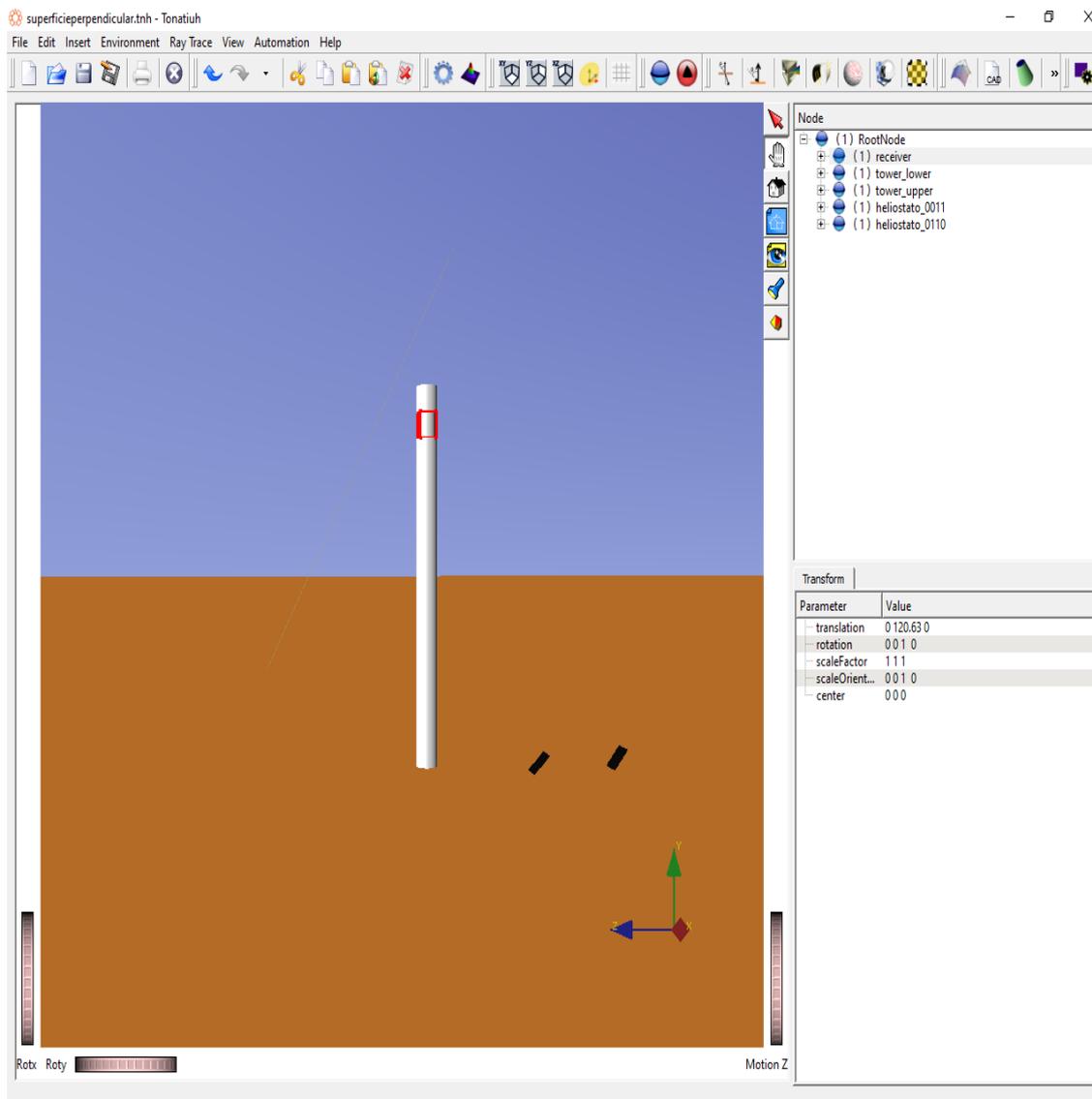


Figura 81: Heliostatos situados a 137,52 y 143,94 metros del receptor

A continuación se representa la mancha que proyectan dichos heliostatos:

➤ Distancia entre heliostato y receptor = 137,52 m

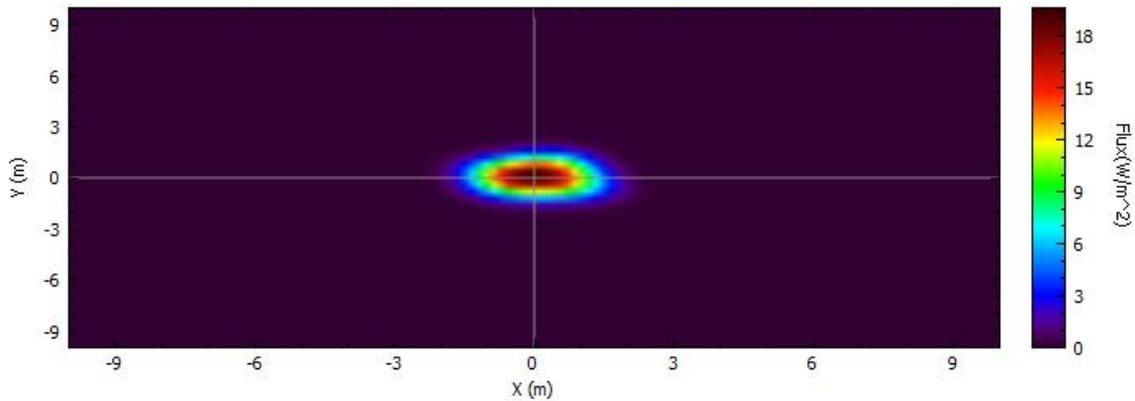


Figura 82: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 2D situado a 137,52 metros

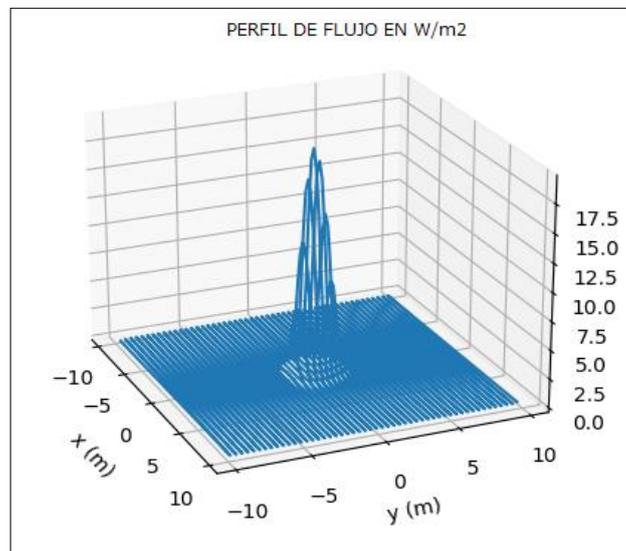


Figura 83: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 3D situado a 137,52 metros

DISTANCIA ENTRE TORRE Y HELIOSTATO = 137,52 metros	
POSICIÓN SOLAR	180° acimut, 30° elevación
SOMBRAS Y BLOQUEOS	SI
ERROR DEL HELIOSTATO (mrad)	1,67108
IRRADIACIÓN (W/m^2)	1
POTENCIA (W)	86,30
RADIO MANCHA (m)	2,22
FLUJO MÁXIMO (W/m^2)	14,172
FLUJO MEDIO (W/m^2)	0,215749
UNIFORMIDAD FLUJO	6,6655

Figura 84: Características de la mancha proyectada por un heliostato situado a 137,52 metros

➤ Distancia entre heliostato y receptor = 143,94 m

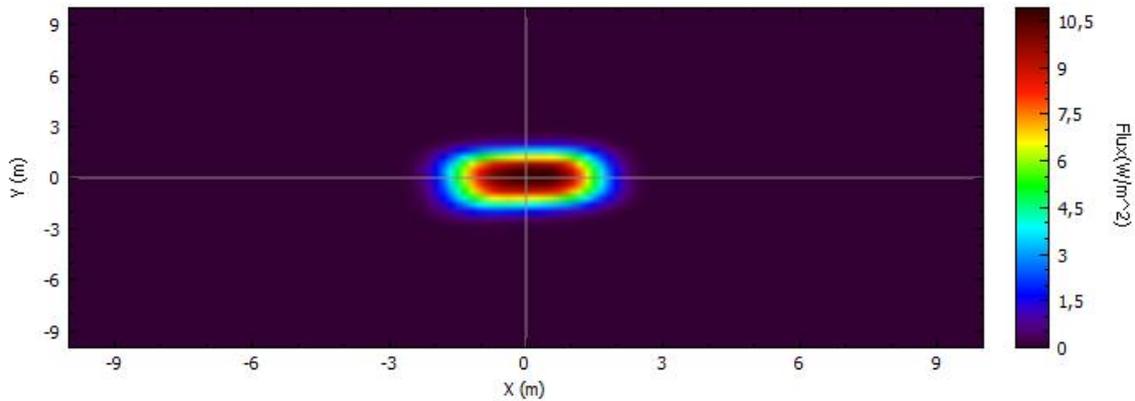


Figura 85: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 2D situado a 143,94 metros

