

uc3m | Universidad **Carlos III** de Madrid

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA
2017-2018

uc3m

Trabajo Fin de Grado

“ESTUDIO DEL REFLECTOR
SECUNDARIO EN UN SISTEMA
BEAM-DOWN”

Autor:

D. Rubén Martín Blasco

Tutor:

D. Jesús Gómez Hernández

Leganés, septiembre 2018

RESUMEN

Frente a las tradicionales formas de obtener energía eléctrica usando combustibles fósiles (como el carbón), desde hace unos años han cogido el relevo en importancia las conocidas como fuentes de energía renovables o “energía limpia”. La materia prima que usan estas, es un bien terrestre inagotable (como puede ser el sol, el aire o el agua) y no causan la elevada contaminación que se produce al quemar combustible fósiles, ni tienen los riesgos que presentan otros tipos como por ejemplo, las centrales nucleares.

En este trabajo se va a tratar sobre un tipo concreto de energía renovable, como es lo son las centrales solares. Estas centrales aprovechan la radiación solar para calentar un receptor y generar energía. Las más comunes hoy en día son las centrales de torre, las cuales presentan el inconveniente de que el receptor solar se encuentra situado a una altura elevada, de ahí que las dimensiones que debe tener estén limitadas.

Por este motivo, se están realizando estudios para ver la viabilidad de realizar una segunda reflexión de los rayos solares, pudiendo ubicar el receptor a una altura inferior, incluso al nivel del suelo. De este modo, se consigue eliminar las limitaciones en el tamaño del receptor, pudiendo generar más energía, aumentando así el rendimiento de la planta, o emplear el receptor con otra finalidad.

Por lo tanto, lo que se va a llevar a cabo en este proyecto va a ser un análisis gráfico de cómo serían estas reflexiones con Matlab y un cálculo de los rendimientos de cada reflexión, para obtener el flujo de energía total que llega al receptor. Se realizarán también dos propuestas de optimización de la planta, para tener la máxima eficiencia en función de la aplicación que se la dé.

Finalmente, para validar el modelo se utilizará otro software, llamado SolTrace, y que ha sido diseñado para realizar cálculos en campos de heliostatos. Introduciendo las coordenadas y dimensiones de los heliostatos, y la posición del sol, dará como resultado el rendimiento óptico de la planta.

Palabras clave: Beam-Down; Reflector secundario; Hipérbola; Reflexiones.

ABSTRACT

In contrast to traditional ways of obtaining electrical energy using fossil fuels (such as coal), in recent years the so-called renewable energy sources or "clean energy" have taken over in importance. The raw material they use is an inexhaustible terrestrial good (such as the sun, air or water) and does not cause the high pollution that occurs when burning fossil fuels, nor do they have the risks presented by other types such as, for example, nuclear power plants.

In this work we are going to deal with a specific type of renewable energy, such as solar power plants. These plants use solar radiation to heat a receiver and generate energy. The most common today are tower power plants, which have the disadvantage that the solar receiver is located at an elevated height, hence the dimensions that must be limited.

For this reason, studies are being carried out to see the feasibility of carrying out a second reflection of the solar rays, being able to place the receiver at a lower height, even at ground level. In this way, it is possible to eliminate the limitations in the size of the receiver, being able to generate more energy, thus increasing the yield of the plant, or to use the receiver with another purpose.

Therefore, what will be carried out in this project will be a graphical analysis of what these reflections would look like with Matlab and a calculation of the yields of each reflection to obtain the total energy flow that reaches the receiver. There will also be two proposals for plant optimization, to have maximum efficiency depending on the application.

Finally, to validate the model, another software will be used, called SolTrace, which has been designed to perform calculations in heliostat fields. Introducing the coordinates and dimensions of the heliostats, and the position of the sun, will result in the optical performance of the plant.

Keywords: Beam-Down; Secondary reflector; Hyperbola; Reflections.

AGRADECIMIENTOS

En primer, lugar a mi madre, a mi padre y mi hermano por su continuo apoyo.

A mis abuelos, por su constante preocupación por mí y mis aprobados.

A mis tíos y primos por todos sus ánimos.

A mi tutor, Jesús, por la idea y todo su apoyo en este proyecto.

A mis amigos y compañeros de clase, por estar siempre que he necesitado algo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	iii
ABSTRACT	v
AGRADECIMIENTOS.....	vii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	4
1.3. ESTRUCTURA DEL PROYECTO	5
1.4. MOTIVACIÓN.....	5
1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	6
1.6. ESTADO DEL ARTE	7
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	16
2.1. ENERGÍA SOLAR.....	16
2.1.1 DIRECCIÓN DE LA RADIACIÓN	18
2.1.2 RADIACIÓN EXTRATERRESTRE.....	20
2.2. CENTRALES SOLARES.....	22
2.2.1 CENTRALES DE TORRE CON RECEPTOR CENTRAL	24
2.2.2 SISTEMAS CILÍNDRICO – PARABÓLICOS	25
2.2.3 REFLECTORES LINEALES FRESNEL.....	27
2.2.4 DISCOS PARABÓLICOS	29
2.2.5 SISTEMAS BEAM-DOWN	30
2.2.6 OTRO SISTEMA	32
2.3. REFLEXIÓN DE LA ENERGÍA	33
2.3.1 REFLEXIÓN.....	33
2.3.2 REFRACCIÓN.....	33
2.3.3 RADIACIÓN REFLEJADA	34
2.3.4 REFLECTIVIDAD DE LOS MATERIALES.....	35
2.4. RADIACIÓN DIRECTA NORMAL INCIDENTE (DNI).....	35
2.4.1 APLICACIONES A RANKINE	36
CAPÍTULO 3. CAMPOS DE HELIOSTATOS.....	39

3.1. CARACTERÍSTICAS.....	39
3.2. DISTRIBUCIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS HELIOSTATOS	41
3.3. RECEPCIÓN Y REFLEXIÓN DE LOS RAYOS SOLARES	42
3.4. SOMBRAS Y BLOQUEOS PRODUCIDOS POR HELIOSTATOS.....	46
CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN CAMPO HELIOSTATOS CON MATLAB.....	48
4.1. EXPLICACIÓN DEL PROGRAMA.....	48
4.1.1 SIMULACIÓN.....	49
4.1.2 HIPÉRBOLA (SIMULACIÓN 2D).....	51
4.1.3 HIPERBOLOIDE (SIMULACIÓN 3D).....	55
CAPÍTULO 5. RESULTADOS	61
5.1. RESULTADOS	61
5.1.1 CÁLCULOS.....	61
5.1.2 OPTIMIZACIÓN	64
5.2. VALIDACIÓN CAMPO HELIOSTATOS CON SOLTRACE	66
5.3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	69
CAPÍTULO 6. COSTES Y PRESUPUESTO	70
6.1. COSTES Y PRESUPUESTO	70
CAPÍTULO 7. MARCO LEGAL.....	72
7.1. NORMATIVA	72
7.2. IMPACTO SOCIO-ECONÓMICO.....	73
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES DEL PROYECTO.....	74
8.1. CONCLUSIONES	74
8.2. TRABAJOS FUTUROS.....	75
BIBLIOGRAFÍA.....	76
ANEXOS	81
ANEXO A:.....	81
ANEXO B:	84
ANEXO C:	89
ANEXO D:.....	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Choque eléctrico visto a pequeña escala [1].....	1
Ilustración 2: Producción energía eléctrica el día 24/03/2018 [3].....	2
Ilustración 3: Generación y aprovechamiento de las energías renovables anuales [4].....	2
Ilustración 4: Central solar de torre [5].....	3
Ilustración 5: Central solar conceptual con sistema Beam-Down [6]	3
Ilustración 6: Central solar de Miyazaki con torre Beam-Down [7]	4
Ilustración 7: Esquema de una central solar con sistema BEAM-DOWN [8, p.19]	6
Ilustración 8: Esquema de una central solar de torre [9].....	7
Ilustración 9: Esquema central solar con torre Beam-Down [10, p.4].....	7
Ilustración 10: Recorrido solar en sistema Beam-Down [7, p.3].....	8
Ilustración 11: Lecho fluidizado de circulación interna con sistema BD [11, p.12130]	8
Ilustración 12: Esquema funcionamiento lecho fluidizado [11, p.12131]	9
Ilustración 13: Reactor de lecho fluidizado de circulación interna [11, p.12131]	9
Ilustración 14: Aislamiento mejorado en el receptor [11, p.12134].....	10
Ilustración 15: Nuevo sistema de concentración solar construido en Miyazaki [7, p.2]	10
Ilustración 16:Características sistema BD de Miyazaki [12, p.1993].....	11
Ilustración 17: Medidor del flujo de radiación [12, p.1994]	12
Ilustración 18: CPC instalado en sistema BD de Miyazaki [12, p.1997]	13
Ilustración 19: Receptor de lecho fluidizado de 30 KWth con ventana [14, p.3].....	14
Ilustración 20: Receptor instalado en Miyazaki y su colocación.....	14
Ilustración 21:Fuentes de energía renovable en la Tierra [16]	16
Ilustración 22: Capas del Sol [17, p.5]	16
Ilustración 23: Esquema posicionamiento Sol – Tierra [17, p.7].....	17
Ilustración 24: Constante solar corregida en función del día del año [17, p.8]	17
Ilustración 25: Rotación de la Tierra alrededor del Sol [17, p.9].....	18
Ilustración 26: Representación ángulo horario [17, p.14]	18
Ilustración 27: Representación de los diferentes ángulos [18, p.8].....	19
Ilustración 28: Representación de los ángulos a definir [17, p.19].....	19
Ilustración 29: Efectos atmosféricos sobre la radiación solar [17, p.28]	21
Ilustración 30: Tipos de radiación recibida en la Tierra [17, p.31]	21
Ilustración 31: Esquema de producción de energía en planta Termosolar [19]	22
Ilustración 32: Esquema heliostato y mecanismo para orientación [20, p.27].....	22
Ilustración 33: Impacto visual de un campo de heliostatos [22]	23
Ilustración 34: Esquema de una central fototérmica [24]	24
Ilustración 35: Funcionamiento central solar de torre por partes [25]	25
Ilustración 36: Esquema sistema solar cilíndrico-parabólico [28].....	25
Ilustración 37: Captador solar cilíndrico-parabólico real [29].....	26
Ilustración 38: Esquema básico ciclo Rankine.....	26
Ilustración 39: Seguimiento solar en un sistema cilíndrico-parabólico [30]	27
Ilustración 40: Esquema básico central lineal Fresnel [27, p.26]	27
Ilustración 41: Planta termosolar lineal Fresnel Puerto Errado 2 [31].....	28
Ilustración 42: Esquema central solar de disco parabólico [32]	29
Ilustración 43: Esquema Motor Stirling [33]	29

Ilustración 44: Central solar de discos parabólicos [34].....	30
Ilustración 45: Esquema funcionamiento sistema Beam-Down [35].....	30
Ilustración 46: Concentrador termosolar Beam-Down [37]	31
Ilustración 47: Sistema Beam-Down de Miyazaki [12, p.1993].....	31
Ilustración 48: Paneles fotovoltaicos [38].....	32
Ilustración 49: Paneles fotovoltaicos instalados en viviendas [39].....	32
Ilustración 50: Reflexión de un rayo [41]	33
Ilustración 51: Refracción de un rayo [41]	34
Ilustración 52: Tipos de reflexión en superficies [40, p.19]	34
Ilustración 53: Piranómetro o pirheliómetro [27, p.15].....	36
Ilustración 54: Ciclo Rankine ideal [42, p.2]	36
Ilustración 55: Esquema completo de una planta solar de torre [23]	37
Ilustración 56: Planta termosolar con un ciclo combinado de turbina de gas [44]	38
Ilustración 57: Campo de heliostatos en central solar de torre [46]	39
Ilustración 58: Componentes del subsistema de rotación azimutal [20].....	39
Ilustración 59: Planta termosolar de Ivanpah [47].....	40
Ilustración 60: Planta de energía solar Andasol [47]	40
Ilustración 61: Dimensiones torre Beam-Down Miyazaki. Fuente: Propia	41
Ilustración 62: Heliostatos sistema BD Miyazaki. Fuente: Propia	41
Ilustración 63: Posición puntos focales en Miyazaki. Fuente: Propia	42
Ilustración 64: Campo heliostatos Miyazaki. Fuente: Propia.....	42
Ilustración 65: Reflexión solar en heliostatos. Fuente: Propia.....	43
Ilustración 66: Rayo reflejado en heliostato dirigido hacia foco. Fuente: Propia	43
Ilustración 67: Representación rayo incidente y reflejado en heliostato. Fuente: Propia	44
Ilustración 68: Representación reflexión en heliostato. Fuente: Propia	44
Ilustración 69: Reflexión solar en el reflector secundario. Fuente: Propia.....	45
Ilustración 70: Sobras entre heliostatos contiguos [49, p.40]	46
Ilustración 71: Bloqueos entre heliostatos contiguos [49, p.42]	46
Ilustración 72: Sombras producidos por hipérbola 1. Fuente: Propia	47
Ilustración 73: Sombras producidos por hipérbola 2. Fuente: Propia	47
Ilustración 74: Simulación reflexión solar con un heliostato a las 12:00:00. Fuente: Propia	48
Ilustración 75: Simulación reflexión solar con n-heliostatos a las 12:00:00. Fuente: Propia	49
Ilustración 76: Representación heliostatos en eje XY. Fuente: Propia	50
Ilustración 77: Intersecciones en reflector secundario. Fuente: Propia	50
Ilustración 78: Intersecciones en el receptor. Fuente propia	51
Ilustración 79: Parámetros que definen una hipérbola horizontal. [50]	51
Ilustración 80: Hipérbola de eje focal vertical [50]	52
Ilustración 81: Dimensionado inicial reflector secundario. Fuente: Propia.....	53
Ilustración 82: Vector normal de la hipérbola. Fuente: Propia.....	54
Ilustración 83: Reflexión completa en reflector secundario. Fuente: Propia	54
Ilustración 84: Tipos de hiperboloide [52]	55
Ilustración 85: Cortes al hiperboloide con planos. [52]	55
Ilustración 86: Simulación 3D de un heliostato con Matlab. Fuente: Propia.....	56
Ilustración 87: Simulación 3D de un heliostato con Matlab a diferente. Fuente: Propia	56
Ilustración 88: Simulación 3D de un campo de heliostatos con Sistema BD. Fuente: Propia.....	57
Ilustración 89: Simulación 3D del campo de heliostatos cambiando hora. Fuente: Propia	57
Ilustración 90: Simulación 3D campo de heliostatos cambiando hora y vista. Fuente: Propia ..	58
Ilustración 91: Simulación 2D de la reflexión real. Fuente: Propia	58

Ilustración 92: Representación 2D incidencia solar completa. Fuente: Propia	59
Ilustración 93: Representación 2D de la 1ª reflexión solar completa. Fuente: Propia	59
Ilustración 94: Representación 2D de la 2ª reflexión solar completa. Fuente: Propia	59
Ilustración 95: Reflexión completa en la posición 5. Fuente: Propia	60
Ilustración 96: Reflexión solar a las 12:00:00 en posición (-10). Fuente: Propia	60
Ilustración 97: Representación rayos no recibidos en reflector secundario. Fuente: Propia	65
Ilustración 98: Configuración Beam-Down con máximo rendimiento. Fuente: Propia	66
Ilustración 99: Sistema Beam-Down en SolTrace. Fuente: Propia	67
Ilustración 100: Flujo de calor en un heliostato con SolTrace. Fuente: Propia	68
Ilustración 101: Flujo de calor en el receptor con SolTrace. Fuente: Propia	68
Ilustración 102: Representación en SolTrace de rayos desaprovechados. Fuente: Propia	69
Ilustración 103: Patentes US20110197584A1 (izq.) y US20120186251A1 (dcha.) [53 y 54]	72
Ilustración 104: Serie de Zernike en SolTrace. Fuente: Propia	93
Ilustración 105: Cálculo serie Zernike usando Cftool de Matlab. Fuente: Propia	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Datos partida construcción hipérbola	53
Tabla 2: Rendimientos primera reflexión rayos solares.....	62
Tabla 3: Rendimientos segunda reflexión rayos solares	63
Tabla 4: Nomenclatura componentes reflexiones.....	67
Tabla 5: Cálculo costes materiales	70
Tabla 6: Cálculo costes recursos personales	71
Tabla 7: Coste total final [26, p.78]	71

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

Desde que en el año 1752, Benjamín Franklin realizase su famoso experimento mediante el cual se empezó a intuir la existencia de la electricidad, se ha convertido en algo tan imprescindible para la vida de las personas que cuando se produce un corte de luz, la sociedad se queda prácticamente bloqueada, sin saber qué hacer y viéndose interrumpidas prácticamente todas las actividades que se realizan a diario, ya que su funcionamiento depende en gran parte de la electricidad.

El experimento de Franklin consistió en volar una cometa con una llave de metal atada en su extremo un día de tormenta, la electricidad de la tormenta pasó atraída por la llave y le dio un choque eléctrico. Esto le sirvió para seguir investigando y llegar a la conclusión de que existían cargas positivas y cargas negativas. [1]



Ilustración 1: Choque eléctrico visto a pequeña escala [1]

A partir de este momento se empezaron a descubrir la mayoría de los avances conocidos hoy en día, como pueden ser: la primera pila construida en 1800 por Alessandro Volta, la primera dínamo eléctrica inventada en 1831 por Michael Faraday o uno de los inventos más importantes, como es la bombilla incandescente de filamento desarrollada por Tomas Edison en 1878. [2]

Como se ha comentado, hoy en día prácticamente todo lo que se usa en los hogares y en los puestos de trabajo está conectado a la red eléctrica. Esto hace que la producción de este tipo de energía sea uno de los puntos más importantes con los que se trabaja e investiga para sacarle el máximo rendimiento posible. Como la energía es un fenómeno natural, no se puede generar ni destruir, únicamente se puede transformar. Luego para obtener energía eléctrica se va a necesitar partir de otro tipo de energía (química, cinética, térmica, lumínica, nuclear o solar, entre otras).

Hasta hace unos años, para generar energía eléctrica se empleaban combustibles fósiles como pueden ser el carbón, Fuel + gas... También se empleaban en abundancia centrales nucleares, las cuales originan energía eléctrica a partir de la fisión nuclear de átomos de combustible nuclear (uranio, plutonio...). No obstante, debido a la peligrosidad y la alta contaminación que tienen estos sistemas para generar electricidad se empezó a investigar sobre formas alternativas para la producción de energía eléctrica, que empleasen materias que no se

agotasen y que no supusiesen un riesgo para el planeta Tierra. Estos nuevos modelos de obtención de energía son conocidos como energías renovables, y hoy en día generan prácticamente el 45% de la energía total consumida en España. Llegando al 65% en los días en los que las condiciones meteorológicas son más favorables para ello.

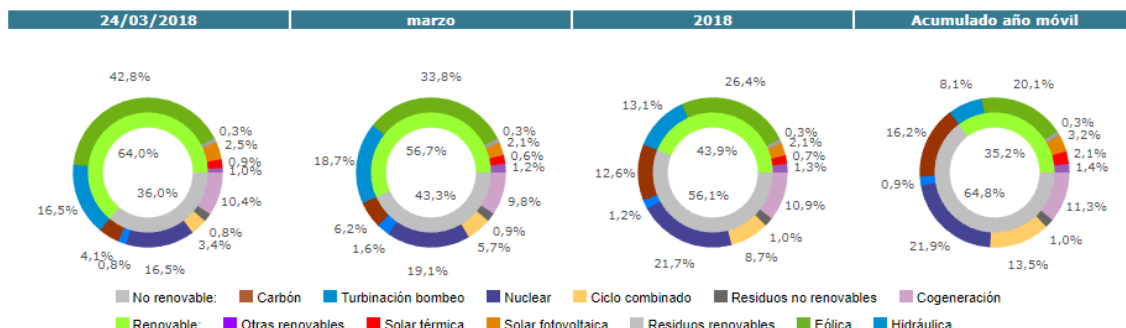
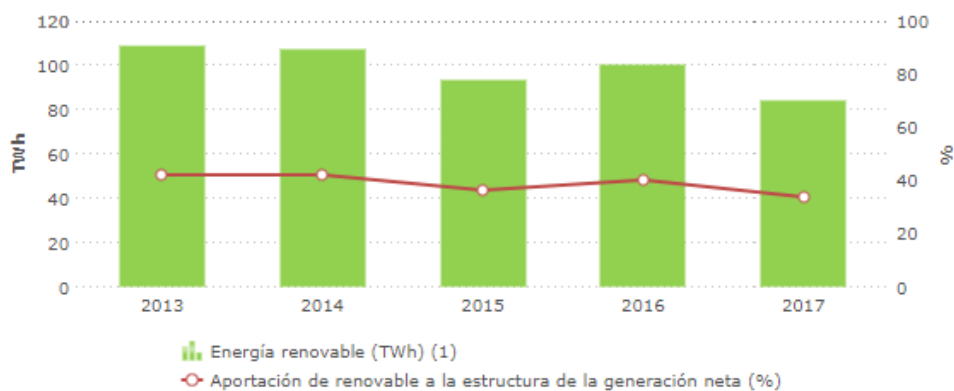


Ilustración 2: Producción energía eléctrica el día 24/03/2018 [3]

El inconveniente que presentan estas energías renovables, que emplean fuentes como son el sol, el aire o el agua, es que se depende en parte de las condiciones climatológicas, ya que, en épocas de poco sol, la producción de energía solar será escasa, del mismo modo, si se da un año de lluvias escasas, el nivel de agua de los pantanos será bajo y en consecuencia la energía hidráulica que se pueda aprovechar será mínima. En la gráfica de la imagen (3) se muestra el aprovechamiento de las energía renovables en los últimos años, como se observa, en 2017 el aprovechamiento fue menor que en 2016. Esto no quiere decir que se haya reducido su importancia o su desarrollo, sino que por las condiciones que se dieron ese año, su aprovechamiento ha sido obligatoriamente inferior.