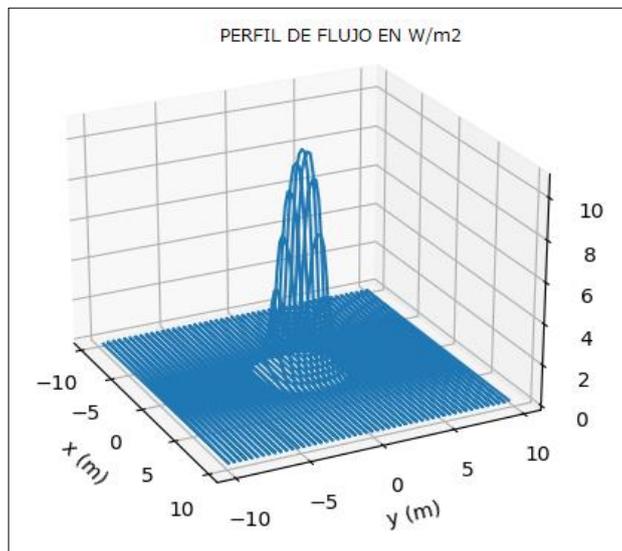


Figura 86: Mancha proyectada por un heliostato sobre el receptor en 3D situado a 143,94 metros

DISTANCIA ENTRE TORRE Y HELIOSTATO = 143,94 metros	
POSICIÓN SOLAR	180° acimut, 30° elevación
SOMBRAS Y BLOQUEOS	SI
ERROR DEL HELIOSTATO (mrad)	1,67108
IRRADIACIÓN (W/m^2)	1
POTENCIA (W)	84,3802
RADIO MANCHA (m)	2,64
FLUJO MÁXIMO (W/m^2)	10,9149
FLUJO MEDIO (W/m^2)	0,21095
UNIFORMIDAD FLUJO	5,58204

Figura 87: Características de la mancha proyectada por un heliostato situado a 143,94 metros

Cabe destacar que la potencia que genera el heliostato más cercano es mayor que la que genera el más alejado. En este caso, esto es debido únicamente a las pérdidas producidas por la atenuación atmosférica y el efecto coseno, pues no existen pérdidas ni por desbordamiento, ni por bloqueos, ni por sombras y la reflectividad se ha supuesto la misma para ambos heliostatos.

7.5.5. TAMAÑO DE LA MANCHA EN LA PLANTA GEMASOLAR

Una vez visto que el tamaño de la mancha que cada heliostato proyecta sobre el receptor depende de esos 4 factores, a continuación se presenta una tabla en la cual se recogen los parámetros con los que se va a determinar el tamaño de la mancha que cada heliostato de la planta Gemasolar proyecta sobre el receptor.

PARÁMETROS PARA DETERMINAR EL TAMAÑO DE LA MANCHA QUE CADA HELIOSTATO PROYECTA SOBRE EL RECEPTOR DE LA PLANTA DE GEMASOLAR	
POSICIÓN SOLAR	180° acimut, 30° elevación
SOMBRA Y BLOQUEOS	SI
DISTANCIA ENTRE RECEPTOR Y HELIOSTATO (m)	Depende de la posición del heliostato
ERROR DEL HELIOSTATO (mrad)	1,67108

Figura 88: Tabla resumen tamaño de la mancha

En las simulaciones anteriores, se veía que, en ocasiones, la potencia se veía modificada debida a la existencia de más o menos pérdidas en el campo solar. Ahora bien, en ninguno de los casos se supuso que existían pérdidas por desbordamiento puesto que se implementó un receptor lo suficientemente grande. Ahora bien, en el caso en el que el tamaño de la mancha fuera superior al mismo receptor, existirían pérdidas por desbordamiento, y, en consecuencia, se reduciría la potencia. Así pues, es muy importante reducir al mínimo el tamaño de la mancha que cada heliostato proyecta sobre el receptor. Por ello, dado que no se puede actuar sobre los 3 primeros factores puesto que vienen ya de serie, hay que intentar que el error de los heliostatos sea el más pequeño posible, es decir, que estos estén bien calibrados y que tengan las mínimas imperfecciones en sus superficies. Ahora bien, dado que el slope deviation viene ya fijado desde su fabricación, el único valor que se puede intentar reducir es el error de tracking.

7.6. ESTRATEGIA DE APUNTE CON UN SOLO PARÁMETRO

Tras obtener el tamaño de la mancha que cada heliostato proyecta sobre el receptor, se ha desarrollado el algoritmo de optimización de una sola variable “Bounded” de Python de manera que se cumplan los objetivos de la estrategia. Dicho algoritmo va a ir dando valores al parámetro k y dará como resultado aquel que haga que la potencia sea la máxima posible respetando el flujo pico máximo permitido. La manera de implementar dicho algoritmo ha sido la siguiente:

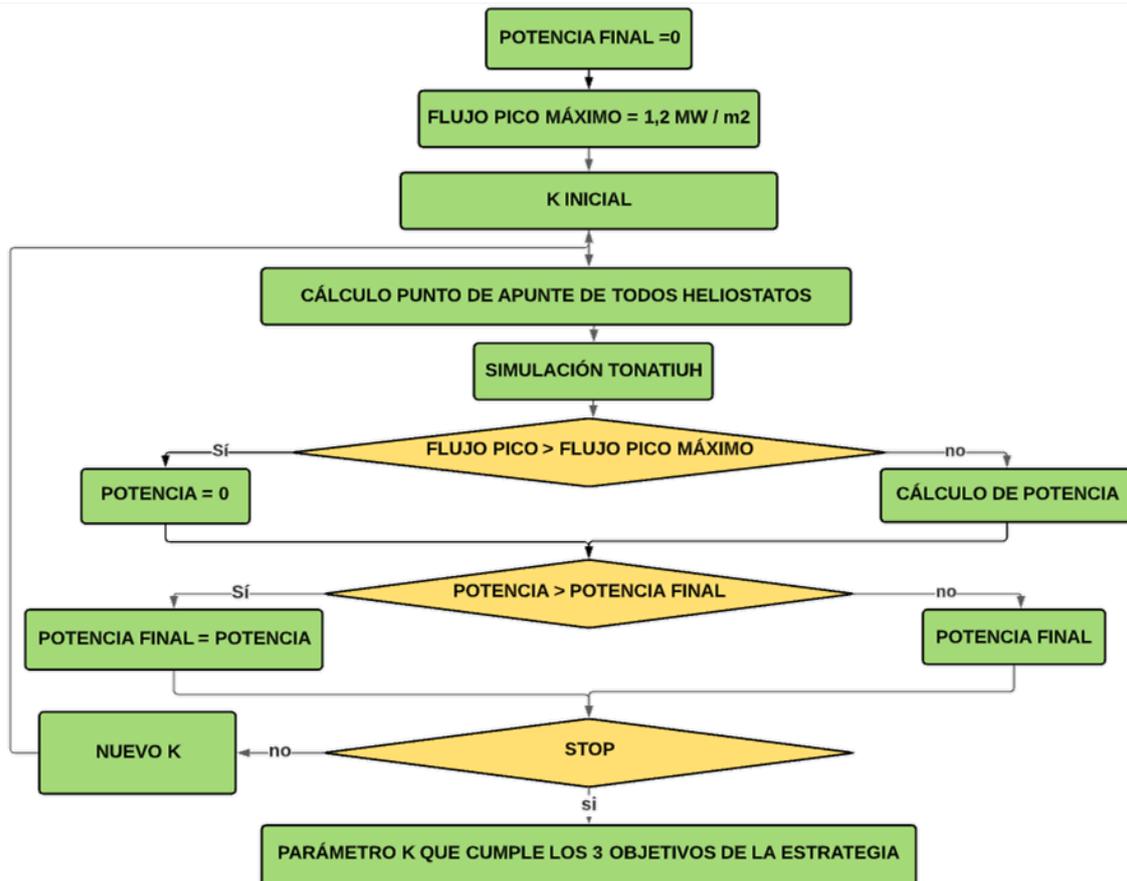


Figura 89: algoritmo de optimización de una sola variable

7.6.1. RESULTADOS OBTENIDOS

7.6.1.1. MÁXIMA POTENCIA

Antes de ver los resultados obtenidos en la planta de Gemasolar tras la implementación del algoritmo de optimización previamente explicado, se ha querido comprobar eso que se ha venido diciendo a lo largo de todo el proyecto, lo cual viene a ser si apuntando todos los heliostatos al ecuador del receptor no se cumple con los 3 objetivos que tiene marcados la planta. Para ello, se ha dado un valor de k el cual haga que $r_k \geq \frac{\text{altura receptor}}{2}$. Como se ha querido asegurar que se cumpla esta premisa se le ha dado un valor bastante elevado (k = 5). Los resultados obtenidos son los siguientes:

➤ Caso 1: irradiación = 850 W/m²

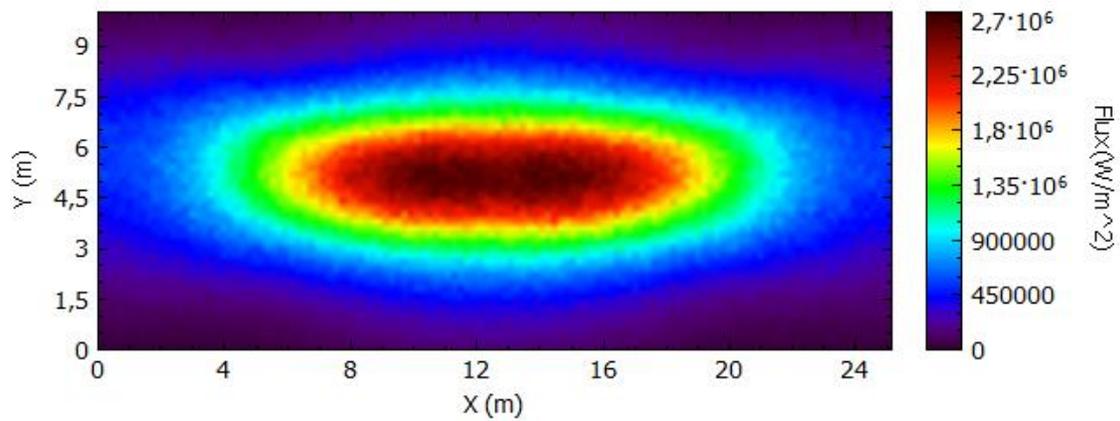


Figura 90: Perfil de flujo 2D máxima potencia (irradiación = 850 W/m²)

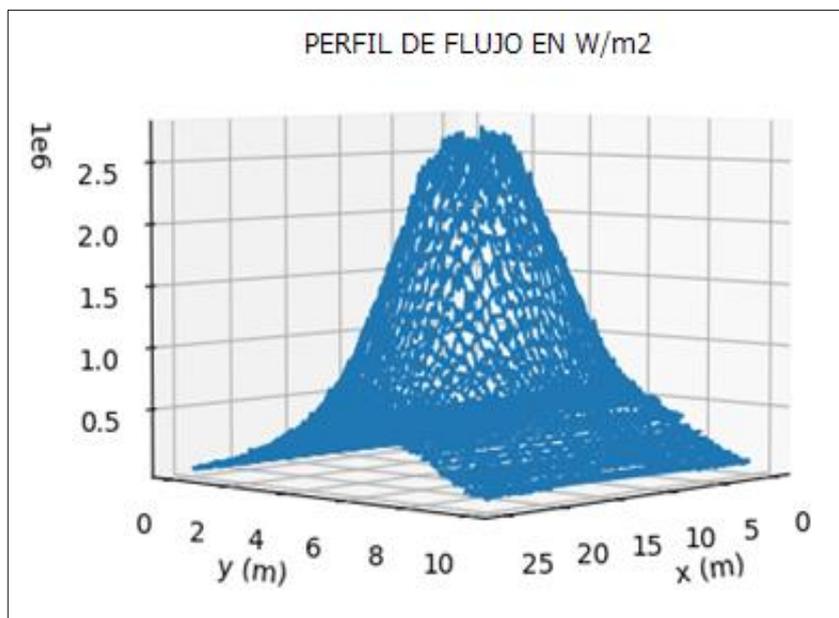


Figura 91: Perfil de flujo 3D máxima potencia (irradiación = 850 W/m²)

MÁXIMA POTENCIA	
K	5
IRRADIACIÓN (W/m ²)	850
UNIFORMIDAD FLUJO	0,924444
FLUJO PICO (MW/m ²)	2,80674
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,742831
POTENCIA (MW)	186,694

Figura 92: Resultados numéricos máxima potencia (irradiación = 850 W/m²)

➤ Caso 2: irradiación = 500 W/m²

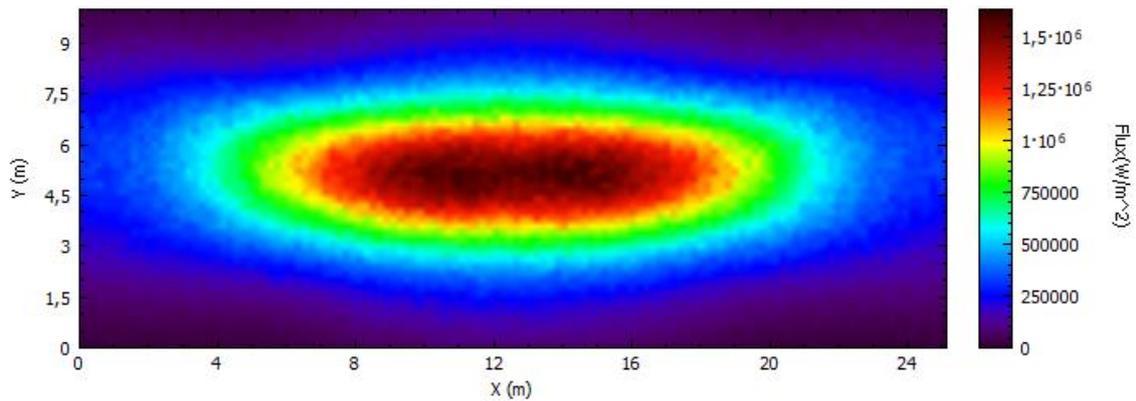


Figura 93: Perfil de flujo 2D máxima potencia (irradiación = 500 W/m²)

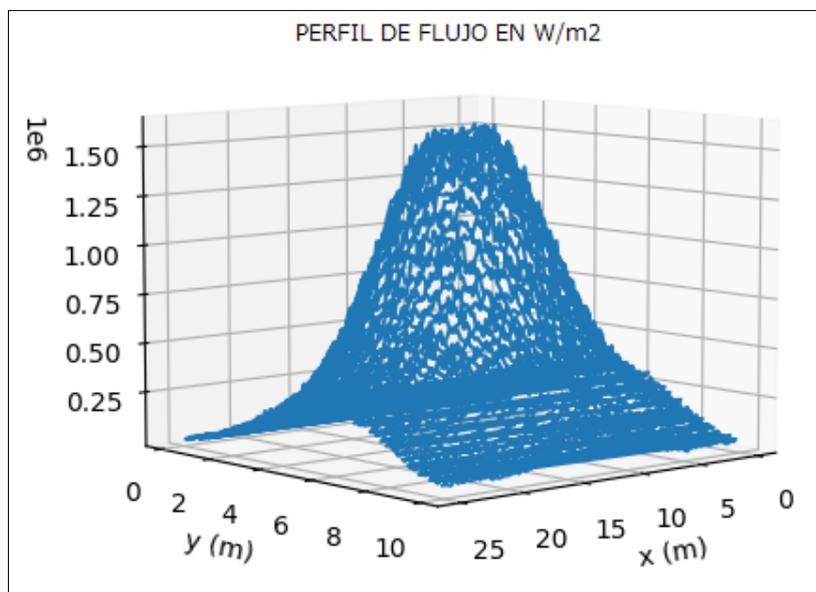


Figura 94: Perfil de flujo 3D máxima potencia (irradiación = 500 W/m²)

MÁXIMA POTENCIA	
K	5
IRRADIACIÓN (W/m ²)	500
UNIFORMIDAD FLUJO	0,92537
FLUJO PICO (MW/m ²)	1,6435
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,436972
POTENCIA (MW)	109,823

Figura 95: Resultados numéricos máxima potencia (irradiación = 500W/m²)