	2013	2014	2015	2016	2017
Energía renovable (TWh) ⁽¹⁾	109	107	93	100	84
Aportación de renovable a la estructura de la generación (%)	41,9	42,4	36,5	40,3	33,7

⁽¹⁾ Incluye hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables y residuos renovables. No incluye la generación bombeo.

Ilustración 3: Generación y aprovechamiento de las energías renovables anuales [4]

Un tipo de energía renovable que está en desarrollo y está llamada a tener un papel importante es la energía solar, la cual, aprovecha la radiación solar inagotable procedente del sol para aportar calor a una caldera, que al calentar un fluido generará vapor para accionar unos álabes, y que este grupo turbina-alternador, genere energía eléctrica. Las centrales solares más comunes son las centrales de torre como la que se muestra en la imagen (4).

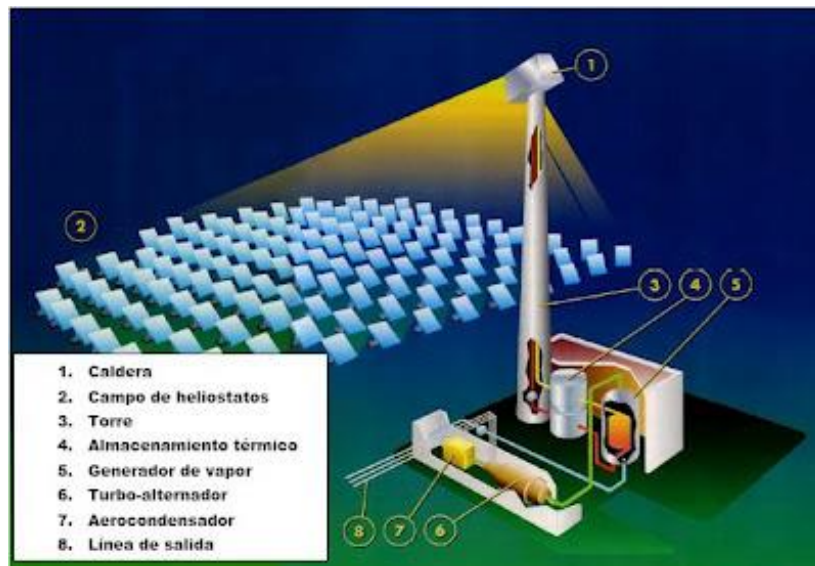


Ilustración 4: Central solar de torre [5]

En este trabajo, se va a realizar el estudio de este tipo de energía solar, centrándonos en un nuevo formato de centrales solares que está en desarrollo. La clave de este nuevo sistema es sustituir la torre receptora de las centrales solares de torre por otro reflector (sistema Beam-Down) y así poder colocar el receptor a una altura inferior, pudiendo de este modo incrementar las dimensiones de este y utilizarlo para diferentes aplicaciones.

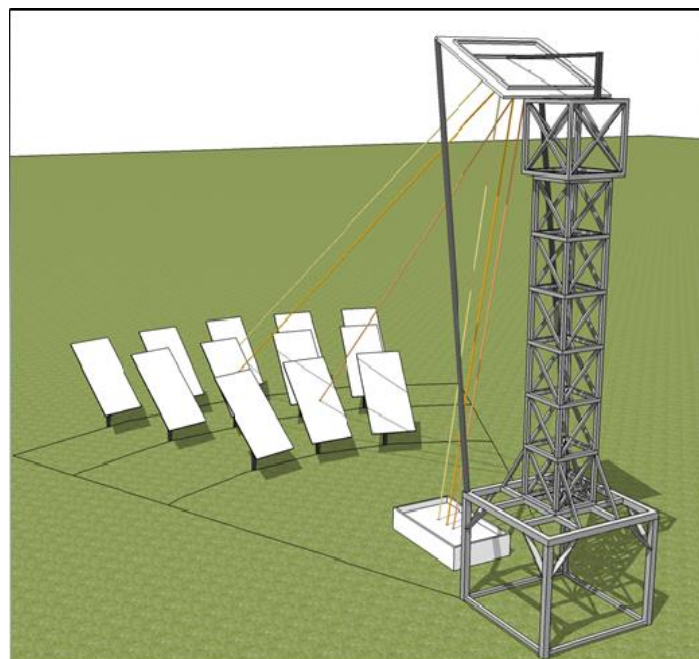


Ilustración 5: Central solar conceptual con sistema Beam-Down [6]

El proyecto se centrará en el análisis y optimización de este sistema Beam-Down, concretamente en los estudios que se están realizando en la central solar de Miyazaki instalada para realizar pruebas, sacar conclusiones a cerca de la eficiencia de este nuevo formato y ver las posibles propuestas de mejora.



Ilustración 6: Central solar de Miyazaki con torre Beam-Down [7]

1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El principal objetivo de este proyecto es el estudio del desarrollo de las nuevas centrales solares, conocidas como sistemas Beam-Down. Estas centrales incorporan un nuevo espejo central o reflector secundario con forma de hipérbola, lo que permite realizar una segunda reflexión de la radiación solar hacia el receptor. De este modo, el receptor podrá encontrarse a una altura inferior o incluso en el suelo, lo que permitirá que tenga unas dimensiones y un peso mayor del que se podría colocar en lo alto de la torre.

En primer lugar, se va a tratar de representar las diferentes reflexiones que tendrán lugar en este nuevo sistema, sacando las intersecciones de la radiación solar con los heliostatos, la hipérbola y con el receptor para ver la cantidad de radiación final que se recibe. Se debe tener en cuenta las posibles sombras y bloqueos que pueda provocar la hipérbola en los diferentes heliostatos en función de la hora solar, lo que va a reducir la radiación final que recibirá el receptor. Para realizar esta simulación de la central termosolar y todos los cálculos necesarios se empleará el programa Matlab.

Con los resultados obtenidos se calculará el flujo de calor (\dot{Q}_{th}) a partir de la concentración de la radiación (DNI), hallando el rendimiento óptico de cada reflexión (η_{opt1} y η_{opt2}), y también en función de la geometría del campo (número de heliostatos y área).

$$Q_{th} = \eta_{opt1} \cdot \eta_{opt2} \cdot DNI \cdot A_{heliostatos} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Conociendo el calor (Q_{th}), el flujo por unidad de metro cuadrado, se calculará dividiendo este calor entre el área de la superficie receptiva del receptor.

Posteriormente, con estos cálculos realizados, se buscarán posibles opciones para optimizar la planta, bien sea aumentando el rendimiento, aumentando la cantidad de calor recibida o disminuyendo la inversión inicial requerida para la construcción de esta.

Para finalizar, se buscará verificar que la simulación realizada y las optimizaciones son válidas, para ello se empleará otro software, llamado SolTrace, que a partir de la geometría y posición de los heliostatos, y de la orientación solar, te resuelve el funcionamiento del campo de heliostatos.

1.3. ESTRUCTURA DEL PROYECTO

Una vez introducido el tema del trabajo y conocidos los objetivos de este, la estructura del proyecto estará dividida en diferentes capítulos en los cuales se podrán diferenciar las siguientes fases de trabajo:

- 1º) Se analizará el estado del arte relacionado con el tema del trabajo, es decir, de forma breve se presentarán los diferentes estudios previos que ya se hayan realizado y puedan ser un complemento para este proyecto.
- 2º) Se verán todos los fundamentos teóricos necesarios para alcanzar los objetivos marcados.
- 3º) Se profundizará en las centrales solares, concretamente en los campos de heliostatos y las características importantes a tener en cuenta en su diseño. Se describirá la central de la que se parte.
- 4º) Se detallará el programa utilizado y la estructura del código empleado para resolver el problema planteado y obtener la solución a los objetivos indicados.
- 5º) Presentación de los resultados y análisis de estos.
- 6º) Presupuesto aproximado del proyecto en todo su conjunto.
- 7º) Normativa aplicable, impacto socio-económico y conclusiones del proyecto.
- 8º) Anexos que completan el proyecto, donde se incluye parte del código MATLAB empleado y bibliografía de la que ha obtenido la información requerida para la elaboración del proyecto. El estilo de bibliografía elegido es IEEE ya que este proyecto pertenece al campo de la ingeniería.

1.4. MOTIVACIÓN

Debido al elevado coste de la electricidad en España hoy en día, ocasionado principalmente por los elevados impuestos a los que está sometida la energía eléctrica, resulta muy interesante el desarrollo de las energías renovables, ya que a largo plazo serán más rentables y más respetuosas con el medio ambiente.

De ahí que este proyecto consista en el análisis y optimización de un nuevo tipo de central solar (sistema Beam-Down) que se encuentra en fase de estudio y desarrollo, como se verá posteriormente en el apartado del estado del arte. Este sistema presenta grandes ventajas frente a las centrales solares actuales. La principal ventaja es que al realizar una segunda

reflexión de la radiación solar, el receptor puede situarse en el suelo, eliminando de esta forma las restricciones de tamaño que se imponía en las centrales solares tradicionales, en las que se localizaba a una altura elevada. Al estar situado en el suelo, el receptor puede ser de mayor tamaño y emplear el calor que recibe para diversas aplicaciones.

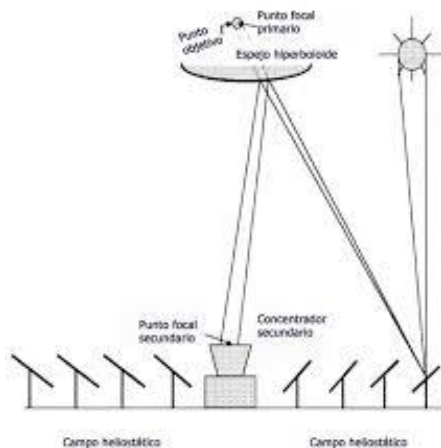


Ilustración 7: Esquema de una central solar con sistema BEAM-DOWN [8, p.19]

En este proyecto se va a analizar principalmente la utilización de lechos fluidizados como receptores de estas centrales solares para la obtención de combustibles gaseosos, como puede ser el hidrógeno. Esta idea se encuentra en prueba y desarrollo en Miyazaki (Japón).

1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Las centrales solares de torre son las más utilizadas ya que son más eficientes porque concentran una mayor cantidad de rayos solares. En cambio, en los sistemas Beam-Down, al tener una segunda reflexión de la radiación solar, se producen mayores pérdidas.

La ventaja del sistema Beam-Down es que al tener el receptor a una altura no tan elevada, permite emplear receptores sin restricciones de tamaño, pudiendo emplearlos para generar mayor cantidad de energía o para otras aplicaciones. Un ejemplo es colocar un lecho fluidizado de partículas como receptor, que pese 1 tonelada y calentarlo con esta doble reflexión para producir hidrógeno. Esto en una central de torre no sería posible, ya que no se puede poner a la altura de la torre un lecho fluidizado o cualquier otro sistema receptivo de un peso tan elevado.

Debido a la gran diversidad de posibles receptores que permite emplear este nuevo sistema de centrales solares con torre Beam-Down, resulta interesante su estudio y análisis en profundidad, ya que puede tener aplicaciones de gran utilidad. Por este motivo, este proyecto va a consistir en el análisis de este nuevo formato de centrales solares, que actualmente se encuentra en fase de investigación.

En las figuras siguientes se pueden observar el esquema de una central solar de torre (imagen 8) y el esquema de una central solar con sistema Beam-Down en la ilustración (9). A simple vista ya se pueden apreciar las diferencias que presentan sobre la reflexión de la radiación solar.

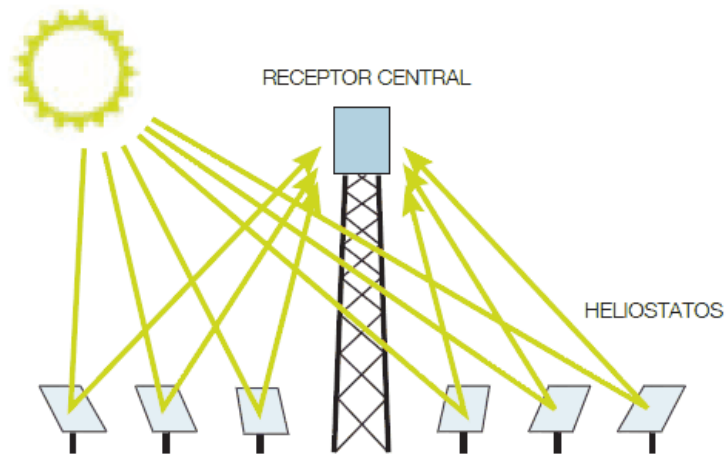


Ilustración 8: Esquema de una central solar de torre [9]

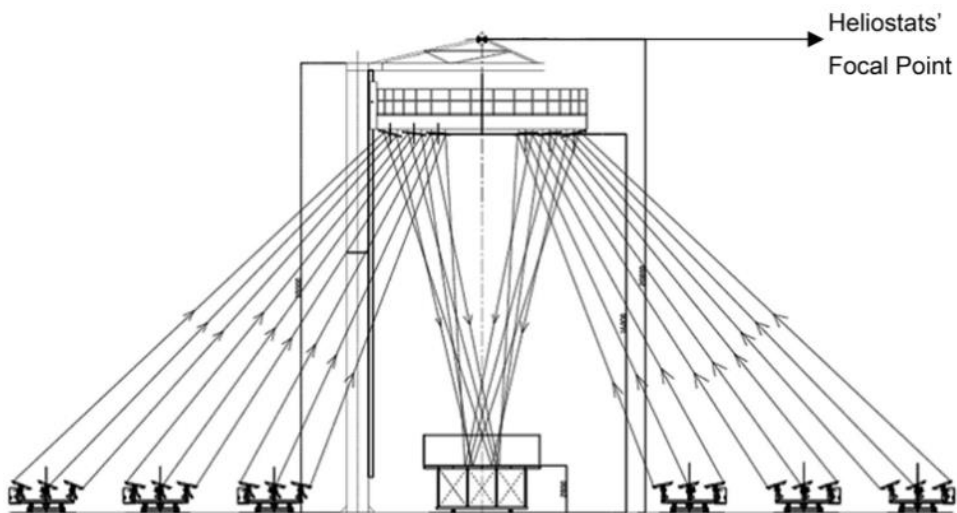


Ilustración 9: Esquema central solar con torre Beam-Down [10, p.4]

1.6. ESTADO DEL ARTE

Algunos de los estudios más importantes que se han realizado sobre los sistemas Beam-Down (BD) consistían en buscar la manera de producir monóxido de carbono más hidrógeno ($\text{CO} + \text{H}_2$) a partir de la gasificación termoquímica solar del carbón de coque.

La gasificación del carbón de coque con vapor o CO_2 permite que la materia prima sólida del carbón de coque se convierta en los combustibles gaseosos CO y H_2 . Esta gasificación es un proceso altamente endotérmico llevado a cabo a altas temperaturas, de ahí que sea un proceso candidato para convertir la energía solar concentrada de alta temperatura en un gas sintético híbrido solar ($\text{CO} + \text{H}_2$). El gas sintético y el hidrógeno tienen la ventaja de que se pueden producir como portadores de energía almacenables a largo plazo utilizando energía solar.

El gas de síntesis procesado por energía solar puede almacenarse y transferirse para generar electricidad mediante una turbina de gas convencional o una gasificación integrada en ciclo combinado (IGCC) con una eficiencia de transmisión de más del 50%. También puede convertirse fácilmente en combustibles líquidos fácilmente transportables como el metanol y el dimetil éter (DME).

Se han propuesto varios diseños para combinar un “sistema solar - reactor químico”. El más interesante consiste en un gasificador solar con una torre reflectante solar, recientemente desarrollada, con óptica de luz hacia abajo. El recorrido óptico de un sistema Beam-Down se compone de un campo de helióstatos que ilumina un reflector hiperboloidal situado en una torre y dirige los haces hacia abajo. El mayor mérito de la disposición del haz es que los puntos focales de radiación solar concentrada son fijos independientemente de que el sol se mueva con el paso del tiempo.

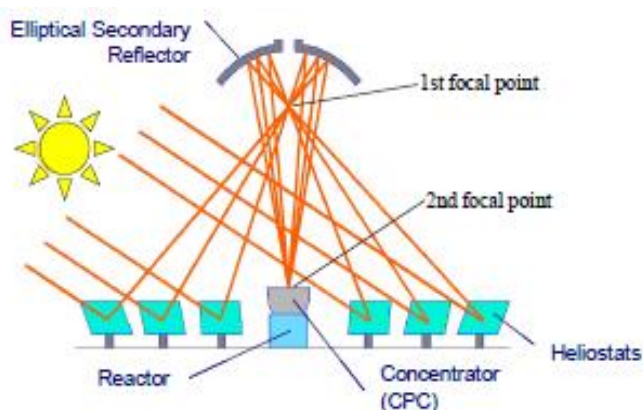


Ilustración 10: Recorrido solar en sistema Beam-Down [7, p.3]

La primera demostración de gasificación de carbón utilizando CO_2 se realizó en un reactor de lecho fluidizado bajo irradiación solar directa. El reactor consistía básicamente en un tubo vertical de vidrio de sílice ubicado en el foco de un horno solar. A una potencia solar aproximadamente de 1.1 kW, la máxima eficiencia de almacenamiento químico fue del 10% con 30% de conversión de CO_2 .

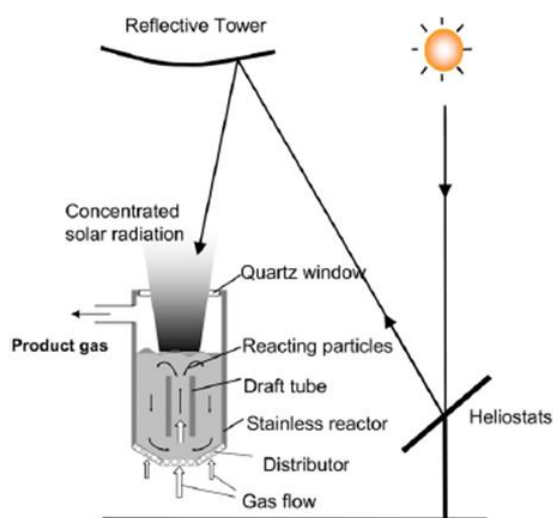


Ilustración 11: Lecho fluidizado de circulación interna con sistema BD [11, p.12130]

La ruta óptica de un sistema de haz descendente, como ya se ha visto, se compone de un campo de heliostatos que ilumina un reflector hiperboloidal colocado en una torre y dirige los rayos hacia abajo. Esta disposición de transmisión tiene algunas ventajas sobre las centrales de torre, ya que permite una mayor escala del reactor/receptor al estar situado en el suelo.

Un lecho fluidizado de circulación interna de partículas reactivas es un reactor con una ventana de cuarzo transparente instalada en su parte superior. Una brecha interespaadora en este reactor evita el contacto entre las partículas del lecho fluidizado y la ventana. La radiación solar concentrada pasa hacia abajo a través de la ventana y calienta directamente el lecho fluidizado que circula internamente con partículas que reaccionan. Las partículas que reaccionan son transportadas hacia arriba por un tubo de tiro situado en el centro del lecho y van hacia abajo por la región denominada región del anillo (situada entre el tubo interno de tiro y la pared del reactor). Este patrón de circulación forzada permite que la energía solar sea transferida desde la parte superior a la parte inferior, de ahí que la temperatura en todo el lecho sea homogénea y alta, alrededor de 1400°C.

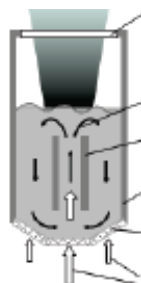


Ilustración 12: Esquema funcionamiento lecho fluidizado [11, p.12131]

La imagen (13) muestra la configuración experimental para las reacciones de gasificación que ocurren en un lecho fluidizado de circulación interna que usa partículas de carbón de coque. En el primer ensayo se cargaron 160 gramos de partículas de coque y una corriente de CO_2 (99.5%) se introdujo como un gas reactivo en el tubo del reactor para hacer un lecho fluidizado de partículas de coque. El reactor se precalentó a 500°C y se empleó un simulador de sol de alta potencia (luz Xe).