➤ Caso 3: irradiación = 250 W/m²

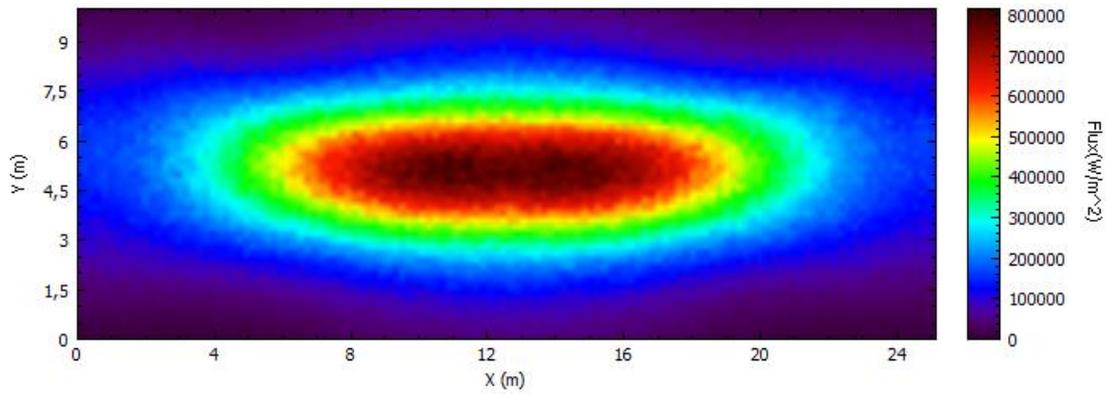


Figura 96: Perfil de flujo 2D máxima potencia (irradiación = 250 W/m²)

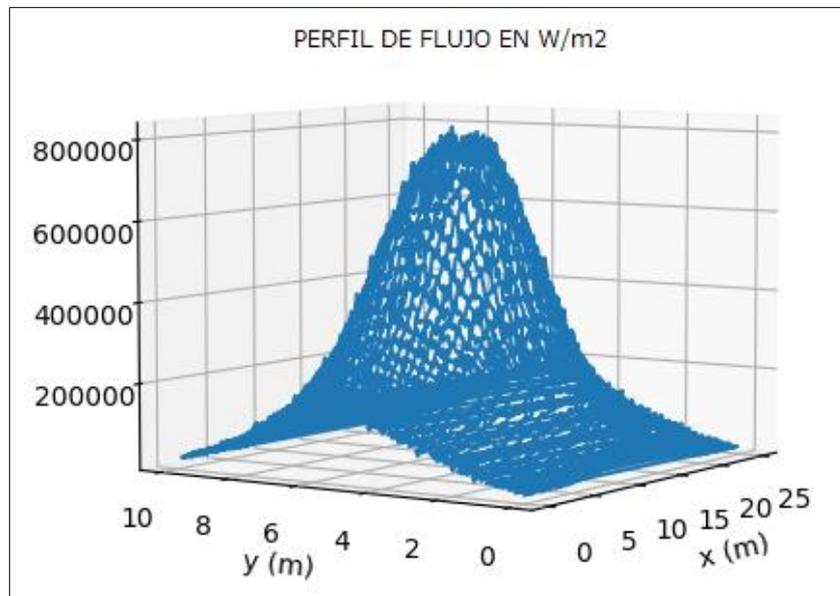


Figura 97: Perfil de flujo 3D máxima potencia (irradiación = 250 W/m²)

MÁXIMA POTENCIA	
K	5
IRRADIACIÓN (W/m ²)	250
UNIFORMIDAD FLUJO	0,92449
FLUJO PICO (MW/m ²)	0,815479
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,218464
POTENCIA (MW)	54,9059

Figura 98: Resultados numéricos máxima potencia (irradiación = 250W/m²)

A continuación se presenta una tabla resumen en la que se recogen los resultados obtenidos anteriormente:

IRRADIACIÓN (W/m ²)	850	500	250
K	5	5	5
UNIFORMIDAD FLUJO	0,924444	0,92537	0,92449
FLUJO PICO (MW/m ²)	2,80674	1,6435	0,815479
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,742831	0,436972	0,218464
POTENCIA (MW)	186,694	109,823	54,9059

Figura 99: Tabla resumen máxima potencia para diferentes valores de irradiación

Como bien se puede observar, cuando la irradiación es 850 W/m² o 500 W/m², se logra obtener la máxima potencia, consiguiendo así maximizar el objetivo de mayor prioridad. Sin embargo, los dos siguientes objetivos no se cumplen pues el flujo pico presenta un valor muy superior al máximo permitido y el perfil de flujo no es nada homogéneo. Por ello, este tipo de apunte no se puede llevar a cabo.

Hay que decir que, cuando la irradiación presenta un valor de 250 W/m², esto no ocurre. Se consiguen los 3 objetivos. Por lo tanto, en momentos de baja irradiación, sí que podrían apuntar todos los heliostatos al ecuador del receptor.

7.6.1.2. ESTRATEGIA DE APUNTE CON UN SOLO PARÁMETRO

Una vez que se ha visto claramente que no se puede llevar a cabo el apunte de todos los heliostatos al ecuador del receptor para cualquier valor de irradiación, es el momento de ver si este problema es solventado a través del algoritmo de optimización de una sola variable. Los resultados obtenidos son los siguientes:

➤ Caso 1: irradiación = 850 W/m²

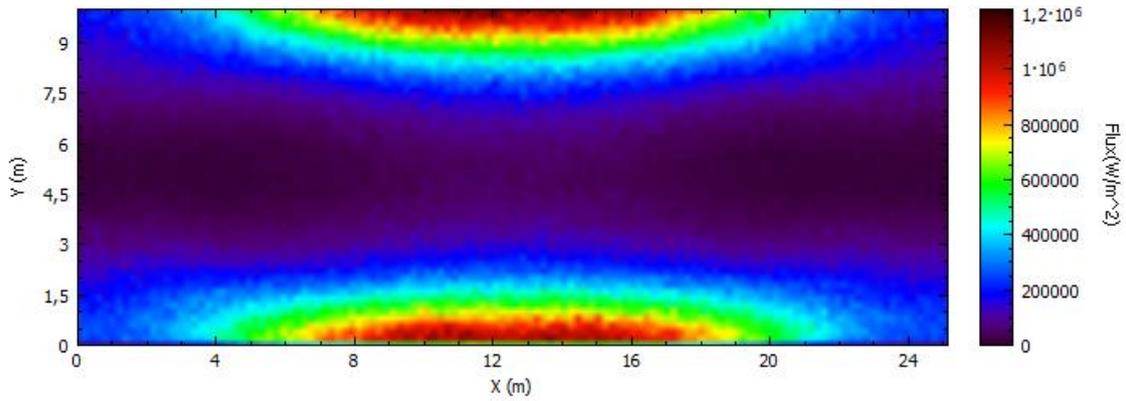


Figura 100: Perfil de flujo 2D estrategia de apunte con un solo parámetro (irradiación = 850 W/m²)

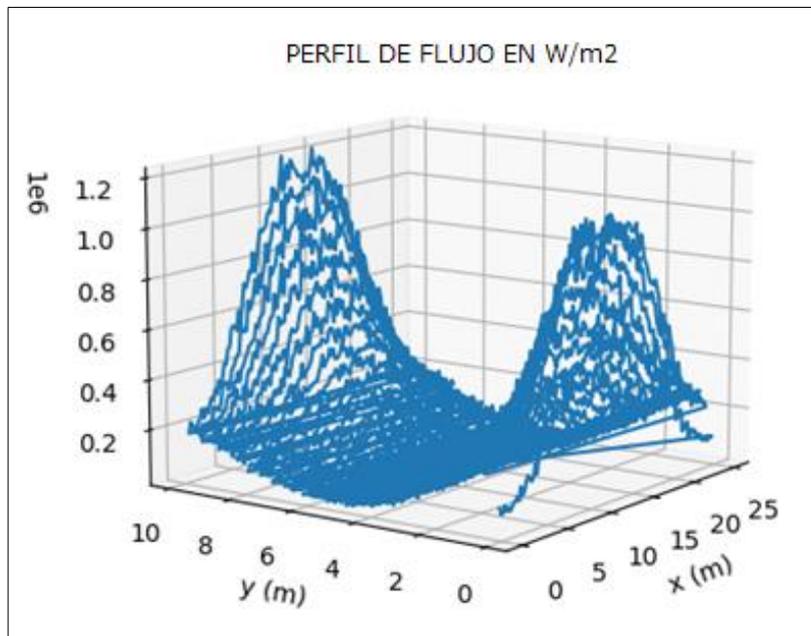


Figura 101: Perfil de flujo 3D estrategia de apunte con un solo parámetro (irradiación = 850 W/m²)

ESTRATEGIA DE APUNTE CON UN SOLO PARÁMETRO	
K	-0,18
IRRADIACIÓN (W/m ²)	850
UNIFORMIDAD FLUJO	1,10513
FLUJO PICO (MW/m ²)	1,19651
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,230740
POTENCIA (MW)	57,9915

Figura 102: Resultados numéricos estrategia de apunte con un solo parámetro (irradiación = 850 W/m²)