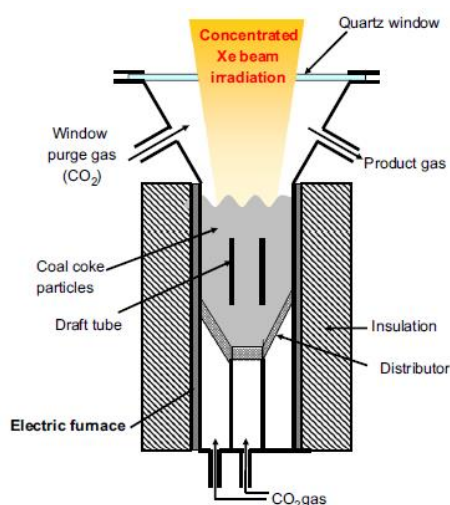


Ilustración 13: Reactor de lecho fluidizado de circulación interna [11, p.12131]

En un reactor como este, de circulación interna, que utiliza partículas de carbón de coque gasificadas por una corriente de CO_2 , el flujo de CO_2 debe ser lo suficientemente alto como para mantener la fluidización de las partículas de coque. Sin embargo, si las velocidades de flujo son demasiado altas darán como resultado un vigoroso burbujeo.

Para mejorar el rendimiento, la tasa de gasificación y para obtener una mayor conversión de carbono se realizó una mejora del aislamiento, consiguiéndose un aumento de todo lo mencionado.

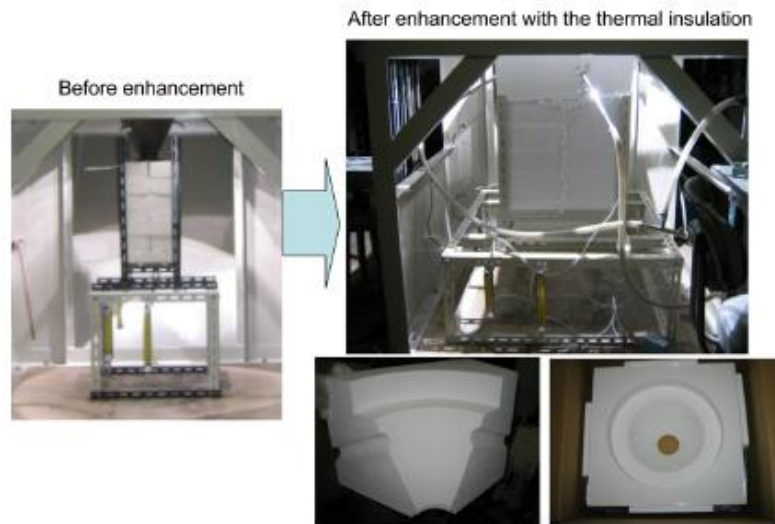


Ilustración 14: Aislamiento mejorado en el receptor [11, p.12134]

Los resultados de este ensayo significaban que la circulación interna de este reactor fue superior a la de uno convencional en términos de la tasa de gasificación. La temperatura del lecho fluidizado para el reactor de circulación interna era homogénea a lo largo de todas las direcciones lo que lleva a una reacción de gasificación homogénea para las capas de lecho dentro de un reactor de lecho fluidizado de circulación interna. [11]

En agosto de 2012 se construyó en el campus de la Universidad de Miyazaki el nuevo sistema de concentración solar de 100kWth con un segundo reflector elíptico. Se trata de un proyecto I+D que se está llevado a cabo por la Universidad de Niigata, la Prefectura de Miyazaki y la propia universidad de Miyazaki. [12]



Ilustración 15: Nuevo sistema de concentración solar construido en Miyazaki [7, p.2]

El sistema de concentración solar por haz descendente construido en la Universidad de Miyazaki cuenta con una torre central de 16m de altura, con un espejo elíptico de 4.6m de diámetro en la parte superior y 88 heliostatos en el suelo. Cada heliostato consta de 10 pequeños espejos de 50cm de diámetro. El campo de heliostatos se extiende dentro de un cuadrado de $60 \times 60 \text{ m}^2$ y el área total de espejos es de 176 m^2 . El primer punto focal se encuentra a 14m de altura y el segundo a 10m. En la figura (16) se puede observar visualmente esta descripción.



Campus of the University of Miyazaki



(a) Global view



(c) Heliostats



(b) Elliptical mirror

Outline of beam-down concentrating system	
Number of heliostat	88
Total area of heliostat mirrors	176 m^2
Height of tower	16 m
Diameter of elliptic reflector	4.6 m
Height of first focal	14 m
Height of second focal	10 m

Ilustración 16: Características sistema BD de Miyazaki [12, p.1993]

El instrumento de medición para el flujo de radiación se presenta en la figura (17) y se trata de un transductor de flujo de calor para medir el flujo de radiación. Mide el flujo de radiación a partir de la diferencia de temperatura entre la superficie del sensor y la carcasa.

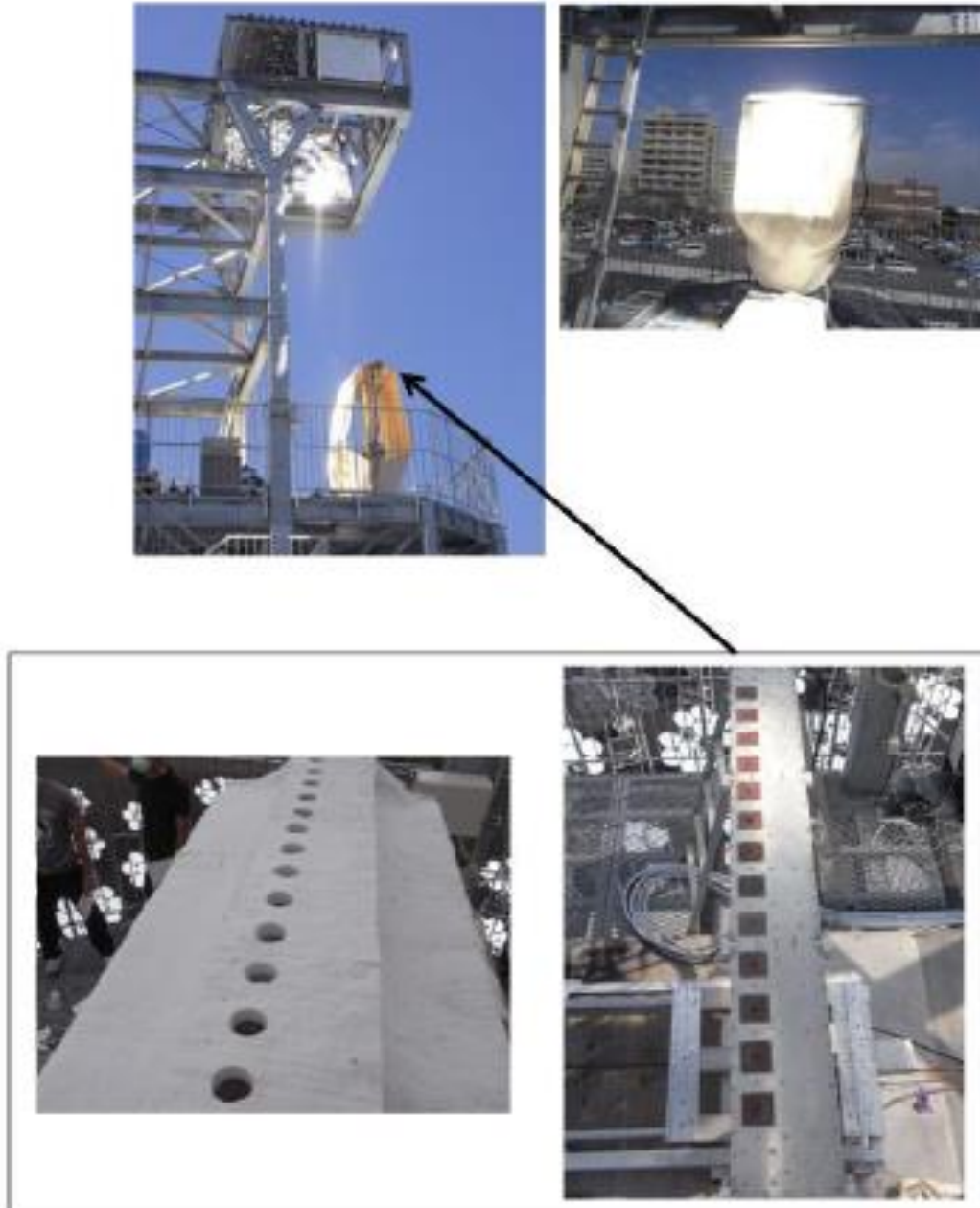


Ilustración 17: Medidor del flujo de radiación [12, p.1994]

De los resultados obtenidos cabe destacar que el DNI (incidencia normal directa de radiación, se analizará posteriormente), excedió los $800 \frac{W}{m^2}$ durante cuatro horas del día. La irradiancia solar global alcanzó los $1000 \frac{W}{m^2}$ al mediodía, por lo que se consideró que tenía una radiación solar suficientemente abundante para las mediciones de flujo. La velocidad del viento se debe tener en cuenta, ya que influye también en los resultados.

Para mejorar aún más la concentración se instaló un CPC. Un CPC es un embudo de espejos reflectantes diseñado para eso, para mejorar la concentración. Las dimensiones del que se empleó en Miyazaki eran las siguientes: 1525mm de longitud, un diámetro de entrada de 750mm y un diámetro de salida de 440mm.

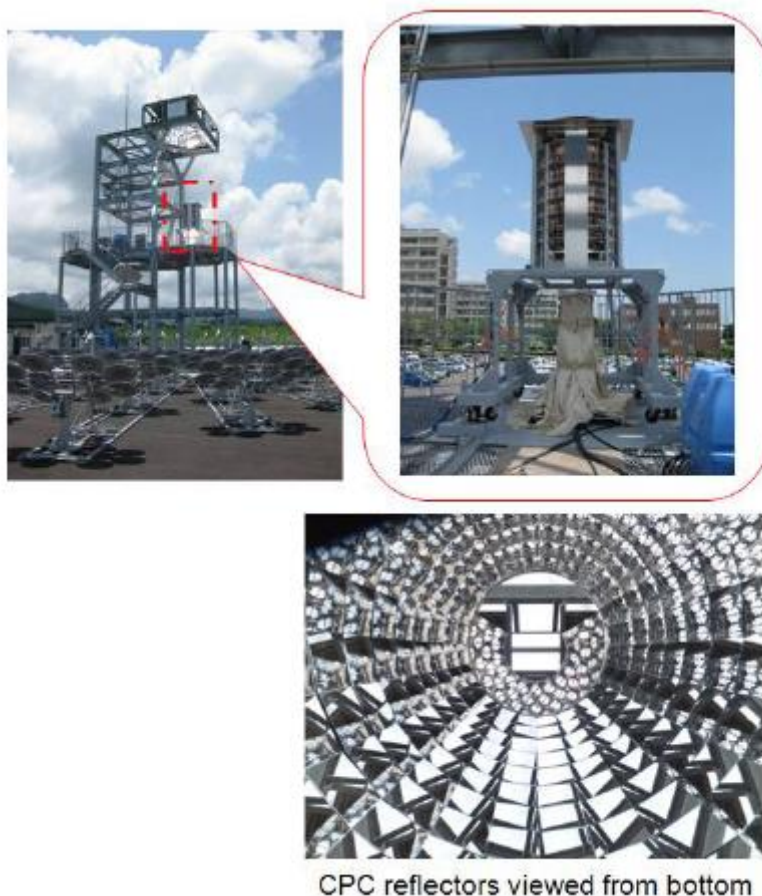
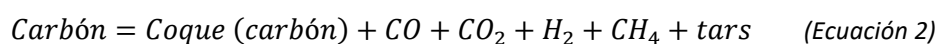


Ilustración 18: CPC instalado en sistema BD de Miyazaki [12, p.1997]

Como conclusiones hay que mencionar que el pico de flujo de radiación apareció cerca del segundo punto focal durante el día y que el CPC se diseñó y fabricó para intensificar aún más la luz solar concentrada para cumplir con los requisitos térmicos. [12]

Cabe destacar que el proceso de gasificación de carbón implica dos etapas básicas: pirólisis de carbón y gasificación. La etapa de pirólisis se puede mostrar en la siguiente reacción: [13]



Esta etapa requiere de una cantidad de calor menor que la etapa de gasificación y además el tiempo de reacción de la gasificación es un orden de magnitud más grande que el de la pirólisis. Por lo tanto, la gasificación solar es una tecnología clave para la conversión termoquímica, con la que se pueden limpiar los combustibles químicos mediante el uso de calor solar a alta temperatura. La mayor ventaja de la gasificación impulsada por energía solar es el almacenamiento de una fracción significativa de energía solar como producto químico.

En último lugar, se va a analizar cómo eran los reactores que se emplearon como receptores en estos estudios. El receptor de lecho fluidizado que se empleó en primer lugar, para la prueba en los laboratorios, era de 30 KWth. El cuerpo del receptor era Inconel y acero inoxidable, tenía una ventana de cuarzo con un diámetro de 42cm en la parte superior y se le cargó con unos 4.8 kg de arena de cuarzo. [14]

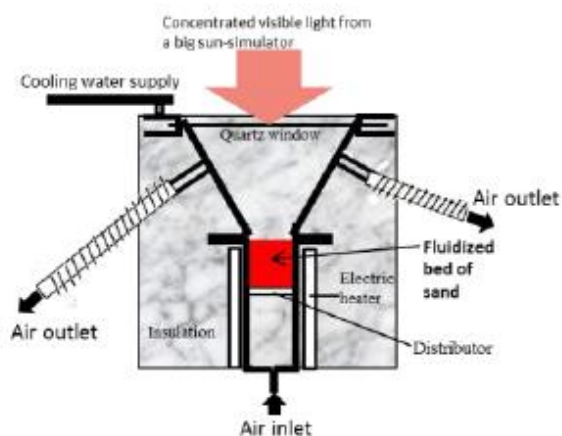


Ilustración 19: Receptor de lecho fluidizado de 30 KWth con ventana [14, p.3]

Como resultados se obtuvo que la temperatura del lecho fluidizado de arena de cuarzo con un tamaño de partícula de 100-500 micras podría alcanzar una temperatura entre 1050 y 1200°C por irradiación directa.

Finalmente, cabe destacar que en la central de Miyazaki se montó un receptor solar de 100 KWth con una ventana de cuarzo de diámetro 75cm, cargado con 17 kg de arena de cuarzo con un tamaño de partícula de 100-500 micras. El aire se inyectaba a un caudal de $18 \text{ a } 40 \frac{\text{Ndm}^3}{\text{min}}$ en función del tiempo, para crear una fluidización de la arena de cuarzo en el receptor. El receptor fue precalentado primero por los hornos eléctricos hasta que la temperatura central del lecho alcanzase los 600-700°C. En la planta, el receptor se ubicó justo debajo de la salida CPC, como se puede apreciar en la ilustración (20).



Ilustración 20: Receptor instalado en Miyazaki y su colocación

Como resultado se obtuvo, que en esta planta de Miyazaki, la temperatura alcanzada por el receptor solar (lecho fluidizado de partículas de arena) fue de 1100°C cuando el DNI era superior a $950 \frac{W}{m^2}$ y se aproximaba a los $1000 \frac{W}{m^2}$ en horas punta, utilizando el sistema de concentración Beam-Down. El caudal de aire de $20 \frac{Nm^3}{min}$ fue adecuado para crear una fluidización uniforme de las partículas. La temperatura del aire de salida del receptor aumento rápidamente en comparación con la temperatura del lecho central, alcanzando 1120°C en una hora de irradiación solar.

CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es una forma de energía renovable que aprovecha la radiación proveniente del Sol. La cantidad de energía contenida en el Sol es tan elevada que se puede considerar inagotable. Su aprovechamiento resulta interesante ya que además de ser una energía abundante es una energía que se recibe diariamente sobre la Tierra y que es diez mil veces mayor que la consumida en todo el planeta al día. [15]



Ilustración 21: Fuentes de energía renovable en la Tierra [16]

El Sol es una estrella con 5 mil millones de años emitiendo radiación solar, se calcula que aún no ha llegado al 50% de su existencia, de ahí la consideración de fuente inagotable. Esta esfera está constituida de materia gaseosa muy caliente, que actúa como un reactor de fusión $H \rightarrow He$ contenido por las fuerzas gravitacionales. Su diámetro ronda los $1.39 \cdot 10^9\text{m}$ y se divide en las siguientes capas: Núcleo, zona media, zona convectiva, fotosfera, capa de inversión, cromosfera y corona. [17]

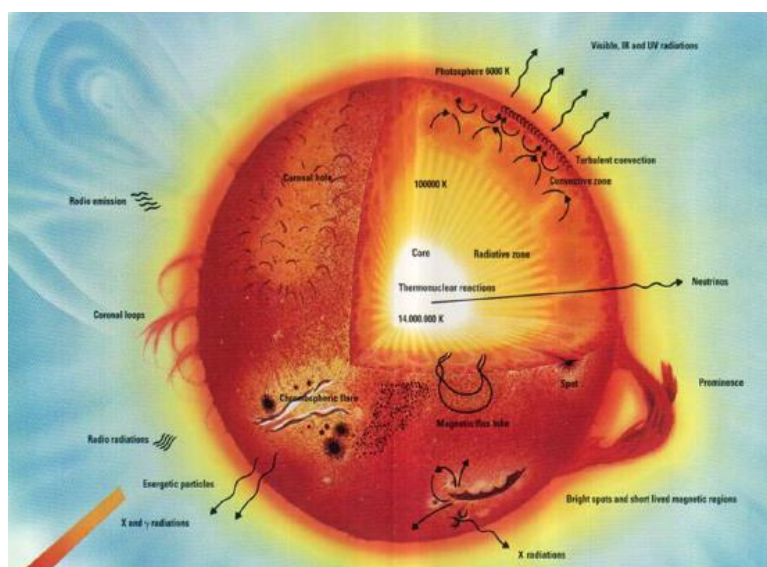


Ilustración 22: Capas del Sol [17, p.5]

La distancia entre sol y la tierra es aproximadamente de 150 millones de kilómetros y viéndolo desde la Tierra se puede considerar que el Sol subtende un ángulo de 32° en el cielo. No obstante, se acepta que la radiación solar directa llega en forma de un haz de rayos paralelos a la tierra.

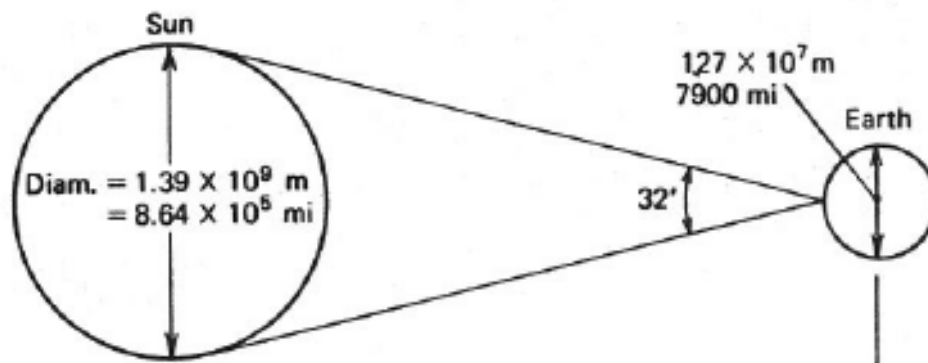


Ilustración 23: Esquema posicionamiento Sol – Tierra [17, p.7]

En la actualidad, la energía solar media recibida por unidad de tiempo y de superficie se considera de $1367 \frac{W}{m^2}$, y la radiación solar se aproxima como la de un cuerpo negro a la temperatura equivalente de 5777K.

Para calcular la energía solar media recibida por unidad de tiempo y de superficie se emplea la ecuación (3):

$$G_{0n} = 1367 \cdot \left(1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360^\circ \cdot n}{365}\right) \right) \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (\text{Ecuación 3})$$

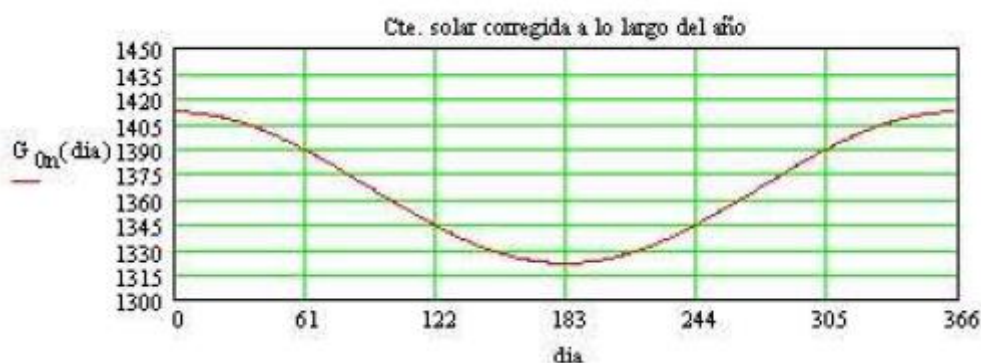


Ilustración 24: Constante solar corregida en función del día del año [17, p.8]

Como es conocido, el eje de rotación de la Tierra no es perfectamente perpendicular al plano que contiene su órbita alrededor del sol, sino que está inclinado 23.45°, de ahí aparecen las diferentes estaciones. El ángulo que forman la dirección de los rayos de Sol con el ecuador es conocido como “declinación (δ)” y varía sinusoidalmente entre ± 23.45°, considerándose positivo en el hemisferio norte y negativo en el hemisferio sur.

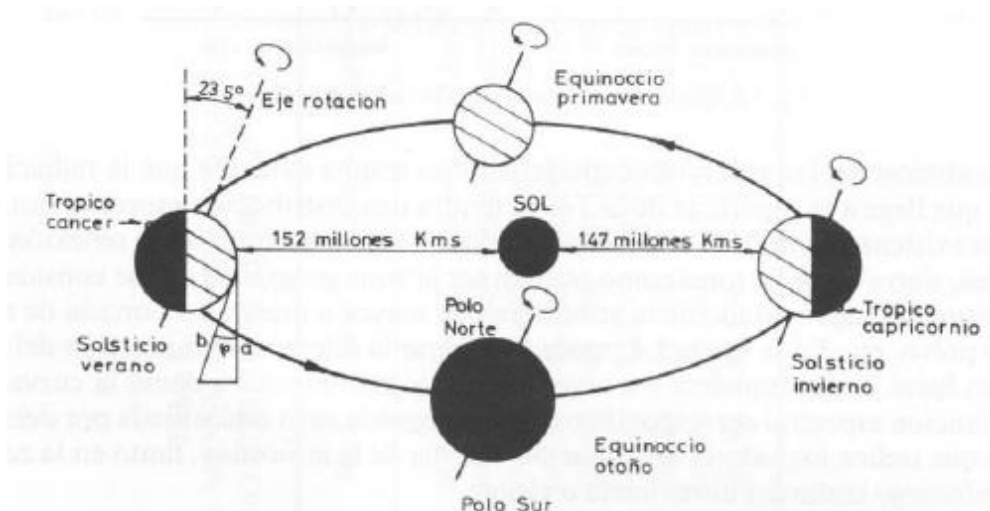


Ilustración 25: Rotación de la Tierra alrededor del Sol [17, p.9]

2.1.1 DIRECCIÓN DE LA RADIACIÓN

Para definir con exactitud la dirección de la radiación se han fijado una serie de ángulos: [17]

- Ángulo horario (ω): Ángulo definido por dos planos que contienen el eje de la Tierra, el primer plano pasa por meridiano local y otro por el sol. Cuando el Sol está en su cenit es nulo, tomando valores negativos antes de dicho instante y positivos después, según la velocidad de rotación de la tierra ($15^\circ/\text{hora}$).

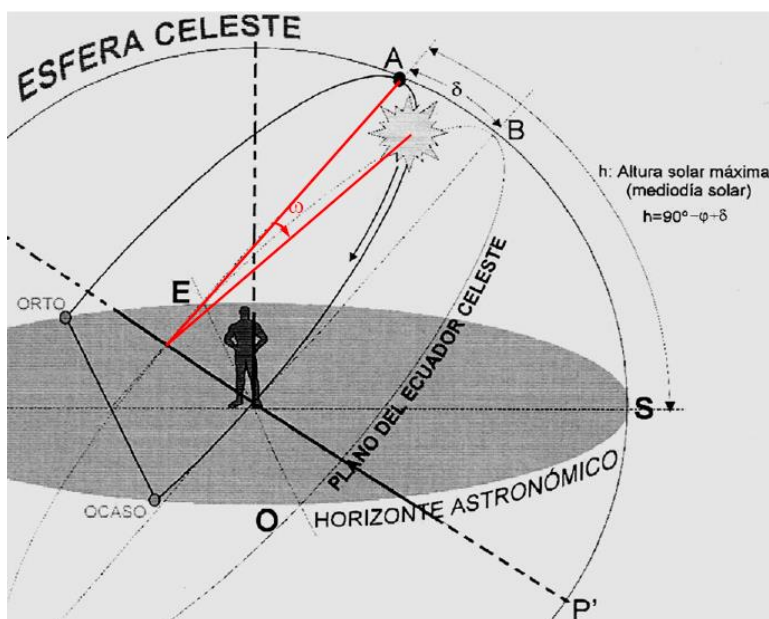


Ilustración 26: Representación ángulo horario [17, p.14]

- Ángulo solar azimutal (γ_s): Ángulo entre el norte y la posición solar proyectada en el plano horizontal.

- Ángulo altura solar (α_s): Ángulo vertical entre la línea recta al Sol y el plano horizontal.

- Ángulo zenital (θ_z): Ángulo complementario de α_s , $\theta_z = 90^\circ - \alpha_s$.

- Ángulo de incidencia (θ_i): Ángulo entre la línea recta al sol y la normal del colector.

- Ángulo de inclinación del colector (β_c): Ángulo de inclinación entre la superficie del colector y el plano horizontal.

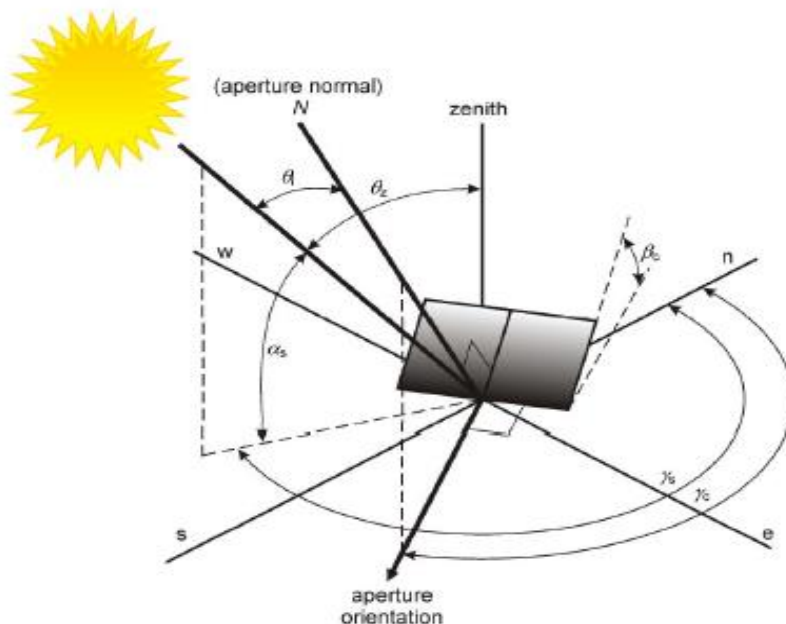
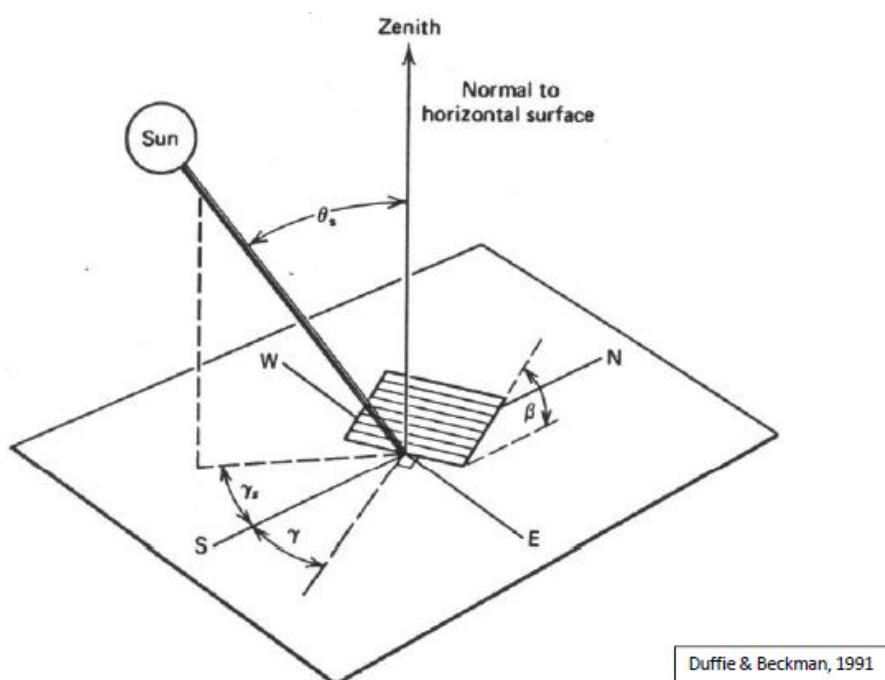


Ilustración 27: Representación de los diferentes ángulos [18, p.8]

Entre estos diferentes ángulos existen relaciones que resultan muy útiles, generalmente únicamente habrá que definir la latitud de la posición del observador (ϕ), el día del año (δ), la hora solar (ω), la inclinación del colector (β_c) y la orientación del colector (γ).



Duffie & Beckman, 1991

Ilustración 28: Representación de los ángulos a definir [17, p.19]

En resumen, la radiación solar incidente sobre un colector va a depender de los siguientes ángulos:

- Declinación anual: $\delta(n) = 23.45^\circ \cdot \text{sen}\left(360^\circ \cdot \frac{284+n}{360}\right)$ [°] (Ecuación 4)
Donde: $n \equiv$ número de día
- Hora solar: ω
- Latitud geográfica: ϕ
- Inclinación colector: β_c
- Orientación del colector: γ

De los que derivan los siguientes ángulos que son de gran utilidad:

- Ángulo zenital: θ_z
- Altura solar: $\alpha_s = 90^\circ - \theta_z$
- Ángulo azimutal: γ_s

Estos ángulos también se pueden calcular aplicando las siguientes ecuaciones:

Ángulo de incidencia:

$$\theta(\delta, \phi, \gamma, \beta, \omega) := \text{acos}\left(\begin{array}{l} \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \dots \\ + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega) \dots \\ + \cos(\delta) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \cdot \sin(\omega) \end{array}\right)$$

Ángulo cenital:

$$\theta_z(\delta, \phi, \omega) := \theta(\delta, \phi, 0, 0, \omega) \quad \theta_z(\delta, \phi, \omega) := \text{acos}(\cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) + \sin(\delta) \cdot \sin(\phi))$$

Altura solar:

$$\alpha_s(\delta, \phi, \omega) := \frac{\pi}{2} - \theta_z(\delta, \phi, \omega)$$

Ángulo azimutal:

$$\gamma_s(\delta, \phi, \omega) := C_1 \cdot C_2 \cdot \text{asin}\left(\frac{\sin(\omega) \cdot \cos(\delta)}{\sin(\theta_z(\delta, \phi, \omega))}\right) + C_3 \cdot \left(\frac{1 - C_1 \cdot C_2}{2}\right) \cdot 180 \cdot \text{deg}$$

$$C_1 = \begin{cases} 1 & \text{si } |\omega| \leq \omega_{ev} \\ -1 & \text{si } |\omega| > \omega_{ev} \end{cases}$$

$$C_2 = \begin{cases} 1 & \text{si } (\phi - \delta) \geq 0 \\ -1 & \text{si } (\phi - \delta) < 0 \end{cases}$$

$$C_3 = \begin{cases} 1 & \text{si } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{si } \omega < 0 \end{cases}$$

Ángulo horario de salida y puesta del sol:

$$\omega_s(\delta, \phi) := \text{acos}(-\tan(\phi) \cdot \tan(\delta))$$

Duración del día en horas:

$$DD(\delta, \phi) := \frac{2}{15 \cdot \frac{\text{deg}}{\text{hr}}} \cdot \omega_s(\delta, \phi) \quad \cos \omega_{ev} = \frac{\tan \delta}{\tan \phi}$$

ω_{ev} : hora a la que el sol está en el este / oeste

(Ecuaciones 5: Cálculo ángulos solares [17, p.23])

2.1.2 RADIACIÓN EXTRATERRESTRE

La radiación solar que incide sobre el exterior de la atmósfera se puede calcular conociendo los parámetros importantes mencionados en el apartado anterior (2.1.1), como son la posición (ϕ), el día del año (δ) y el tiempo solar (ω). A partir de esto, se puede obtener el

valor instantáneo ya que es igual a la constante solar corregida multiplicada por el coseno del ángulo de incidencia (θ_z). [17]

La radiación total que llega a la superficie terrestre va a depender de dos procesos, los cuales pueden variar las características de la radiación solar en la atmósfera. Estos dos procesos son:

- Dispersión: Causada por la interacción de la radiación con las moléculas del aire, con el polvo en suspensión y con el agua existente.
- Absorción por parte del ozono (O_3) en el ultravioleta y por el H_2O y el CO_2 en bandas del infrarrojo.

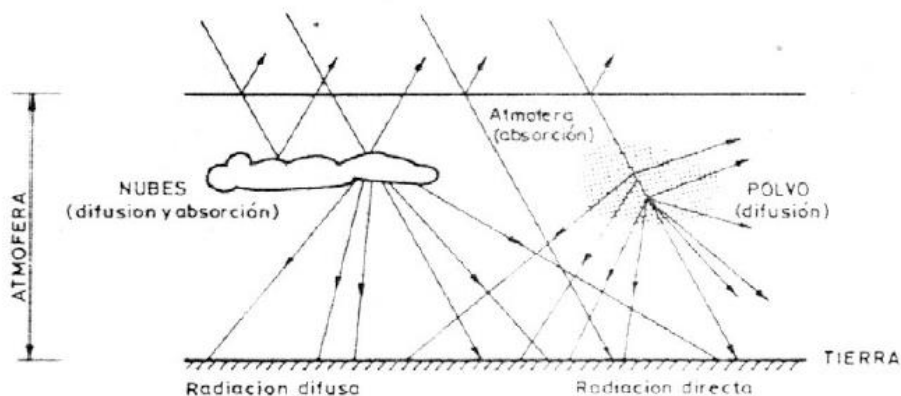


Ilustración 29: Efectos atmosféricos sobre la radiación solar [17, p.28]

Por lo tanto, la radiación neta que recibida en la superficie terrestre es menor de la ideal, provocando una variación en su espectro y en las direcciones de esta, aparece radiación difusa.

Cabe destacar que la distribución espectral de las componentes directa y difusa de la radiación no es igual, pero para cálculos ingenieriles se puede considerar que sí lo son. Luego la radiación que va a llegar a la superficie terrestre y que por tanto, va a incidir sobre las centrales solares que se van a estudiar, va a llegar de forma directa, difusa o global (directa + difusa).

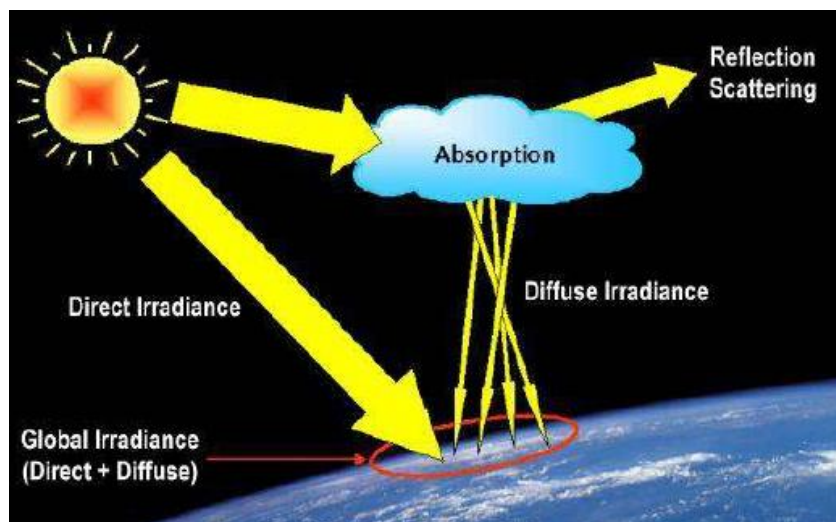


Ilustración 30: Tipos de radiación recibida en la Tierra [17, p.31]

2.2. CENTRALES SOLARES

Las centrales solares son un tipo de instalación industrial que aprovechan la radiación del sol para producir energía eléctrica. Esta radiación solar es empleada para calentar el fluido de trabajo, que siguiendo las leyes de la termodinámica, se evapora y produce la potencia necesaria para girar un alternador, generando así la energía. [21]

Como se ha visto, el funcionamiento general de una central termosolar se basa en la obtención de calor procedente de la radiación solar y transferirla a un medio portador de calor (suele ser agua por sus propiedades termodinámicas).

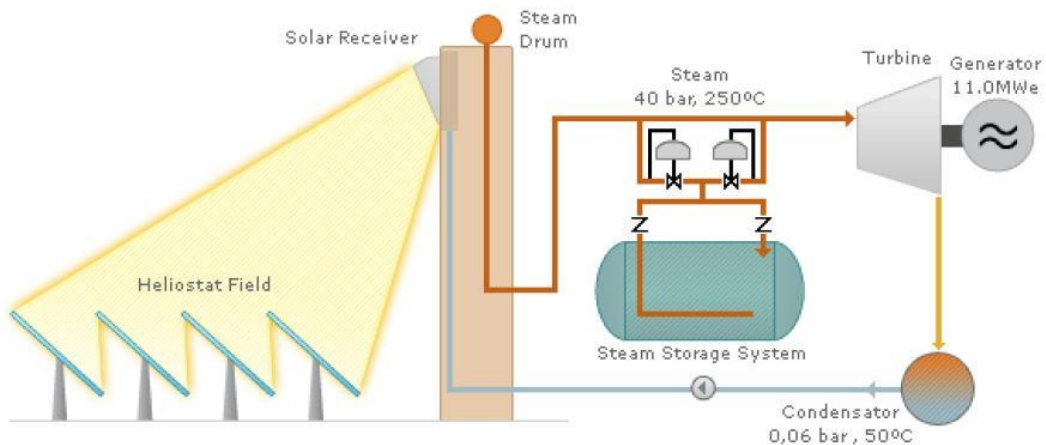


Ilustración 31: Esquema de producción de energía en planta Termosolar [19]

La captación de los rayos solares y su posterior concentración en un punto se realiza mediante espejos. Estos son capaces de orientarse automáticamente en función de la hora solar para concentrar los rayos en el punto del receptor indicado, calentando de este modo el fluido. El conjunto de la superficie reflectante del espejo y su dispositivo de orientación automática, como el que se muestra en imagen (32), se denomina heliostato.

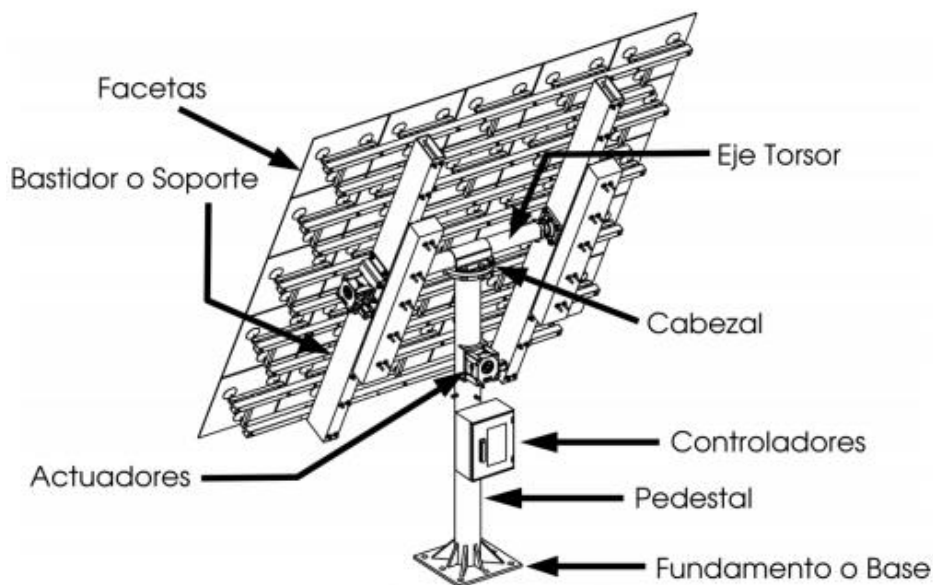


Ilustración 32: Esquema heliostato y mecanismo para orientación [20, p.27]

Son varios los fluidos de trabajo y los ciclos termodinámicos empleados en las diferentes centrales solares construidas hasta el momento. Los ciclos utilizados han sido Rankine (utilizado en centrales térmicas de carbón y centrales nucleares), ciclo Brayton (empleado en centrales de gas natural) y motor Stirling, cuyo funcionamiento se verá posteriormente. Sin embargo, los más utilizados son los ciclos que combinan la energía termosolar con gas natural.