➤ Caso 2: irradiación = 500 W/m²

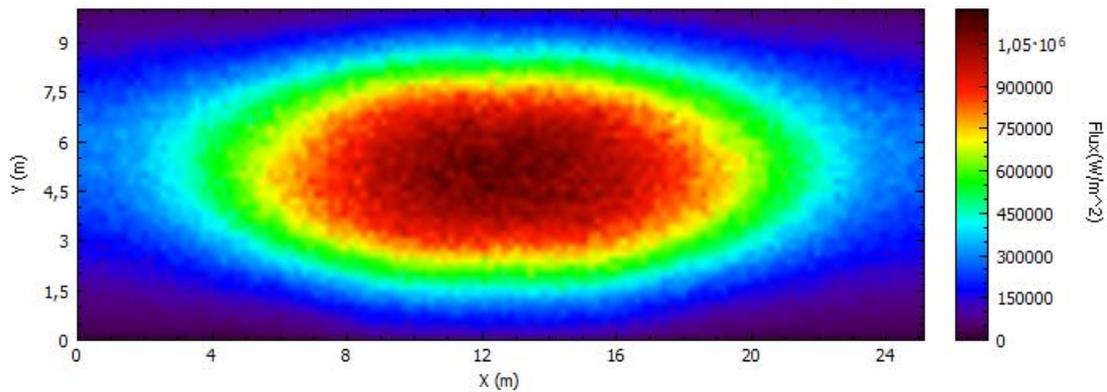


Figura 103: Perfil de flujo 2D estrategia de apunte con un solo parámetro (irradiación = 500 W/m²)

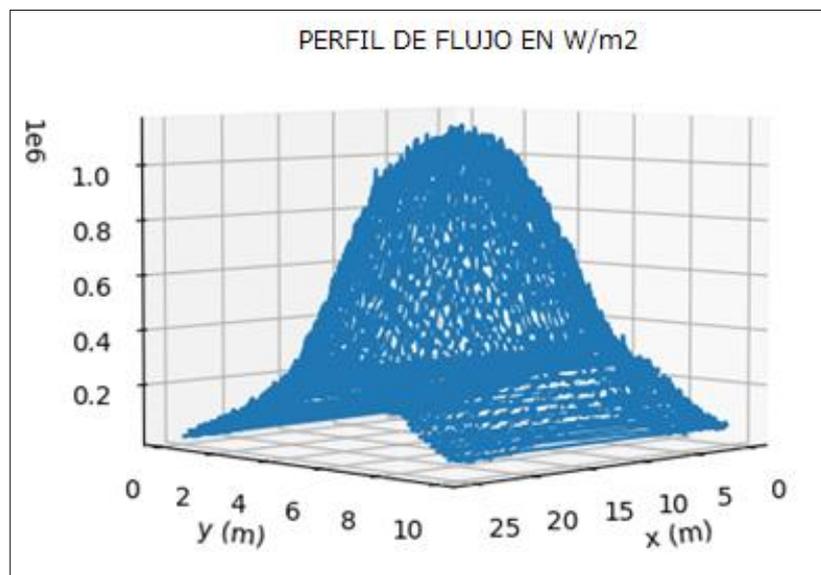


Figura 104: Perfil de flujo 3D estrategia de apunte con un solo parámetro (irradiación = 500 W/m²)

ESTRATEGIA DE APUNTE CON UN SOLO PARÁMETRO	
K	1,02
IRRADIACIÓN (W/m ²)	500
UNIFORMIDAD FLUJO	0,715743
FLUJO PICO (MW/m ²)	1,15864
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,434298
POTENCIA (MW)	109,151

Figura 105: Resultados numéricos estrategia de apunte con un solo parámetro (irradiación = 500 W/m²)

➤ Caso 3: irradiación = 250 W/m²

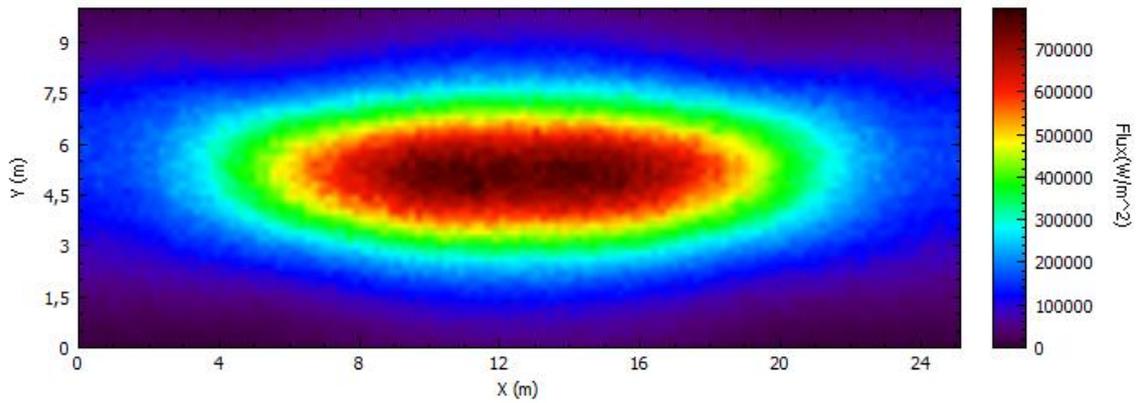


Figura 106: Perfil de flujo 2D estrategia de apunte con un solo parámetro (irradiación = 250 W/m²)

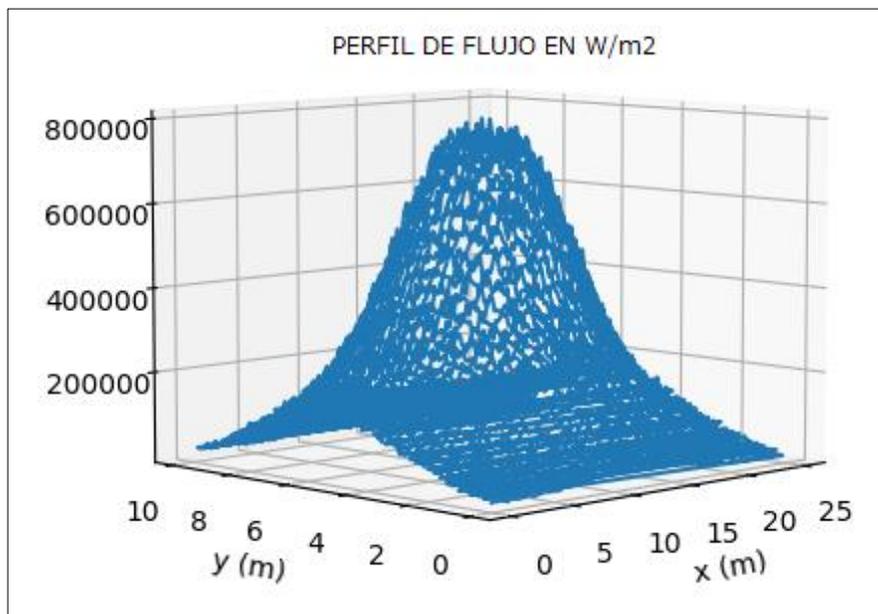


Figura 107: Perfil de flujo 3D estrategia de apunte con un solo parámetro (irradiación = 250 W/m²)

ESTRATEGIA DE APUNTE CON UN SOLO PARÁMETRO	
K	1,934
IRRADIACIÓN (W/m ²)	250
UNIFORMIDAD FLUJO	0,911057
FLUJO PICO (MW/m ²)	0,794958
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,218362
POTENCIA (MW)	54,8803

Figura 108: Resultados numéricos estrategia de apunte con un solo parámetro (irradiación = 250 W/m²)

A continuación se presenta una tabla resumen en la que se recogen los resultados obtenidos anteriormente:

IRRADIACIÓN (W/m ²)	850	500	250
K	-0,18	1,02	1,934
UNIFORMIDAD FLUJO	1,10513	0,715743	0,911057
FLUJO PICO (MW/m ²)	1,19651	1,15864	0,794958
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,230740	0,434298	0,218362
POTENCIA (MW)	57,9915	109,151	54,8803

Figura 109: Tabla resumen estrategia de apunte con un solo parámetro para diferentes valores de irradiación

Como bien se ve, cuando el valor de irradiación es de 850 W/m², si es cierto que se logra reducir el flujo máximo pico a un valor inferior al máximo permitido. Sin embargo, esto lo logra haciendo que el punto de apunte de los heliostatos quede fuera del receptor (el parámetro k toma un valor negativo). Por lo tanto, este tipo de apunte hace que el ecuador del receptor presente muy poco flujo, haciendo que el flujo medio sea muy bajo, y, en consecuencia, no se cumpla con el objetivo de mayor prioridad. Destacar que el perfil de flujo sigue siendo muy poco homogéneo.