Estas centrales presentan una serie de limitaciones, las más destacadas son económicas, tecnológicas y estacionales. La limitación económica se debe a que su coste de explotación es aún muy elevado, de ahí que no sean aún muy competitivas ante otros tipos de centrales. La existencia de una limitación tecnológica se debe a que aún se tienen que realizar algunas mejoras para aumentar la eficiencia de los sistemas de concentración y almacenaje. Y por último, la limitación de la estacionalidad es inevitable ya que hay que buscar soluciones a la variabilidad de la radiación solar en función de la meteorología.

Atendiendo al punto de vista medio ambiental, la generación de electricidad usando estas centrales presenta las ventajas de que no genera ningún tipo de emisiones dañinas para la atmosfera, no produce ningún tipo de líquidos contaminantes y evita el uso de combustibles fósiles. No obstante, genera un importante impacto visual en el paisaje al colocar gran cantidad de heliostatos, como se observa en la ilustración (33). Se tiene que tener en cuenta también que una vez finalizada su vida útil, quedan residuos que deben tratarse específicamente. [21]



Ilustración 33: Impacto visual de un campo de heliostatos [22]

Dentro de las centrales solares, existen diferentes sistemas que, aunque el concepto de funcionamiento es el mismo en todas, su geometría o características son diferentes en cada uno de ellos. A continuación se van a ver de forma detallada estos diferentes tipos de centrales termosolares.

2.2.1 CENTRALES DE TORRE CON RECEPTOR CENTRAL

Estos sistemas son un tipo de central solar capaces de generar energía eléctrica a partir del calor obtenido tras la concentración de la radiación solar en el punto focal. Los heliostatos son los encargados de captar la radiación procedente del sol y concentrarla en el punto focal. Como se ha comentado, estos se van orientando automáticamente en función de la hora solar ya que como se verá posteriormente, para concentrar la radiación en el punto focal indicado, el ángulo de inclinación del espejo debe ser uno específico en cada instante de la radiación.

En el punto focal donde se concentra toda la radiación solar (parte superior de la torre) se encontrará ubicado el receptor. El receptor es un intercambiador de calor encargado de transferir el calor recibido por la radiación al fluido de trabajo que circula por su interior. Este fluido dará lugar al vapor que se utilizará para generar la electricidad mediante un generador eléctrico convencional. [23]

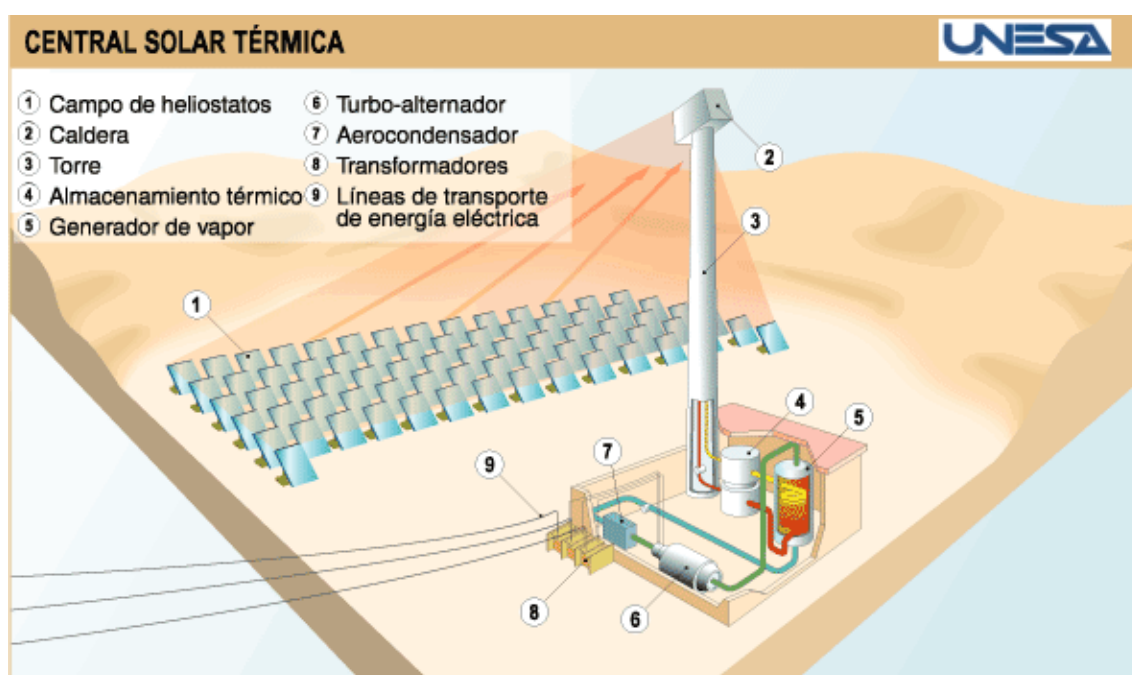


Ilustración 34: Esquema de una central fototérmica [24]

Los primeros diseños de este sistema utilizaban, como se ha visto, vapor como fluido de trabajo. Sin embargo, este fluido de trabajo se ha ido sustituyendo por sales fundidas de nitratos, debido a que presentan mejores propiedades, como son su mejor capacidad para transferir calor y la capacidad que tienen para almacenar energía. Algunos nuevos modelos están empleando aire como fluido de trabajo debido a su buena manejabilidad y su elevada temperatura. [26]

El funcionamiento detallado por partes de este tipo de centrales solares es el siguiente:

- 0) La luz solar incide sobre el campo de heliostatos, orientados de forma precisa para concentrar y reflejar toda esta radiación incidente en el receptor.
- 1) Tanque 1: Contiene sales frías a una temperatura de 290°C aproximadamente.
- 2) Torre: Se bombean las sales frías a lo alto de la torre donde se encuentra el receptor.

- 3) Receptor: Recibe toda la radiación reflejada por los heliostatos y calienta las sales frías procedentes del tanque 1. Una vez calentadas, las sales bajan al tanque 2 donde se almacenan a temperaturas superiores a 500°C.
- 4) Tanque 2: Almacena las sales calientes antes de pasar al cambiador de calor a través de tuberías.
- 5) Cambiador de calor.
- 6) Vapor de agua: Las sales al perder calor generan vapor de agua.
- 7) El vapor de agua hace girar una turbina que está conectada a un generador encargado de producir la energía.
- 8) Transformador: El energía producida por el generador pasa al transformador para ser introducida a la red eléctrica de forma adecuada.
- 9) Tendido eléctrico: Encargado de distribuir la energía generada a todas partes.

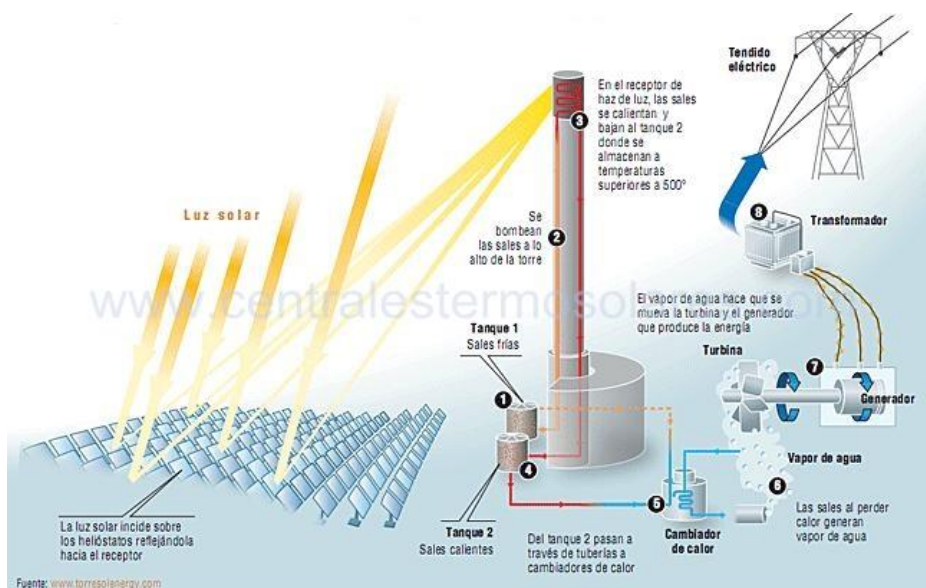


Ilustración 35: Funcionamiento central solar de torre por partes [25]

2.2.2 SISTEMAS CILÍNDRICO – PARABÓLICOS

Estos sistemas son otro tipo de central solar en la que los espejos tienen una forma cilíndrico – parabólica, para reflejar la radiación que reciben del Sol, a un tubo receptor ubicado justamente en el foco de la parábola. [26]

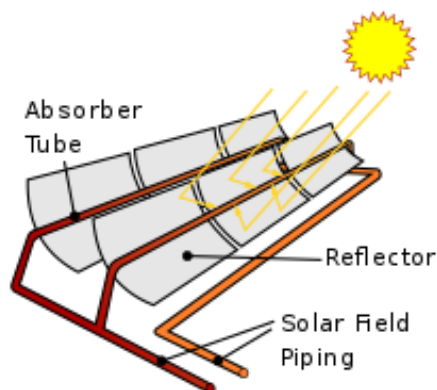


Ilustración 36: Esquema sistema solar cilíndrico-parabólico [28]

Se denomina forma cilíndrico-parabólica porque cada hilera de espejos tiene una longitud de unos 800-900m de largo, de ahí que los espejos al tener la curvatura de una parábola y la hilera ser tan larga, obtenga la forma parcial de un cilindro.

Este tipo de tecnología es la que cuenta con el mayor desarrollo tecnológico y es la más probada, ya que se utiliza en el 95% de las centrales solares comerciales del mundo. Las primeras instalaciones que se realizaron de este sistema fueron en 1984 en el desierto de Mojave, en California (EE. UU.).

Como se ha comentado, estos espejos cilíndrico-parabólicos concentran la radiación solar incidente en un conducto receptor ubicado en el punto focal de la parábola y que abarca toda la longitud de la hilera de espejos. Este tubo absorbedor contiene en su interior al fluido de trabajo, que mediante la radiación solar que incide en el tubo, se va a calentar, alcanzando temperaturas que rondan los 400°C. [27]

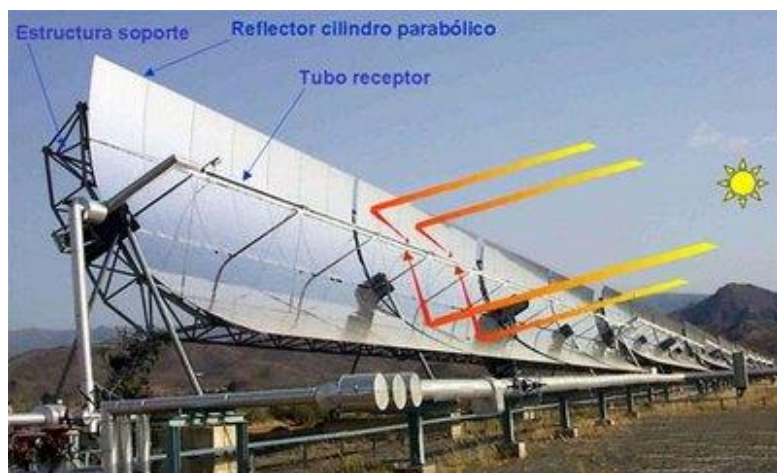


Ilustración 37: Captador solar cilíndrico-parabólico real [29]

Esta energía térmica transferida al fluido de trabajo se va a utilizar para dar lugar al vapor de agua en el intercambiador de calor. Posteriormente, este vapor será empleado en un ciclo Rankine (generador de vapor convencional) para producir la energía eléctrica.

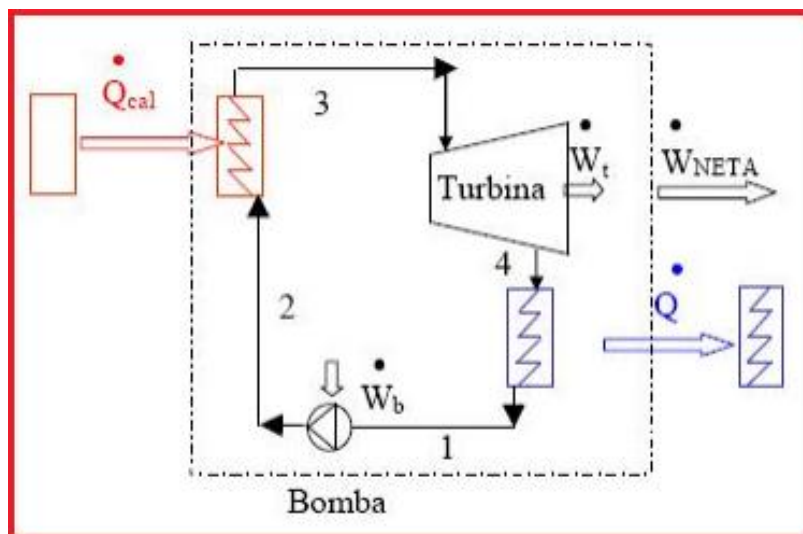


Ilustración 38: Esquema básico ciclo Rankine

La gran ventaja de este sistema es su elevada relación de concentración solar (80:1), lo que permite que se alcancen temperaturas muy elevadas. Los inconvenientes que presenta este tipo de centrales es que la inversión inicial que se tiene que realizar es muy elevada, debido a que la curvatura de los espejos no es de fabricación sencilla.

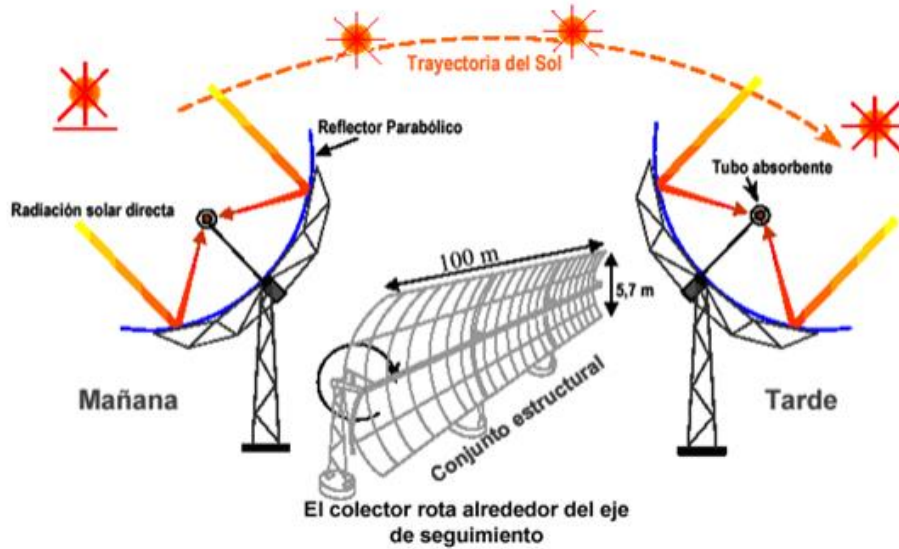


Ilustración 39: Seguimiento solar en un sistema cilíndrico-parabólico [30]

2.2.3 REFLECTORES LINEALES FRESNEL

Este sistema presenta el mismo concepto de funcionamiento que los sistemas cilíndrico-parabólico, es decir, está formado por unos espejos que reflejan la radiación recibida del sol a un conducto absorbedor, por el que circula el fluido de trabajo que se calienta con esta radiación. [27]

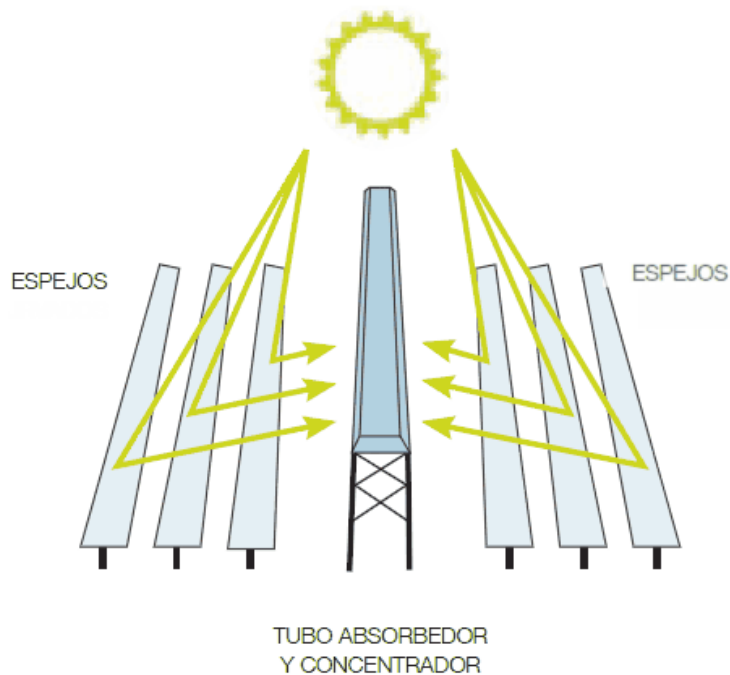


Ilustración 40: Esquema básico central lineal Fresnel [27, p.26]

La diferencia con los sistemas cilíndrico-parabólicos es que aquí los espejos son planos o ligeramente curvados, lo que provoca que la concentración solar sea menor (20:1, cuando en los sistemas cilíndrico-parabólicos es de 80:1), por lo tanto las temperaturas que se alcanzan son inferiores y en consecuencia, el rendimiento de este sistema es inferior. [26]

No obstante, al utilizar espejos planos, su coste de adquisición es bastante inferior al de los sistemas cilíndrico-parabólicos cuya curvatura es difícil de fabricar. De ahí que aunque el rendimiento de producción de energía eléctrica en este sistema sea menor, siguen siendo un tipo de central solar rentable ya que la inversión inicial que hay que realizar es inferior a los sistemas cilíndrico-parabólicos.

Una de las centrales termosolares tipo Fresnel más grandes y con mayor desarrollo tecnológico es la central de Puerto Errado 2, ubicada en la localidad de Calasparra, Murcia (España). Su potencia es de 30MW, su coste rondó los 160 millones de euros y tiene una extensión de $650.000m^2$, siendo la superficie total de espejos de $302.000m^2$. El fluido de trabajo de esta central es agua, que se encuentra en el interior del tubo absorbedor y es calentado por la radiación reflejada. Al calentarse se genera vapor saturado a una temperatura de $270^{\circ}C$ y una presión de 55 bares. A este vapor se le hace circular por dos turbinas de 15MW cada una, encargadas de mover los generadores, para generar así electricidad a partir de la energía termosolar. Esta energía eléctrica generada se entrega directamente a la red. [31]



Ilustración 41: Planta termosolar lineal Fresnel Puerto Errado 2 [31]

2.2.4 DISCOS PARABÓLICOS

El funcionamiento de este tipo de central solar se basa en la concentración de toda la radiación solar recibida por la superficie en un punto focal, en vez de en una línea de tubo absorbedor como en los casos anteriores de sistemas cilíndrico-parabólicos o sistemas Fresnel. Este sistema emplea espejos con forma de disco parabólico para concentrar la radiación en el foco de la hipérbola como se puede observar en la imagen (42).