Sin embargo, cuando la irradiación es 500 W/m² o 250 W/m², esto no ocurre. Se consiguen los 3 objetivos. Por lo tanto, este tipo de algoritmo es correcto para valores de irradiación algo superiores que en el caso anterior. Ahora bien, sigue sin poderse utilizar para valores altos de irradiación. Por ello, a continuación se ha desarrollado la estrategia de apunte con dos parámetros.

7.7. ESTRATEGIA DE APUNTE CON DOS PARÁMETROS

Dado que con la estrategia de apunte con un solo parámetro no se consigue maximizar la potencia cuando la irradiación es muy elevada, ha sido necesario desarrollar la estrategia de apunte con dos parámetros "Powell" de Python. De esta manera, en lugar de contar con un solo parámetro k, también se va a contar con otro parámetro el cual va a permitir la desorientación de heliostatos. Por lo tanto, dicha estrategia va a devolver el valor de k y el % de heliostatos desorientados que logra conseguir los 3 objetivos para cualquier valor de irradiación.

Dado que en su día se explicó la estrategia de apunte con dos parámetros k, la estrategia que se ha implementado viene a ser prácticamente la misma, ya que, el % de heliostatos desorientados vendría a representar un valor de k negativo muy elevado. La única diferencia viene a ser que dicha estrategia nunca va a disponer de dos parámetros k positivos y diferentes

en el campo solar ya que cuando la irradiación sea baja, esta estrategia se va a comportar igual que la estrategia de apunte con un solo parámetro k y, cuando la irradiación sea elevada, uno de los dos parámetros va a presentar un valor negativo muy alto.

Así pues, el algoritmo de optimización con dos variables queda del siguiente modo:

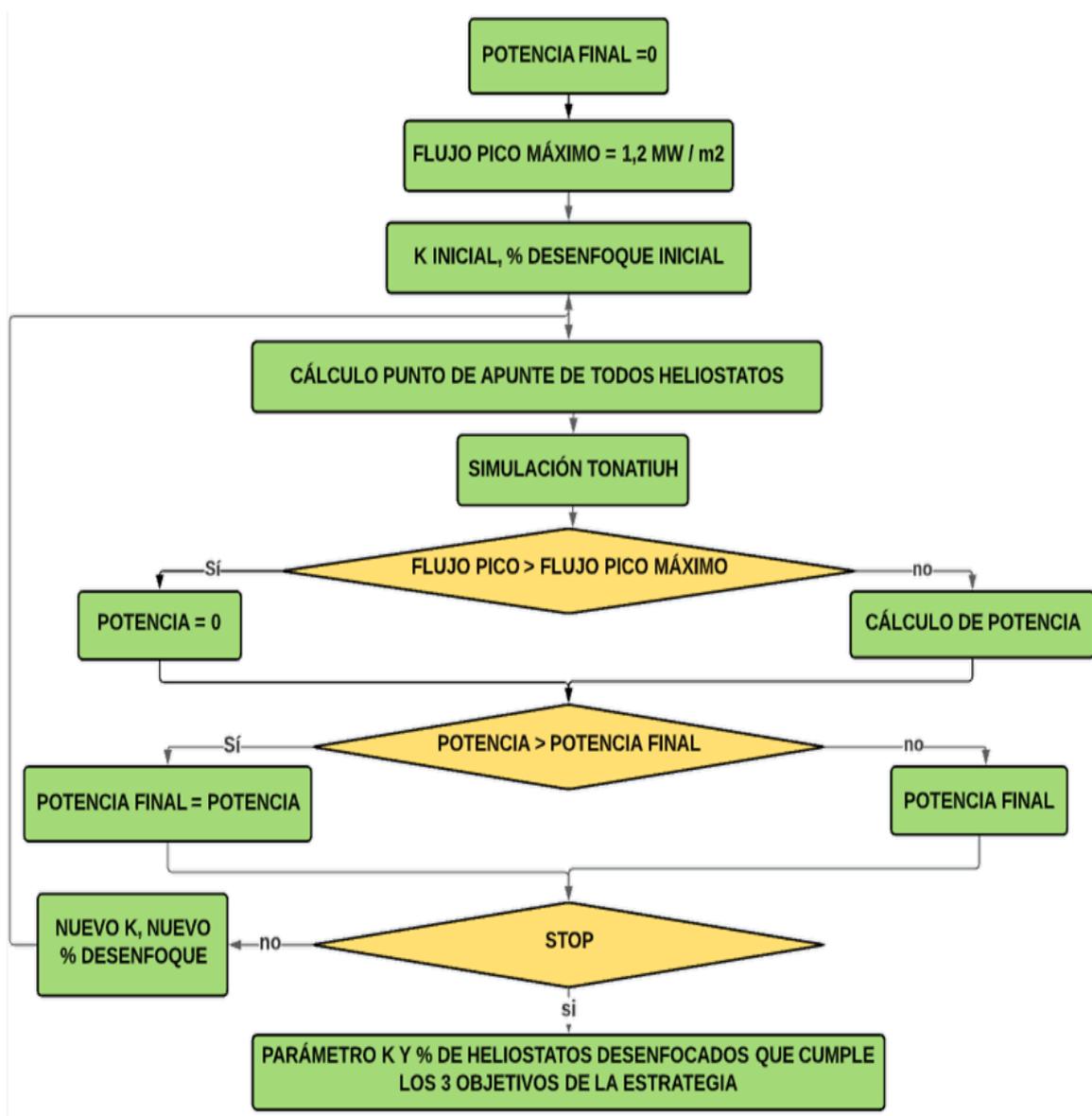


Figura 110: algoritmo de optimización de dos variables

7.7.1. RESULTADOS OBTENIDOS

Tras implementar el algoritmo de optimización de dos variables los resultados obtenidos son los siguientes:

➤ Caso 1: irradiación = 850 W/m²

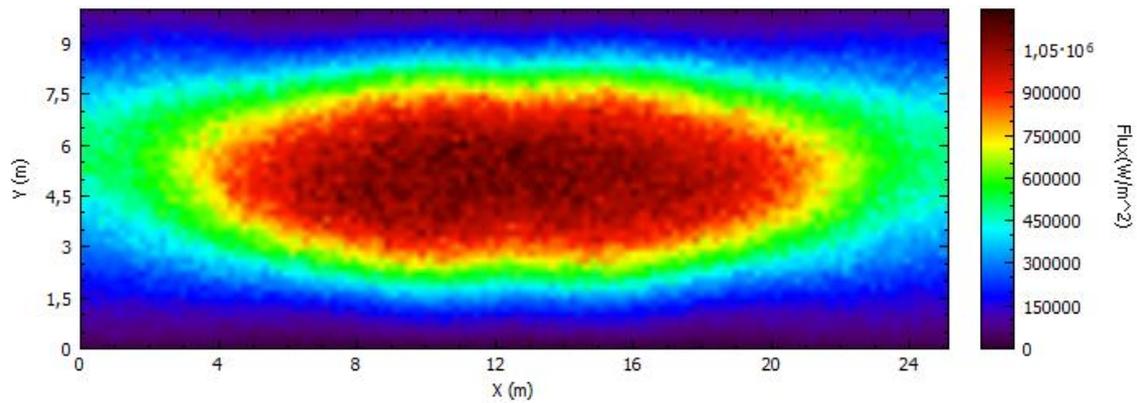


Figura 111: Perfil de flujo 2D estrategia de apunte con dos parámetros (irradiación = 850 W/m²)

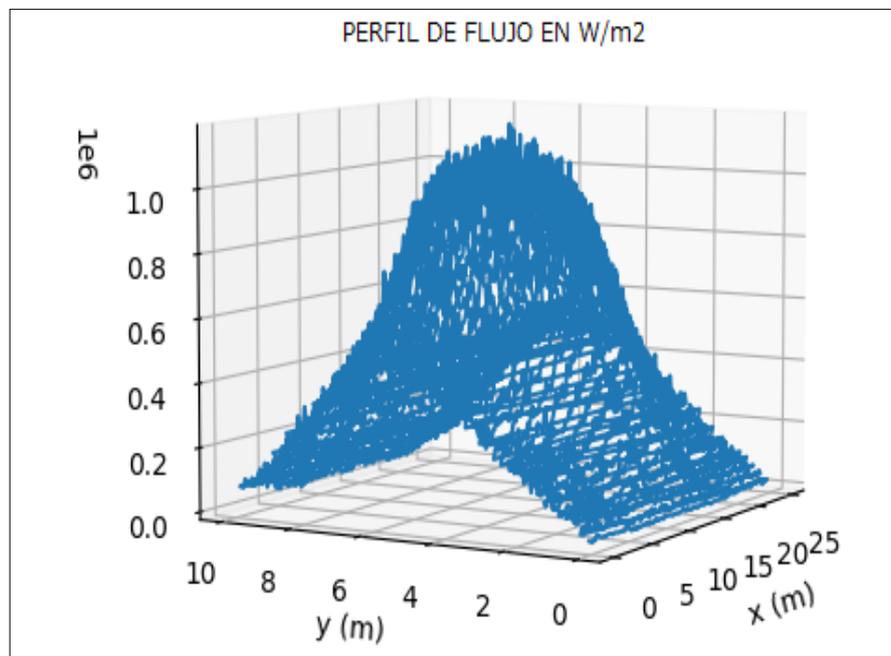


Figura 112: Perfil de flujo 3D estrategia de apunte con dos parámetros (irradiación = 850 W/m²)

ESTRATEGIA DE APUNTE CON DOS PARÁMETROS	
K	1,108
% DE HELIOSTATOS DESORIENTADOS	31,46
IRRADIACIÓN (W/m ²)	850
UNIFORMIDAD FLUJO	0,676007
FLUJO PICO (MW/m ²)	1,18665
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,498842
POTENCIA (MW)	125,373

Figura 113: Resultados numéricos estrategia de apunte con dos parámetros (irradiación = 850 W/m²)

➤ Caso 2: irradiación = 500 W/m²

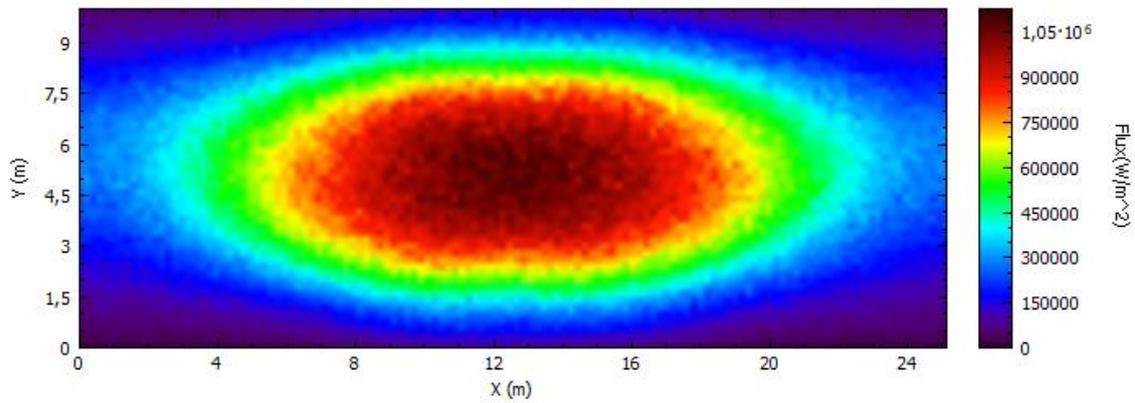


Figura 114: Perfil de flujo 2D estrategia de apunte con dos parámetros (irradiación = 500 W/m²)

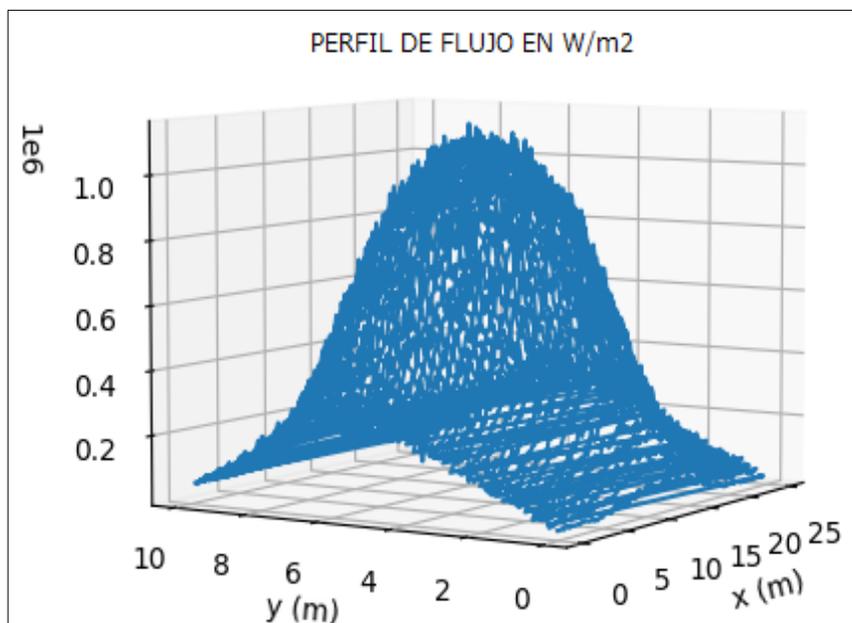


Figura 115: Perfil de flujo 3D estrategia de apunte con dos parámetros (irradiación = 500 W/m²)

ESTRATEGIA DE APUNTE CON DOS PARÁMETROS	
K	0,993
% DE HELIOSTATOS DESORIENTADOS	0,0469
IRRADIACIÓN (W/m ²)	500
UNIFORMIDAD FLUJO	0,704091
FLUJO PICO (MW/m ²)	1,1277
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,433570
POTENCIA (MW)	108,968

Figura 116: Resultados numéricos estrategia de apunte con dos parámetros (irradiación = 500 W/m²)

➤ Caso 3: irradiación = 250 W/m²

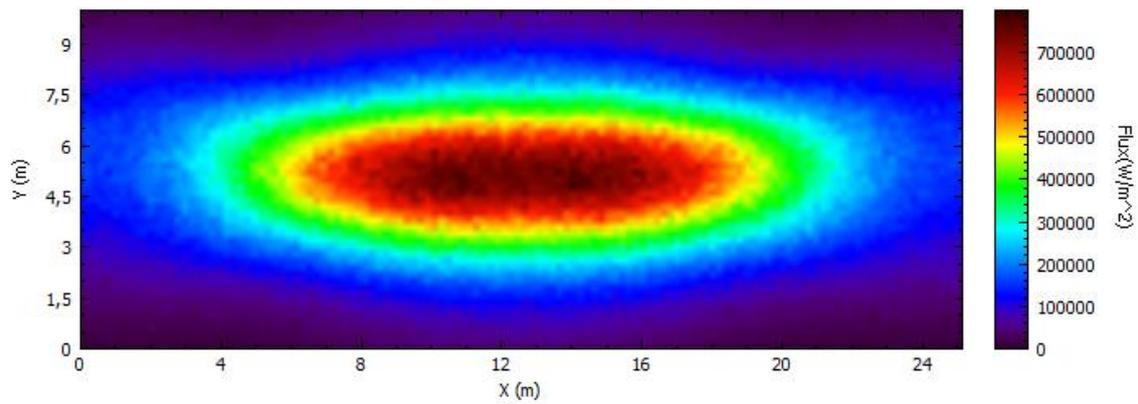


Figura 117: Perfil de flujo 2D estrategia de apunte con dos parámetros (irradiación = 250 W/m²)

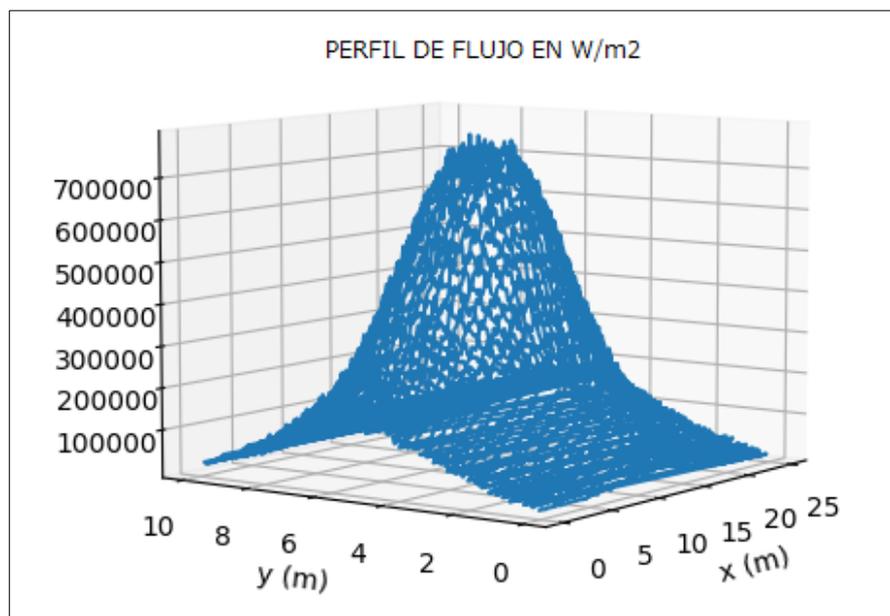


Figura 118: Perfil de flujo 3D estrategia de apunte con dos parámetros (irradiación = 250 W/m²)