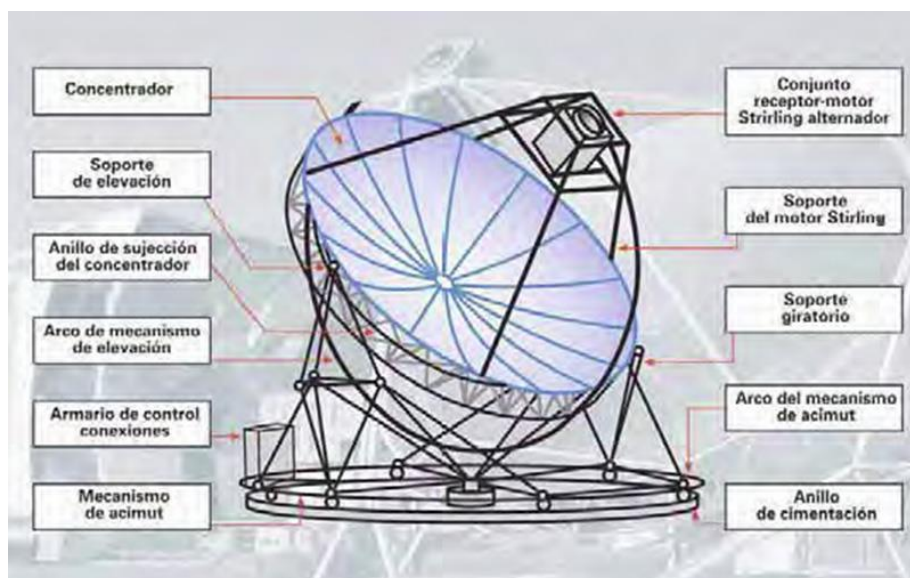


Ilustración 42: Esquema central solar de disco parabólico [32]

Como la radiación solar se concentra en un único punto, se consigue una relación de concentración muy superior a la de otros sistemas (relación 2000:1), y en consecuencia una temperatura máxima más elevada (en torno a 750°C). En este punto focal se encuentra el receptor que aporta calor al fluido de trabajo y alimenta un motor de ciclo Stirling, ya que es con este motor con el que este sistema alcanza la mayor eficiencia. [26]

El motor Stirling fue inventado en 1816 buscando un motor menos peligroso que la existente máquina de vapor. Su funcionamiento consiste en la expansión y contracción de un fluido gaseoso. Este fluido está obligado a desplazarse cíclicamente de una fuente caliente donde se expande a una fuente fría donde se contrae. Dando lugar de este modo a una conversión de energía térmica a energía mecánica. [33]

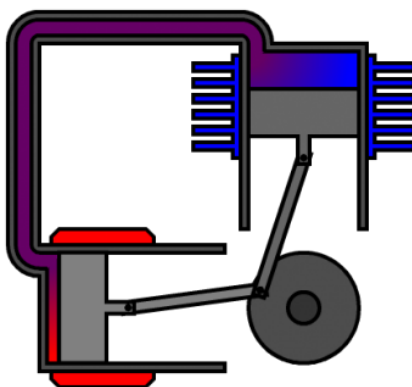


Ilustración 43: Esquema Motor Stirling [33]

Siguiendo con este tipo de centrales solares de disco parabólico, cabe destacar que una de sus ventajas más importantes es la modularidad de este sistema, ya que cuenta con diferentes unidades independientes de diferentes potencias entre 5 y 25MW, lo que hace posible su perfecta adaptación a la demanda de potencia de la red, conectando las unidades de más potencia cuando la red demande más energía, o conectando las de menor potencia cuando la demanda no sea muy elevada.



Ilustración 44: Central solar de discos parabólicos [34]

2.2.5 SISTEMAS BEAM-DOWN

Este sistema de central solar es un proyecto en investigación que toma características de los sistemas descritos anteriormente para obtener una diferenciación que le haga competitivo.

El sistema está formado por un campo de heliostatos, al igual que las centrales de torre, que reflejan la radiación solar a un punto focal, como podría ser el receptor de la central de torre, sin embargo, aquí la torre se ha sustituido por otro espejo con forma de parábola/hipérbola que actúa de reflector secundario, reflejando de nuevo la radiación solar, hacia el receptor que se va a encontrar a nivel del suelo.

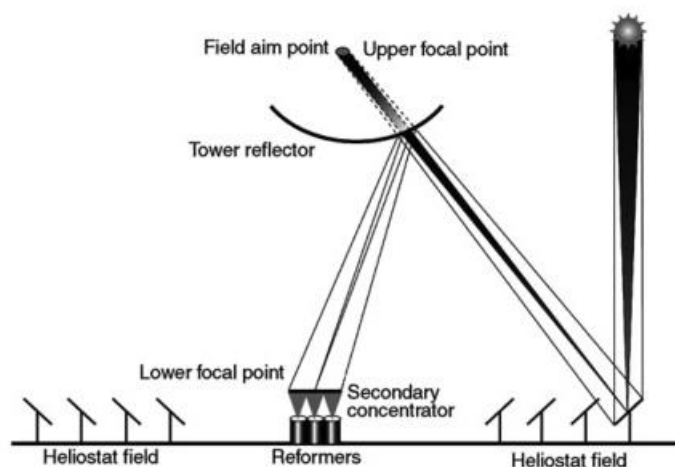


Ilustración 45: Esquema funcionamiento sistema Beam-Down [35]

Una de las principales ventajas que presenta este sistema es que al poder colocar el receptor a nivel de tierra, no se van a presentar limitaciones de tamaño y peso en el receptor, como pueden aparecer en un sistema de torre, en el que no se va a poder colocar un receptor muy pesado o muy grande a una altura tan elevada. Con esta ventaja, se puede colocar el receptor que mejor convenga lo que va a permitir aumentar los rendimientos térmicos y la posibilidad de en el receptor generar hidrógeno, almacenar sales fundidas... es decir, que es una planta fácilmente gestionable.

Sin embargo, este sistema también presenta una serie de desventajas, como es la pérdida de radiación al tener que realizar una doble reflexión. También presenta los inconvenientes de una dificultad óptica alta y la dificultad del mantenimiento y correcto funcionamiento del reflector secundario. [36]



Ilustración 46: Concentrador termosolar Beam-Down [37]

El proceso que sigue para generar energía eléctrica es similar al del resto de sistemas, con la diferencia de que parte del almacenamiento de sales fundidas para la generación de vapor, el cual hará girar la turbina de un turbogenerador, que transformará este movimiento en energía eléctrica disponible para ser suministrada directamente a la red eléctrica.

Como ya se comentó en el primer capítulo, este proyecto se centra en el estudio de investigación del sistema Beam-Down, el cual se está realizando en la universidad de Miyazaki (Japón).



Ilustración 47: Sistema Beam-Down de Miyazaki [12, p.1993]

2.2.6 OTRO SISTEMA

2.2.6.1 Células fotoeléctricas:

Se trata de sistemas capaces de producir electricidad de manera directa. Estas células se encuentran en el interior de los paneles fotovoltaicos como el que se muestra en la imagen (49). Su funcionamiento es el siguiente, cuando la radiación solar incide sobre estos paneles fotovoltaicos, se produce una diferencia de potencial entre las caras del panel, permitiendo así el desplazamiento de los electrones, generando de este modo energía eléctrica.



Ilustración 48: Paneles fotovoltaicos [38]

Según el CTE-2007 (Código Técnico de la Edificación), desde el 30 de septiembre de 2010, cualquier proyecto de nueva edificación firmado con posterioridad a esta fecha, está obligado a incluir un sistema de energías renovables para ACS (Agua Caliente Sanitaria), el sistema que suelen incluir estos proyectos son paneles fotovoltaicos. A estos se les añaden unos inversores encargados de convertir la energía eléctrica producida en forma de corriente continua a 48 voltios para almacenarla en baterías, que después, suministrarán la energía cuando sea requerida, en forma de corriente alterna a 230 voltios que es con la que funcionan los diferentes electrodomésticos del hogar.



Ilustración 49: Paneles fotovoltaicos instalados en viviendas [39]

Según se acaba de ver, el inconveniente de este sistema es que los paneles fotovoltaicos al generar la energía eléctrica de forma directa no tienen capacidad de almacenamiento, por lo que se hace necesario la inclusión de un inversor y una batería en el conjunto del sistema, para que de este modo su uso sea más efectivo y no se desperdicie la demasía de energía generada y no consumida a cada instante.

2.3. REFLEXIÓN DE LA ENERGÍA

La energía solar o radiación procedente del sol que se recibe en la zona donde se va a instalar una central solar tiene que ser concentrada en una única región, como se ha comentado en los apartados anteriores, para ser transferida en forma de calor al fluido de trabajo para la posterior generación de energía eléctrica. Para realizar la concentración de toda la radiación recibida en un único punto se emplean espejos que se orientan de forma automática en función de la posición del sol, son conocidos como heliostatos.

Por este motivo, es importante conocer los comportamientos de las ondas de luz al entrar en contacto con una superficie o medio diferente al que se encuentran, para ver cómo se reflejará la radiación en la superficie de los espejos. [40]

2.3.1 REFLEXIÓN

Físicamente, se conoce como reflexión a la redirección experimentada por una onda al entrar en contacto con la superficie de separación de dos medios diferentes.

La reflexión se rige por dos principios o leyes de reflexión:

- “El rayo incidente, la normal de la superficie en el punto de incidencia y el rayo reflejado se encuentran en el mismo plano”.
- “El ángulo del rayo incidente (\hat{i}) y el reflejado (\hat{r}) son iguales”. [41]

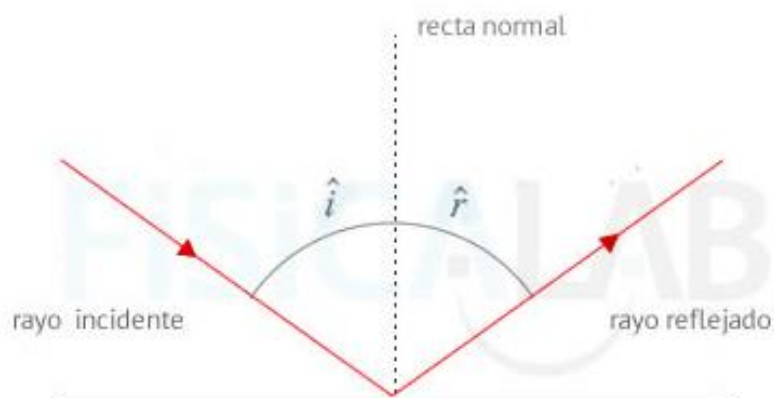


Ilustración 50: Reflexión de un rayo [41]

2.3.2 REFRACCIÓN

A diferencia de la reflexión, la refracción se corresponde con el cambio de dirección experimentado por una onda de luz al pasar a un medio en el que cambia la velocidad de su propagación. La refracción también se rige por dos principios o leyes de refracción.

- “El rayo incidente, la normal de la superficie en el punto de incidencia y el rayo reflejado se encuentran en el mismo plano”.
- Ley de Snell de la refracción: “Establece la relación entre los índices de refracción absolutos de la luz en el primer medio y en el segundo (n_1 y n_2), el ángulo de incidencia (\hat{i}) y el de refracción (\hat{r})”. [41]

$$\frac{\sin(\hat{i})}{\sin(\hat{r})} = \frac{n_2}{n_1} \quad (\text{Ecuación 6})$$

(“El índice de refracción (n) de un medio es un número adimensional que relaciona la velocidad de fase de una onda en un medio de referencia, como puede ser el vacío (c), con la velocidad de la onda en ese medio(v)”.)

$$\left[n = \frac{c}{v} \right] \quad (\text{Ecuación 7})$$

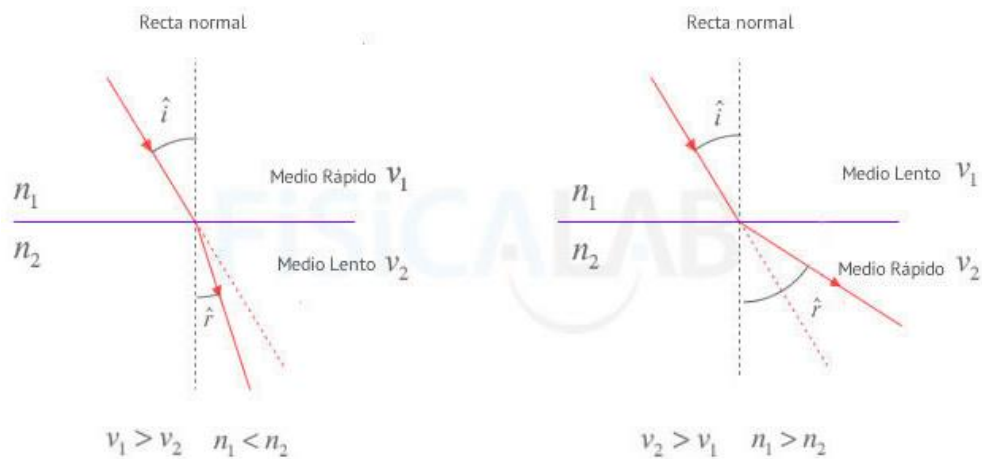


Ilustración 51: Refracción de un rayo [41]

2.3.3 RADIACIÓN REFLEJADA

La radiación reflejada presenta una propiedad importante a tener en cuenta, esta es la dispersión espacial que se produce al entrar en contacto el rayo con la superficie. Considerando que la radiación incidente tiene forma de haz estrecho, existen tres tipos de radiación reflejada: especular, difusa y general.

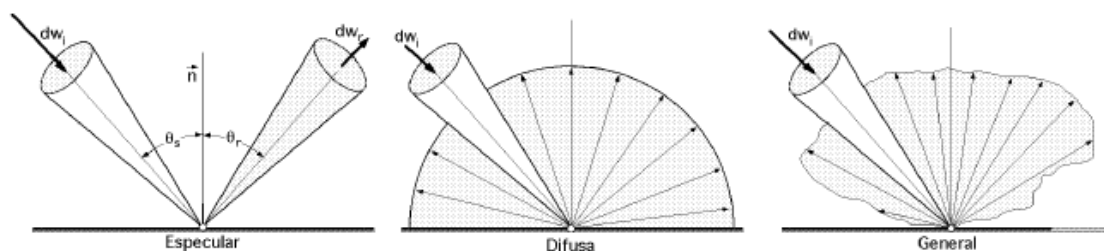


Ilustración 52: Tipos de reflexión en superficies [40, p.19]

En la reflexión especular, el ángulo con el que incide y el de reflexión son iguales y se encuentran contenidos en el mismo plano junto al vector normal de la superficie. Este tipo de reflexión va a ser la que se produce en los heliostatos empleados en centrales solares.

La reflexión difusa no cumple con los principios de la radiación incidente ya que se distribuye toda la radiación reflejada de forma uniforme en todas las direcciones.

La reflexión general mostrada a la derecha de la imagen (52), es un tipo de reflexión que combina las dos anteriores, es decir, presenta direcciones donde la intensidad de la radiación reflejada es mayor.

2.3.4 REFLECTIVIDAD DE LOS MATERIALES

Se denomina reflectividad de un material (r_E) a la relación existente entre la energía reflejada y la incidente como se muestra en la ecuación (8).

$$r_E = \frac{E_{reflejada}}{E_{incidente}} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Para el caso concreto de los heliostatos, este parámetro va a depender de diferentes factores en función de los materiales con los que se ha fabricado y de las condiciones de mantenimiento en las que se encuentre. Estos factores pueden ser por ejemplo el tipo de material empleado en la superficie reflectante, la suciedad, la erosión que posea...

La superficie reflectante de un heliostato se construye mediante láminas metálicas pulidas de material óptico, separadas en tres capas. La primera es una placa de vidrio perfectamente plana y pulida, a la que se le añade, por algún proceso químico o electroquímico, un material metálico (habitualmente aluminio o plata) que forma la segunda capa. La tercera está formada por un material protector no metálico, encargado de proteger la parte metálica frente a la oxidación. [40]

2.4. RADIACIÓN DIRECTA NORMAL INCIDENTE (DNI)

Como se ha visto en el apartado 2.1, los rayos solares llegan a la superficie terrestre de forma directa e indirecta, a través de múltiples reflexiones y desviaciones provocadas por la composición de la atmósfera. Se estima que en los días sin nubes, la radiación directa representa el 80-90% de toda la energía solar recibida por la superficie de la Tierra, sin embargo, en los días con niebla o nubosos, la radiación directa que se recibe es fundamentalmente nula.

Esta componente directa de la radiación solar es la más interesante a la hora de diseñar centrales solares de altas temperaturas, ya que puede ser reflejada y concentrada en pequeñas zonas utilizando los sistemas adecuados (heliostatos, lentes...), mientras que con la componente difusa es prácticamente imposible.

Por este motivo, la energía solar empleada en las centrales termosolares se mide como radiación directa normal incidente (DNI, del inglés: *“Direct Normal Irradiance”*), y representa “la cantidad de energía recibida en una superficie perpendicular a los rayos del Sol”. Para medir este parámetro (DNI) se usa un instrumento llamado piranómetro o pirheliómetro, como el que se muestra en la imagen (53) de la página siguiente. [27]



Ilustración 53: Piranómetro o pirheliómetro [27, p.15]

2.4.1 APLICACIONES A RANKINE

Un ciclo Rankine es un ciclo termodinámico cuyo objetivo es generar trabajo a partir del calor suministrado. Se corresponde con la aplicación tecnológica del ciclo ideal o ciclo de Carnot para el caso en el que el fluido de trabajo sea condensable y durante el proceso se produzcan cambios de fase.

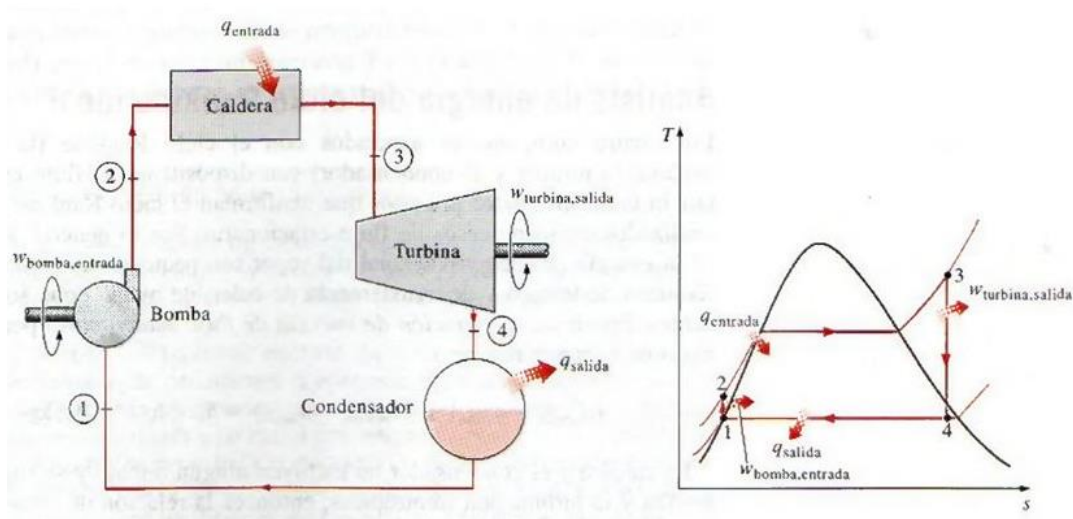


Ilustración 54: Ciclo Rankine ideal [42, p.2]

El funcionamiento de este sistema es el siguiente: Partiendo desde el punto 1 de la imagen (54), al fluido de trabajo se le aumenta la presión empleando una bomba o compresor, al que se le suministra un trabajo. Después se transmite calor al fluido en la caldera a presión constante, con este calor se evaporará todo el líquido y se calentará el vapor hasta la temperatura máxima. Posteriormente, se produce la expansión (entre los puntos 3 y 4) de forma adiabática (sin intercambio de calor), generando el vapor, un trabajo en la turbina desde la presión de la caldera hasta un valor bajo de presión para transferirlo al condensador, donde finalmente el vapor de trabajo se refrigera a presión constante hasta el estado líquido, para comenzar de nuevo el ciclo. [43]

Las centrales termosolares tienen incorporada en su estructura un ciclo Rankine para producir la energía eléctrica. La caldera de este ciclo se corresponde con el receptor de la central solar y el calor que se le aporta es la radiación directa normal incidente (DNI) que proviene del Sol y es orientada y concentrada por los heliostatos.

En la ilustración (55) se puede apreciar el esquema de una central termosolar de torre central, donde a parte de la reflexión de la radiación solar hacia el receptor, se muestra el proceso posterior (ciclo Rankine), que como se ha explicado previamente se compone de una bomba, una caldera, una turbina y un condensador; pudiéndose diferenciar cada uno de estos elementos en la imagen.

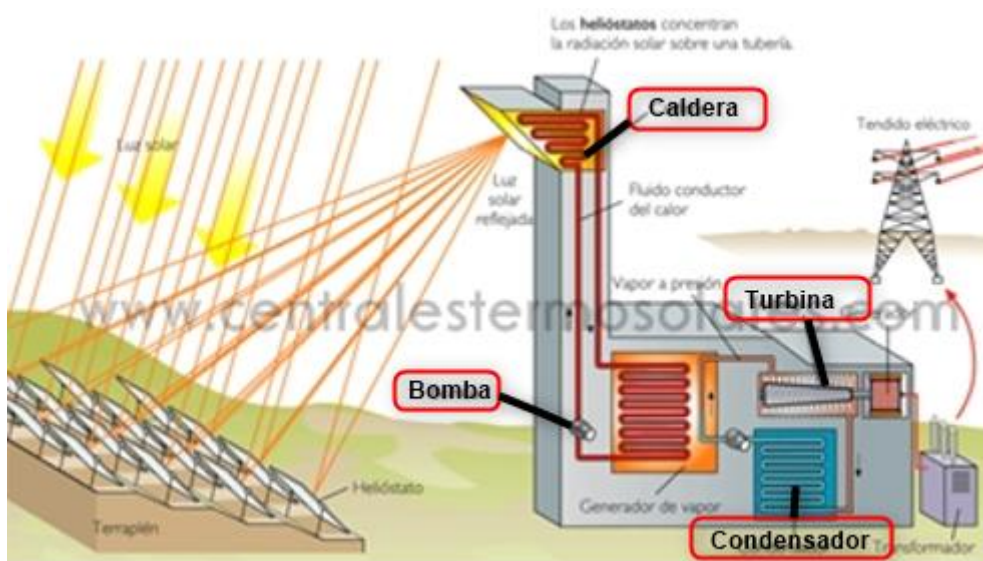


Ilustración 55: Esquema completo de una planta solar de torre [23]

Todas las centrales solares termoeléctricas, independientemente del tipo de espejos o sistema que empleen, funcionan bajo el mismo principio, calentar un fluido que al evaporarse hace mover una turbina de gas o de vapor o un motor Stirling. Las centrales de energía solar actuales tienen una potencia entre 50 y 280MW.

Cabe destacar, que como el desarrollo tecnológico de estas centrales solares presenta un coste muy elevado, lo que se está estudiando es emplear centrales híbridas. Las centrales termosolares híbridas de Ciclo combinado se encuentran en un punto intermedio entre las centrales termicas tradicionales y las termosolares actuales, ya que reducen el empleo de combustibles fósiles no renovables y requieren una inversión menor que la que se necesita para una central completamente renovable y limpia.

Las centrales solares híbridas combinan un combustible fósil o renovable con energía solar térmica de alta-media temperatura. Este sistema es una de las formas más eficientes y con menos consecuencias para el medio ambiente. Presenta como ventajas una mayor gestión de la energía, adaptandola mejor a la demanda del mercado; alcanza mayor estabilidad ya que no depende al 100% de factores aleatorios como puede ser la radiación solar; y una mayor utilización de los equipos para la generación eléctrica. [44]

En estas centrales híbridas o de integración solar en ciclos combinados, el campo solar se suele emplear para calentar el agua mediante un intercambiador de calor agua-aceite e inyectarla de

forma sobrecalentada o saturada en otra parte de la caldera de recuperación. Por otro lado, el combustible se quema habitualmente en la cámara de combustión de la turbina de gas, y como se ha comentado, a los gases de escape que se dirigen al recuperador de calor, se les añade el calor procedente del campo de heliostatos.

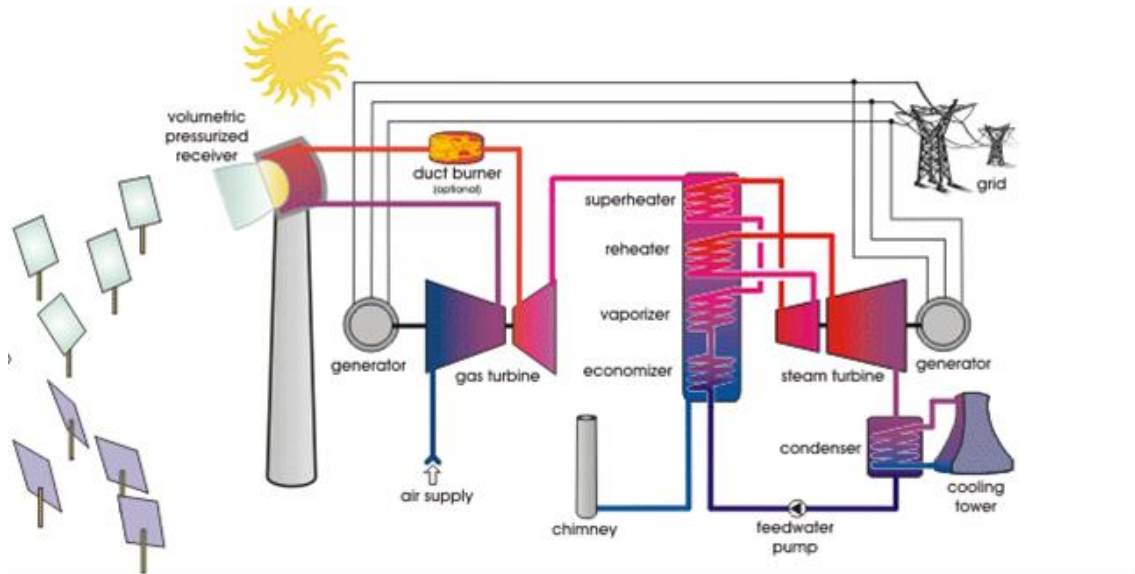


Ilustración 56: Planta termosolar con un ciclo combinado de turbina de gas [44]

Por lo tanto, con este sistema la complejidad va a ser mayor, aunque se va a producir un ahorro en equipamientos y se van a conseguir eficiencias del ciclo Rankine mayores, lo que se va a traducir en una disminución del coste de la energía termosolar generada. [45]

CAPÍTULO 3. CAMPOS DE HELIOSTATOS

3.1. CARACTERÍSTICAS

Los campos de heliostatos o concentradores de energía solar se deben diseñar para que funcionen en condiciones de máxima eficacia. Los heliostatos, en todo momento se orientan de forma automática para que independientemente de la posición del Sol, los rayos reflejados se dirijan hacia el punto focal indicado, donde se encontrará el receptor en las centrales de torre o el foco de la hipérbola en los sistemas Beam-Down que se analizan en este proyecto. [40, p.37-39]

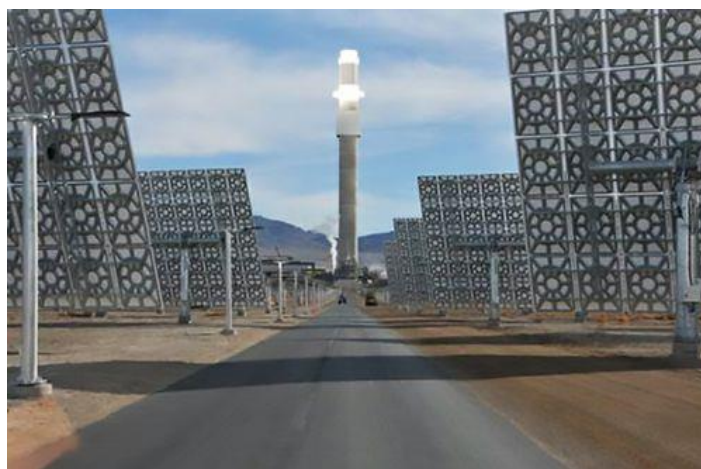


Ilustración 57: Campo de heliostatos en central solar de torre [46]

Las relaciones fundamentales que regulan la dirección de cada uno de los heliostatos deben cumplir con las leyes de la reflexión mencionadas en el capítulo (2), por lo que, los rayos solares incidentes y reflejados, respecto a la normal de cada superficie del espejo, tienen que ser iguales y estar sus vectores situados en el mismo plano.

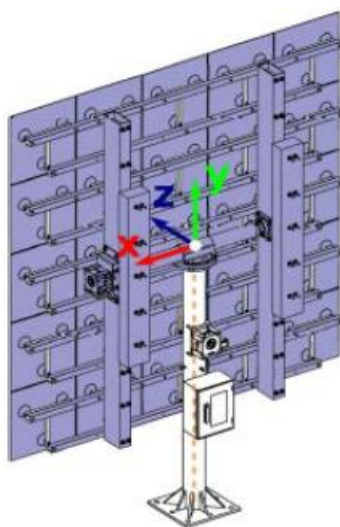


Ilustración 58: Componentes del subsistema de rotación azimuthal [20]

Los mayores campos de heliostatos del mundo se encuentran en Estados Unidos y en España. El más grande es el de Ivanpah en Estados Unidos, con una potencia de 392MW, abarca tres enormes campos entre los estados de Nevada y California, ocupando un total de 13Km. Cuenta con tres torres de 139m de altura, que con la energía que generan suponen la reducción de 400 mil toneladas de dióxido de carbono. [47]



Ilustración 59: Planta termosolar de Ivanpah [47]

La mayor planta termosolar de España es la “Planta de Energía Solar Andasol”, ocupa el puesto número 8 del mundo, con una potencia de 150MW. Se encuentra en el municipio de Guadix, en Andalucía (España). Fue la primera central solar europea en usar concentradores solares cilíndrico-parabólicos con fines comerciales. Está formada por tres instalaciones de 50MW cada una, generando en total 540GWh al año. Sus tubos absorbedores emplean como fluido de trabajo sal fundida para almacenar durante más tiempo el calor, generando así electricidad incluso durante la noche. [47]



Ilustración 60: Planta de energía solar Andasol [47]

3.2. DISTRIBUCIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS HELIOSTATOS

Como el proyecto tiene su partida en la central desarrollada en Miyazaki, en el proyecto de I+D realizado por la de Universidad de Niigata, la Prefectura de Miyazaki y la propia universidad de Miyazaki, se va a tomar como referencia sus dimensiones.

- La torre Beam-Down consta de un espejo elíptico de 4.6m de diámetro y una altura de 16m.

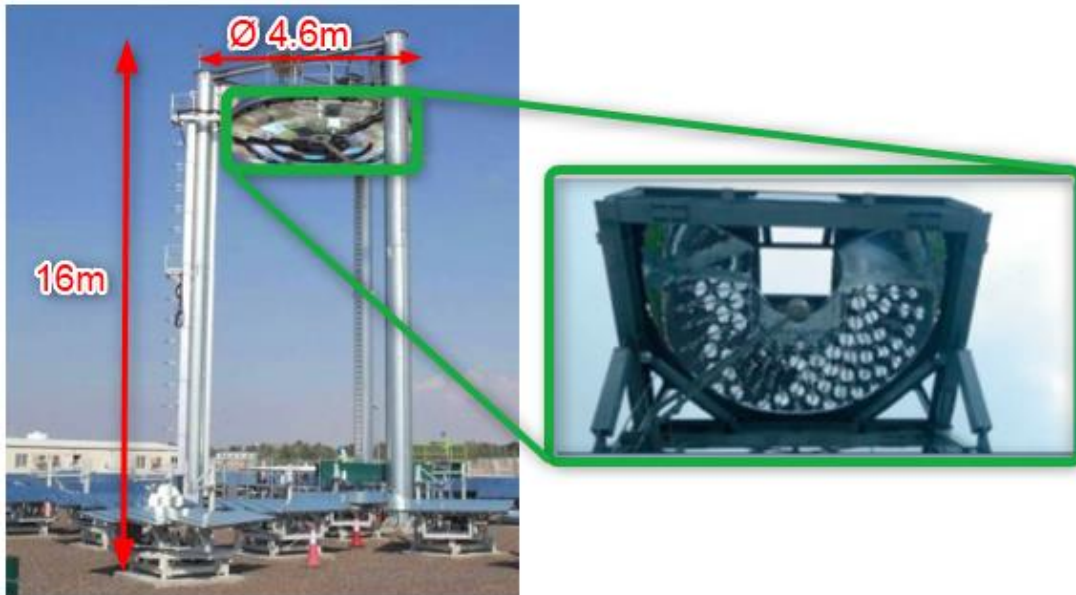


Ilustración 61: Dimensiones torre Beam-Down Miyazaki. Fuente: Propia

- Consta de 88 heliostatos, cada uno contiene 10 espejos pequeños de 50 cm de diámetro.



Ilustración 62: Heliostatos sistema BD Miyazaki. Fuente: Propia

- El primer punto focal se encuentra a 14 m de altura y el segundo a 10 metros sobre el nivel del suelo.

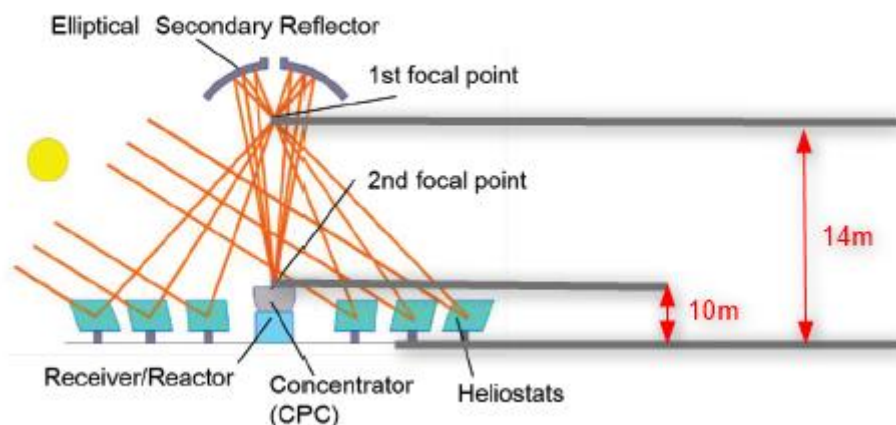


Ilustración 63: Posición puntos focales en Miyazaki. Fuente: Propia

- El campo de heliostatos abarca un área de 60 x 60 metros cuadrados y el área total de espejos es de 176 metros cuadrados. Los espejos, como se puede observar en la imagen (64) se encuentran distribuidos formando un semicírculo, con orientación norte hacia el segundo reflector o espejo elíptico, ya que la torre Beam-Down no se encuentra en el centro del campo.



Ilustración 64: Campo heliostatos Miyazaki. Fuente: Propia

3.3. RECEPCIÓN Y REFLEXIÓN DE LOS RAYOS SOLARES

Como se ha explicado en el apartado 2.3, la reflexión de las ondas de luz, al entrar en contacto con una superficie diferente a la que se encuentran, se va a producir de una forma determinada. Este fenómeno va a tener lugar en todos los campos de heliostatos de las centrales termosolares. Cuando la radiación procedente del sol, incida sobre la superficie de los espejos, el ángulo que forma el rayo incidente con la normal a la superficie del espejo, va a ser el mismo que el que forme la normal a la superficie con el rayo reflejado por el espejo, tal y como se puede apreciar en la imagen (65) de la página siguiente.

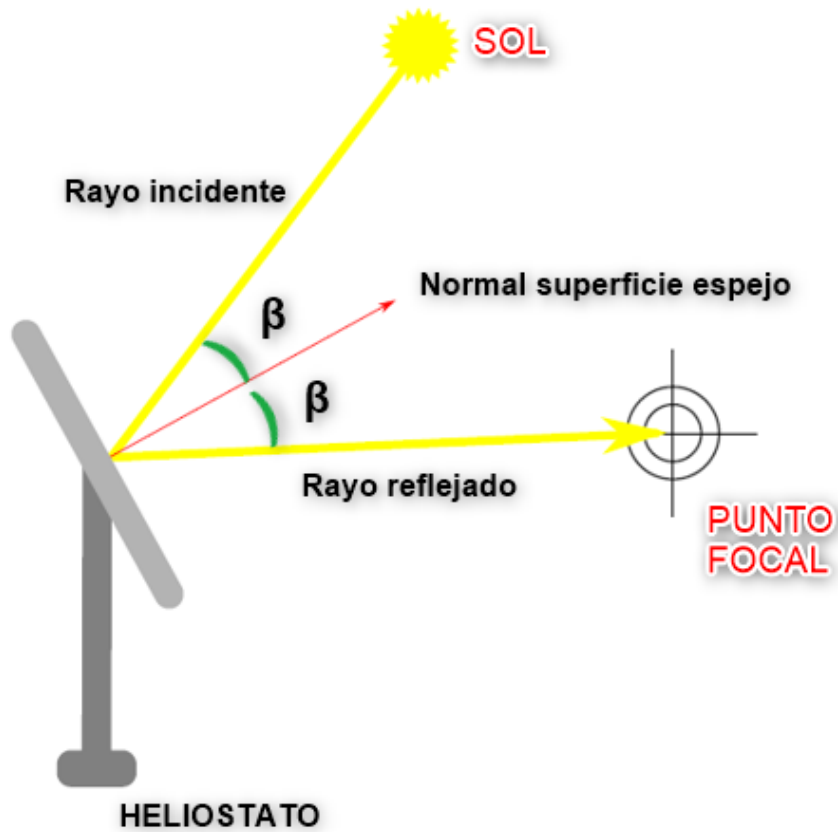


Ilustración 65: Reflexión solar en heliostatos. Fuente: Propia

Todos los heliostatos de una planta solar van a estar conectados a un ordenador, el cual será el encargado de determinar la orientación que tiene que tener cada heliostato a cada instante. Para programar esto, se tiene que tener en cuenta en primer lugar el punto focal o receptor al que se quiere redirigir toda la radiación procedente del sol. Para que esto sea más sencillo, se toma como primera referencia el rayo que incidirá sobre el punto central del heliostato.

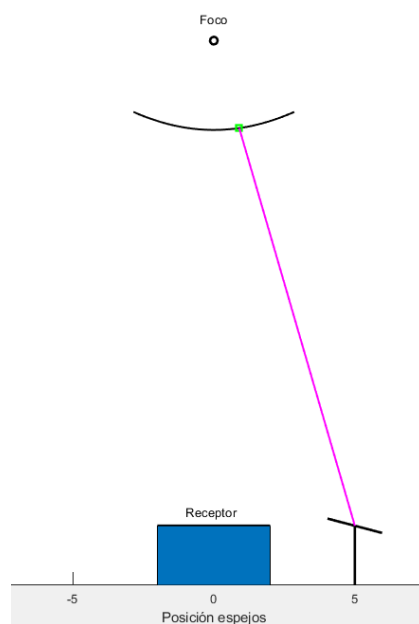


Ilustración 66: Rayo reflejado en heliostato dirigido hacia foco. Fuente: Propia

Como se conoce el rayo reflejado que va desde el centro del heliostato al punto focal, al conocer el rayo que va desde el sol al centro del heliostato, se va a saber el ángulo que forman estos dos rayos (2β).

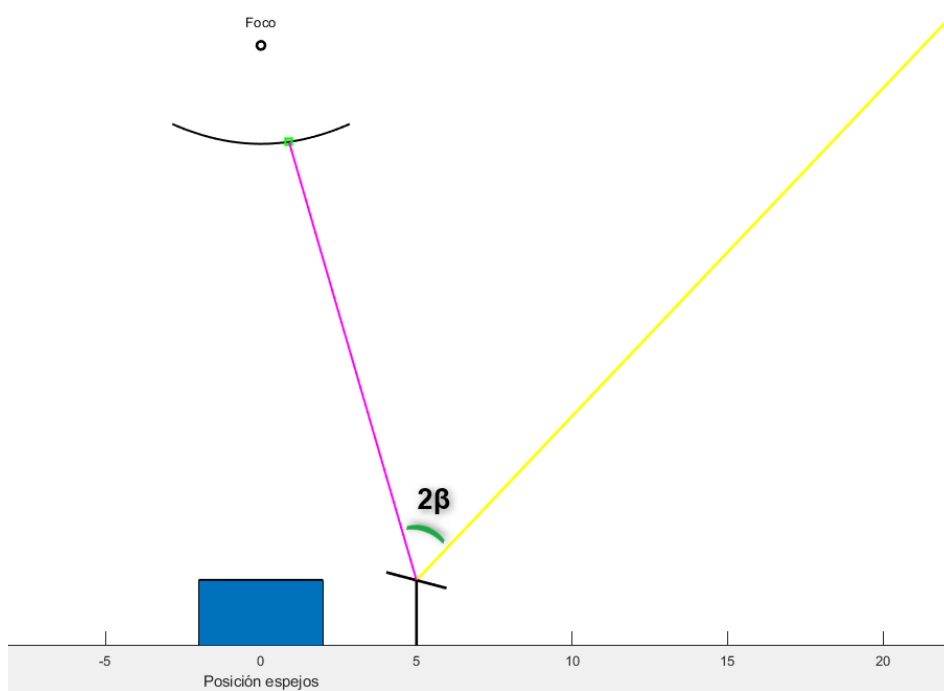


Ilustración 67: Representación rayo incidente y reflejado en heliostato. Fuente: Propia

Con este ángulo (2β) se va a descubrir donde se encontrará la normal al espejo, ya que como, por la ley de la reflexión, la normal tiene que formar el mismo ángulo con el rayo reflejado e incidente, se encontrará formando un ángulo de valor β con cada rayo. Conocida esta normal, es fácil determinar la superficie especular del heliostato, ya que va a formar 90° con la normal.

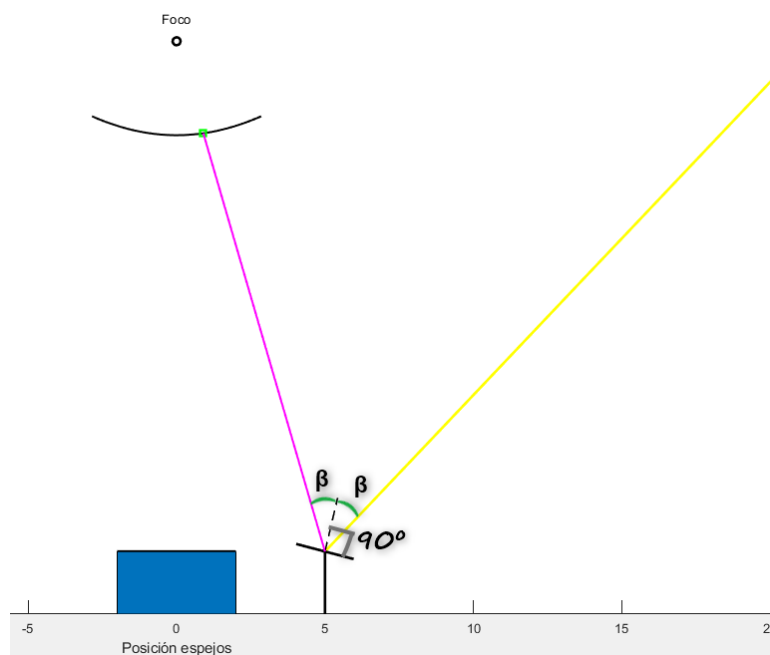


Ilustración 68: Representación reflexión en heliostato. Fuente: Propia

El rayo reflejado por el heliostato está dirigido hacia el foco de la hipérbola indicado, sin embargo el rayo no llega hasta el foco, porque al intersectar la hipérbola que será otro espejo (reflector secundario), el rayo volverá a reflejarse volviéndose a cumplir la ley de la reflexión explicada en el apartado 2.3.