ESTRATEGIA DE APUNTE CON DOS PARÁMETROS	
K	1,863
% DE HELIOSTATOS DESORIENTADOS	0,09
IRRADIACIÓN (W/m ²)	250
UNIFORMIDAD FLUJO	0,906905
FLUJO PICO (MW/m ²)	0,799178
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,218119
POTENCIA (MW)	54,819

Figura 119: Resultados numéricos estrategia de apunte con dos parámetros (irradiación = 250 W/m²)

A continuación se presenta una tabla resumen en la que se recogen los resultados obtenidos anteriormente:

IRRADIACIÓN (W/m ²)	850	500	250
K	1,108	0,993	1,863
% DE HELIOSTATOS DESORIENTADOS	31,46	0,0469	0,09
UNIFORMIDAD FLUJO	0,676007	0,704091	0,906905
FLUJO PICO (MW/m ²)	1,18665	1,1277	0,799178
FLUJO MEDIO (MW/m ²)	0,498842	0,433570	0,218119
POTENCIA (MW)	125,373	108,968	54,8193

Figura 120: Tabla resumen estrategia de apunte con dos parámetros para diferentes valores de irradiación

Como bien se ve, la estrategia de apunte con dos parámetros es la única que cumple con los 3 objetivos en el orden de preferencia independientemente del valor de irradiación.

Cabe destacar que, cuando la irradiación es muy elevada, el % de heliostatos desenfocados es muy elevado. Esto es debido a que los campos de heliostatos están sobredimensionados de forma que en momentos de poca irradiación se siga obteniendo una buena cantidad de potencia en el receptor.

Para concluir, se ha representado de manera gráfica la potencia que se obtiene con las estrategias de apunte vistas hasta el momento para los diferentes valores de irradiación. Decir que los puntos de color verde indican que la estrategia se puede llevar a cabo para ese valor de irradiación. Por el contrario, si los puntos son de color rojo, no se puede llevar a cabo.

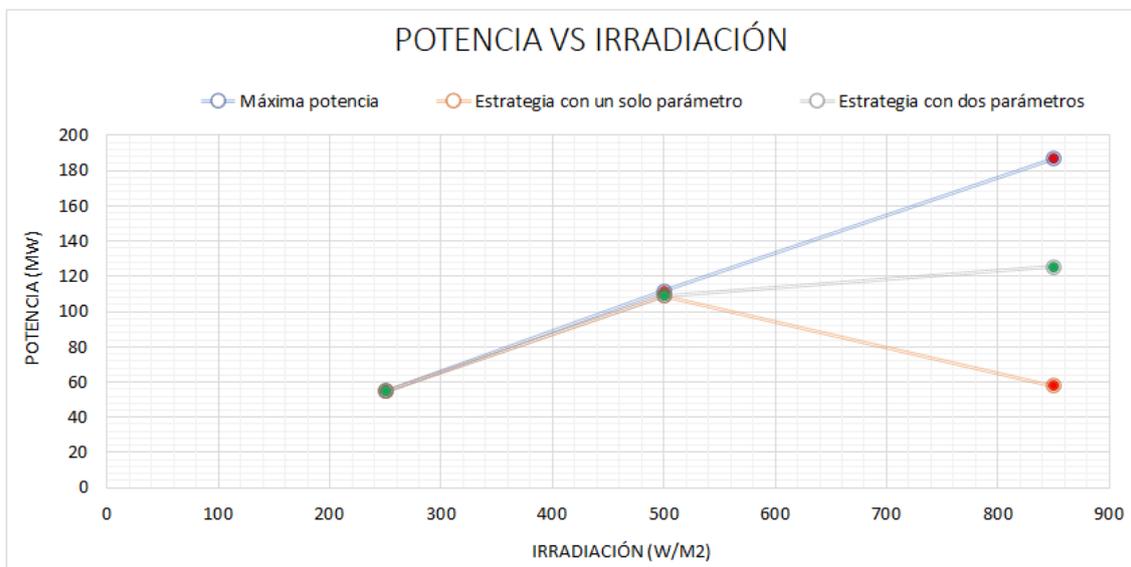


Figura 121: potencia vs irradiación en las estrategias de apunte

Como bien se observa en el gráfico, cuando la irradiación existente permite poder llevar a cabo más de una estrategia de apunte, la potencia obtenida es lógicamente la misma.

8. CONCLUSIONES

Tras la realización de varias simulaciones con el programa de Tonatiuh, se ha podido sacar en claro que no cualquier estrategia de apunte es válida para poder llevar a cabo en el campo solar de una planta de torre, y menos aun cuando se dan valores de irradiación muy elevados. Por ello, es necesario implementar una estrategia de apunte que asegure en todo momento el cumplimiento de los requisitos exigidos por la planta, los cuales están marcados por las limitaciones del propio receptor.

En el caso de la planta Gemasolar, la única estrategia que cumplía con los requerimientos exigidos por dicha planta era la estrategia con dos parámetros. Así pues, dicha estrategia será la que, posteriormente, en el complemento del trabajo de fin de máster, sea analizada para conocer el impacto que tiene el error de tracking sobre el rendimiento de la misma.

9. LINEAS FUTURAS

Como bien se ha visto a lo largo del proyecto, se han ido desarrollando diferentes estrategias de apunte hasta lograr obtener una que cumpliera con los requisitos exigidos por la planta de Gemasolar. De esta manera, se ha conseguido conocer la potencia que generaría la planta para una única posición del sol y para diferentes valores de irradiación.

Ahora bien, después de haber hecho esto, hubiera sido interesante conocer la potencia que dicha planta generaría al cabo de un año, análisis que no se ha podido llevar a cabo debido a la falta de tiempo.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Renewable energy policy network for the 21st century.” https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf (accessed Jun. 03, 2021).
- [2] “Las renovables superan ya en potencia instalada al resto de fuentes de energía en la península | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2020/03/las-renovables-superan-ya-en-potencia-instalada-al-resto-de-fuentes-de-energia-en-la-peninsula#> (accessed Jun. 03, 2021).
- [3] “Marco sobre clima y energía para 2030 | Acción por el Clima.” https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es (accessed Jun. 03, 2021).
- [4] “Potential for Solar Thermal Energy By Country - SolarPACES.” <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-potential-solar-thermal-energy-by-member-nation/> (accessed Jun. 03, 2021).
- [5] D. A. Ulibarrena and D. E. Concentración, “Energía Solar Termoeléctrica.”
- [6] “Mapa de proyectos en España – PROTERMOSOLAR.” <https://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/mapa-de-proyectos-en-espana-4/> (accessed Jun. 03, 2021).

- [7] F. J. Collado and J. Guallar, "A two-parameter aiming strategy to reduce and flatten the flux map in solar power tower plants," *Sol. Energy*, vol. 188, no. June, pp. 185–189, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.06.001.
- [8] "ECREEE," 2012.
- [9] K. R. Bhargav, F. Gross, and P. Schramek, "Life cycle cost optimized heliostat size for power towers," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 40–49, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.005.
- [10] A. Pfahl *et al.*, "Progress in heliostat development," *Sol. Energy*, vol. 152, pp. 3–37, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.03.029.
- [11] M. T. Islam, N. Huda, A. B. Abdullah, and R. Saidur, "A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. April, pp. 987–1018, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.097.
- [12] S. Power and C. E. Systems, "SolarPACES Guideline for Heliostat Performance Testing," 2018.
- [13] D. Nieffer, T. Effertz, A. Macke, M. Röger, G. Weinrebe, and S. Ulmer, "Heliostat testing according to SolarPACES task III guideline," *AIP Conf. Proc.*, vol. 2126, 2019, doi: 10.1063/1.5117551.
- [14] J. C. Sattler *et al.*, "Review of heliostat calibration and tracking control methods," *Sol. Energy*, vol. 207, no. February, pp. 110–132, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.06.030.
- [15] S. S. Shool, "Calibration and Analysis of," 2013.
- [16] A. M. Larrayoz, "Estrategias de apunte para centrales solares de torre," 2017.
- [17] A. Shultz, "Autonomous Integrated Heliostat Field and Components Introduction and Overview."
- [18] SolarPACES, "How CSP Works: Tower, Trough, Fresnel or Dish - SolarPACES," *Sol. Power Chem. Energy Syst.*, pp. 2017–2019, 2018, [Online]. Available: <https://www.solarpaces.org/how-csp-works/>.
- [19] K. Lovegrove and J. Pye, "Fundamental principles of concentrating solar power (CSP) systems," *Conc. Sol. Power Technol.*, pp. 16–67, 2012, doi: 10.1533/9780857096173.1.16.