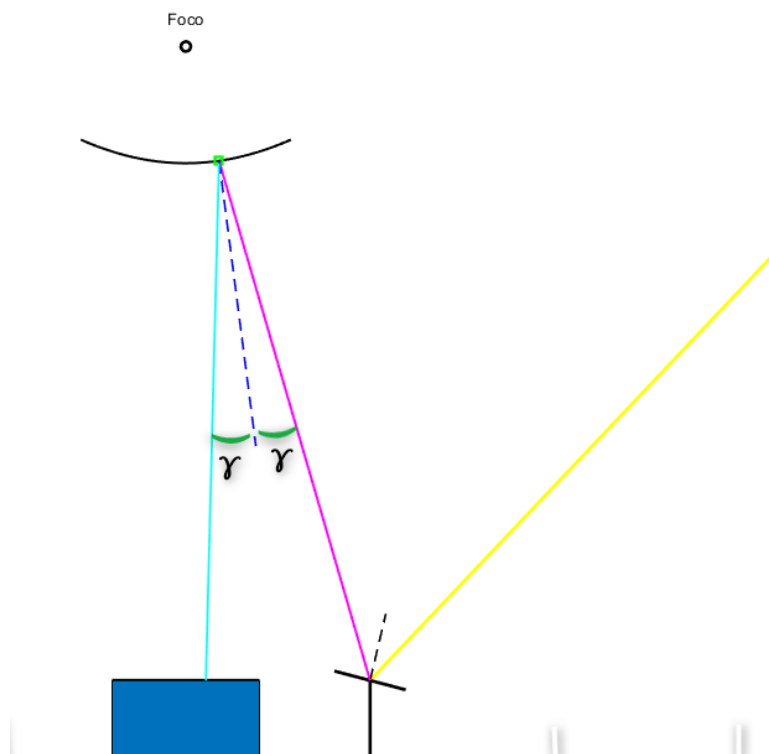


Ilustración 69: Reflexión solar en el reflector secundario. Fuente: Propia

La normal a la hipérbola por el punto en el que intersecta el rayo solar procedente del heliostato se calcula con las fórmulas siguientes, donde f es la ecuación de la hipérbola.

$$n_x = \frac{\partial f / \partial x}{\|n\|}; n_y = \frac{\partial f / \partial y}{\|n\|}; n_z = \frac{\partial f / \partial z}{\|n\|};$$

$$\|n\| = \left[\left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial y} \right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial z} \right)^2 \right]^{1/2}.$$

(Ecuaciones 9: Determinan la normal de la hipérbola. [48, p.230])

En el capítulo 4 se detallará cual es y como se ha calculado la ecuación de la hipérbola y su normal aplicando estas ecuaciones en Matlab. El código Matlab con el que se ha ejecutado la simulación de la reflexión de un espejo como se ha ido explicando en este apartado se encuentra en el Anexo A.

3.4. SOMBRAS Y BLOQUEOS PRODUCIDOS POR HELIOSTATOS

Las sombras y bloqueos en los campos de heliostatos son factores que depende del ángulo con el que inciden los rayos solares sobre los espejos, es decir, en cada instante se producirán unas sombras y unos bloqueos en zonas diferentes. El factor que mide el porcentaje de rayos que no llegan a incidir sobre los espejos, porque en la trayectoria se ha cruzado con la hipérbola o con un espejo continuo se denomina sombreado. [49]

El caso de los espejos continuos, lo que provoca es que el espejo previo haga sombra en parte de la superficie del espejo continuo, lo que provoca que no toda la superficie del espejo reciba radiación y la refleje. Como se observa en la imagen (70) la parte superior del espejo 1 (recuadro verde) impide que llegue la radiación a la parte inferior del espejo 2 (recuadro rojo).

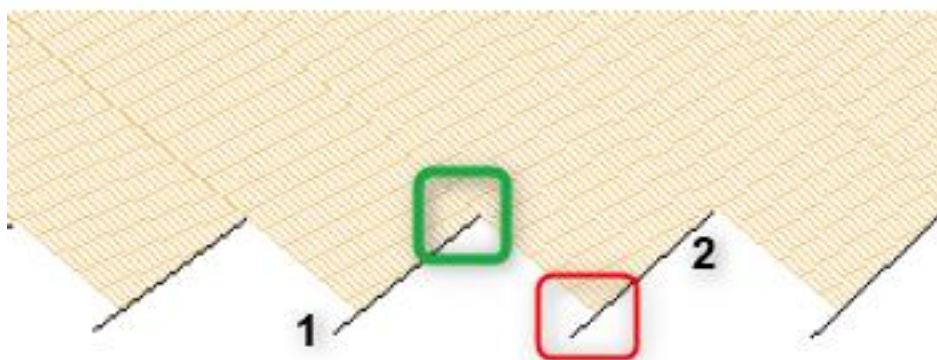


Ilustración 70: Sombras entre heliostatos contiguos [49, p.40]

Otro factor que se produce entre espejos contiguos es el del bloqueo. En este caso, lo que sucede es que la radiación procedente del sol que incide sobre la superficie de los espejos, al reflejarse con el ángulo correspondiente, parte de los rayos impacta con el espejo próximo, provocando que estos no lleguen al punto objetivo. Se puede observar en la imagen (71) como los rayos de color naranja inciden sobre la superficie del espejo, y al reflejarse (rayos de color rojo), por ejemplo los de la parte inferior del espejo 2 (recuadro verde), impactan sobre la superficie posterior del espejo 1 (recuadro rojo), provocando que estos rayos (rayos negros) no lleguen al foco de la hipérbola o al receptor.

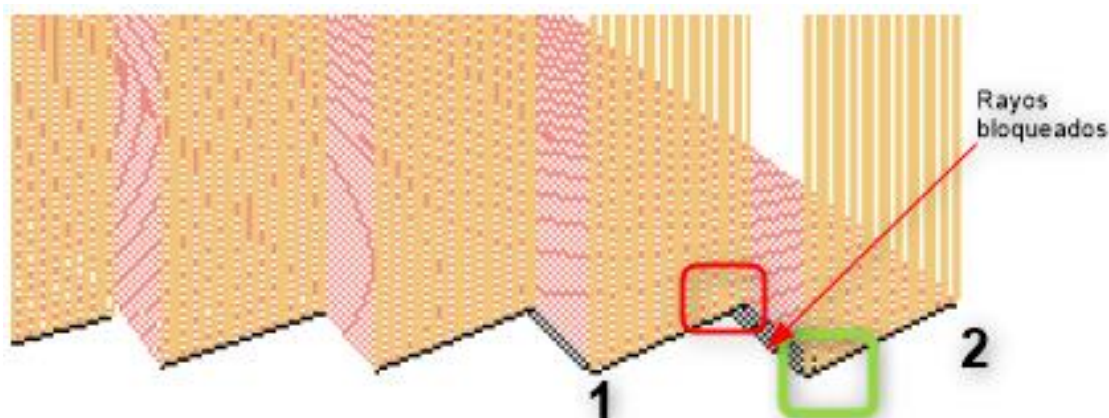


Ilustración 71: Bloqueos entre heliostatos contiguos [49, p.42]

El último caso que se puede dar una central termosolar Beam-Down como la que se ha tomado de partida, es la sobra que puede generar la hipérbola. En función de la hora solar, la sombra se producirá sobre unos heliostatos u otros.

Si la inclinación de los rayos procedentes del sol es mayor de 90° , los espejos que recibirán la sombra de la hipérbola serán los de la zona de la derecha de la planta, como se puede observar en la ilustración (72).

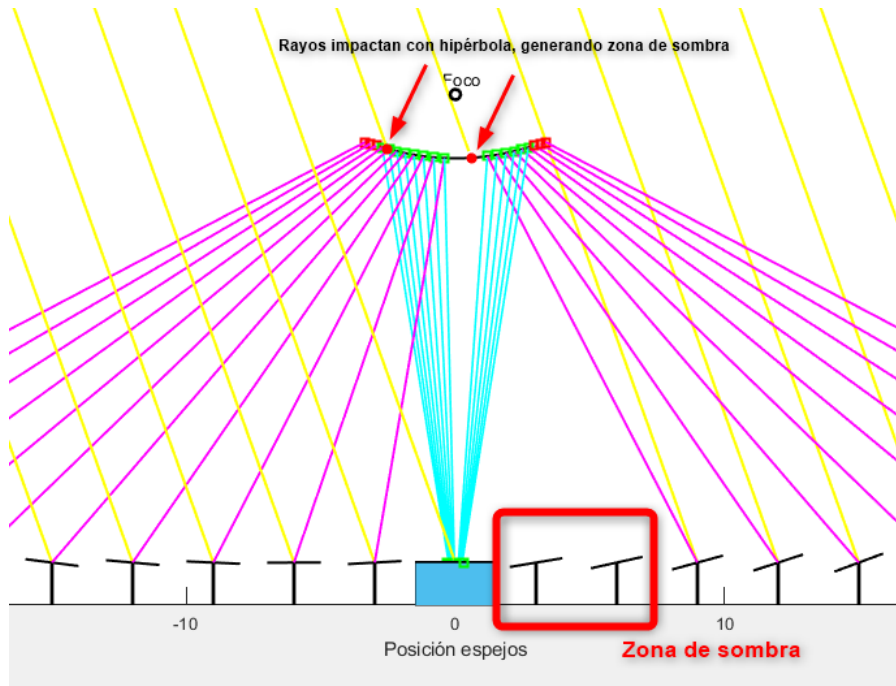


Ilustración 72: Sombras producidos por hipérbola 1. Fuente: Propia

Si la inclinación es inferior a 90° , los espejos sombreados se encontrarán en la parte izquierda del receptor, como se puede observar en la figura (73).

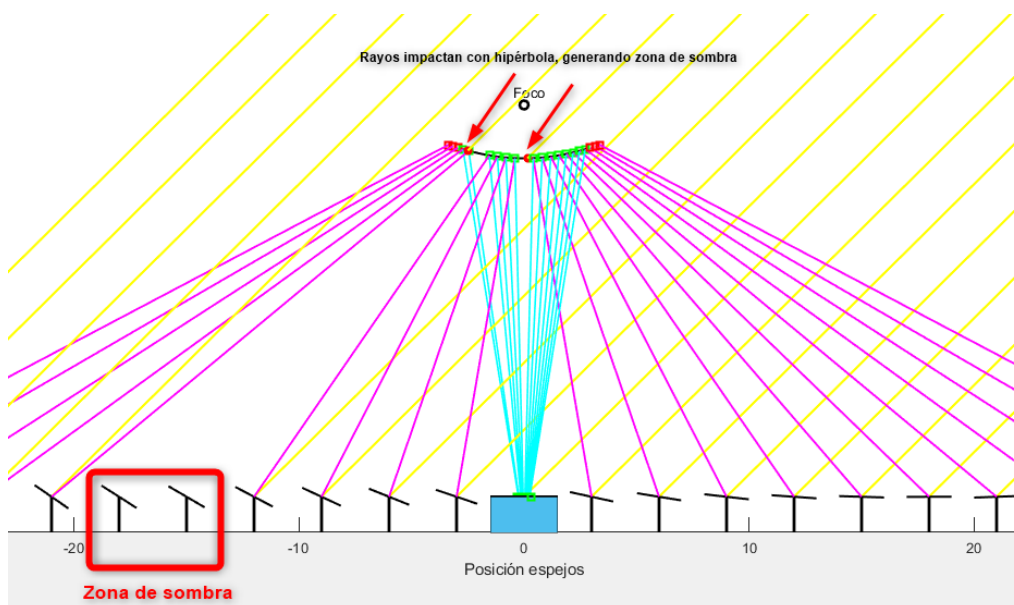


Ilustración 73: Sombras producidos por hipérbola 2. Fuente: Propia

CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN CAMPO HELIOSTATOS CON MATLAB

4.1. EXPLICACIÓN DEL PROGRAMA

El objetivo del programa es poder simular al completo todas las reflexiones que se van a producir en una determinada central solar Beam-Down para analizar su rendimiento. Para ello se debe tener en cuenta que debe incluir heliostatos, un reflector secundario que será una hipérbola, un receptor y todas las reflexiones que realicen los rayos procedentes del sol, además de las sombras, bloqueos y leyes de la reflexión comentadas en los capítulos previos.

Para representarlo de forma esquemática se emplearán rectas, cuya pendiente dependerá del ángulo solar de incidencia que variará en según la hora solar. De forma simplificada primero se simuló el campo en dos dimensiones y posteriormente se simulará en tres dimensiones.

El punto de partida se produjo cuando la hora solar se corresponde a las 12:00:00h. que es cuando los rayos solares van a incidir perpendicularmente a la planta. Para entender el funcionamiento, se realizó una primera aproximación en la que sólo había un heliostato cualquiera en la planta, con una hipérbola y un receptor de 2m de alto por 4m de ancho, como se muestra en la imagen (74).

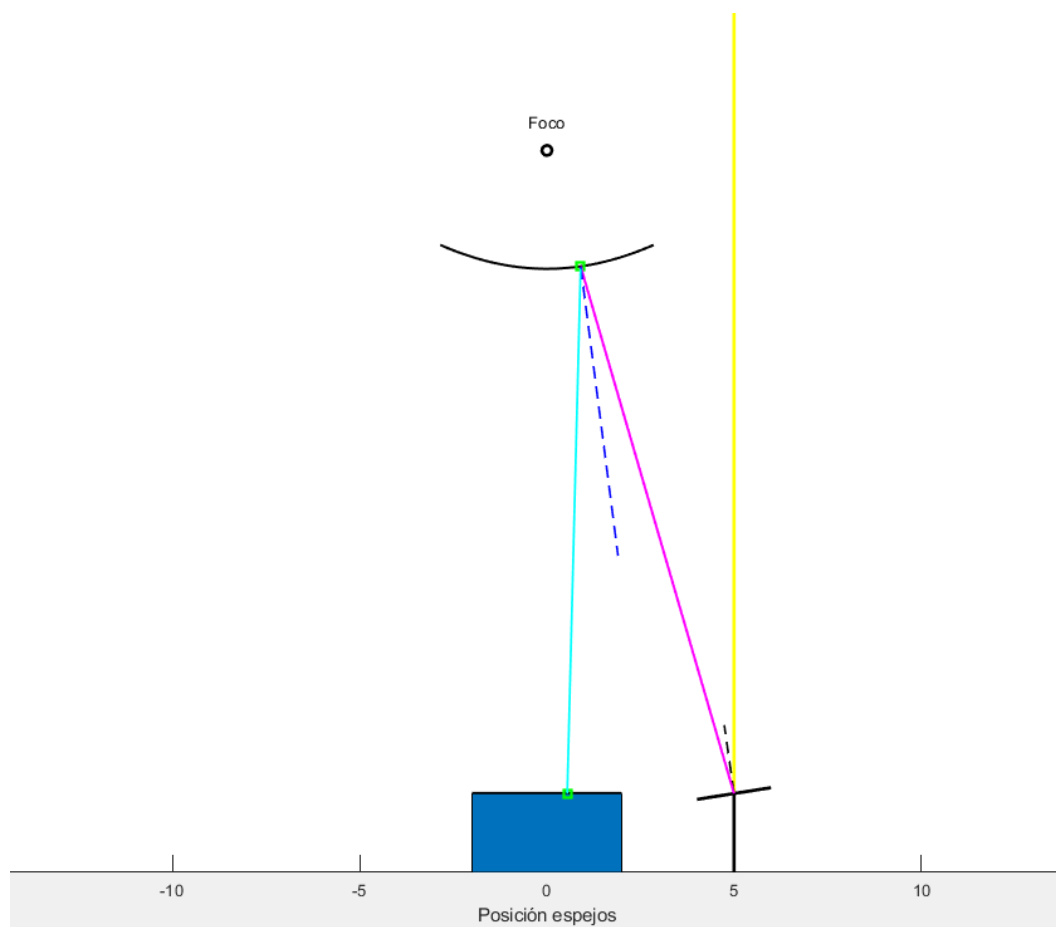


Ilustración 74: Simulación reflexión solar con un heliostato a las 12:00:00. Fuente: Propia

Una vez entendido el funcionamiento con un único espejo, se pasó a programarlo con n-espejos, como se puede ver en la figura (75) ya que el número total de espejos puede ser introducido por el usuario en función de la separación entre estos.

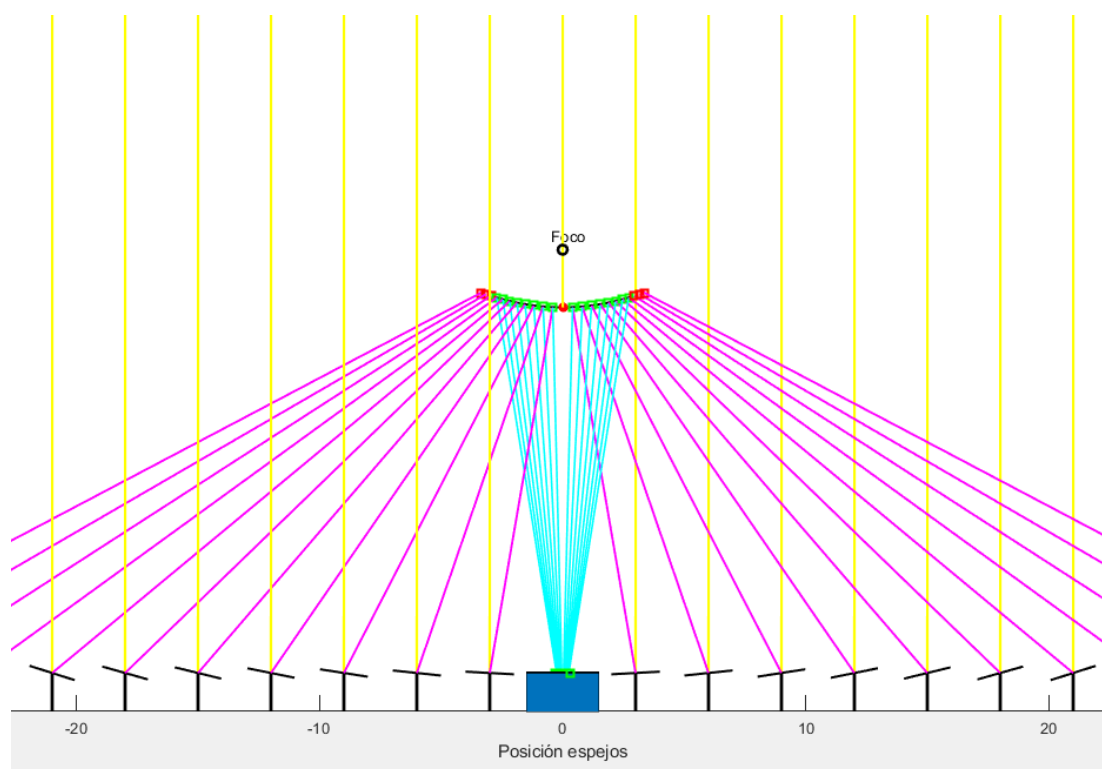


Ilustración 75: Simulación reflexión solar con n-heliostatos a las 12:00:00. Fuente: Propia

La leyenda de colores es la siguiente:

- Heliostatos e hipérbola: Representados en color negro.
- Receptor: Representado en color azul.
- Rayos sol-heliostatos: Color amarillo.
- Rayos heliostatos-hipérbola: Color magenta.
- Rayos hipérbola-receptor: Color azul cian.
- Los puntos verdes en la hipérbola y receptor se corresponden con los rayos recibidos.
- Los puntos rojos al lado de la hipérbola y del receptor se corresponde con los rayos que no les llegan.
- Las líneas discontinuas representan las normales a la superficie de los heliostatos y de la hipérbola.

4.1.1 SIMULACIÓN

El software que se empleó para realizar esta simulación de campos de heliostatos ha sido Matlab. La programación de este código para su posterior graficación se ha realizado mediante rectas o vectores, cuya ecuación es $y = m \cdot x + n$. Para simplificar estos cálculos, como ya se ha comentado, se tomará como referencia el punto central del espejo, el cual se

encontrará para cada heliostato en una posición X determinada, y todos tendrán la misma coordenada Y (la misma altura).

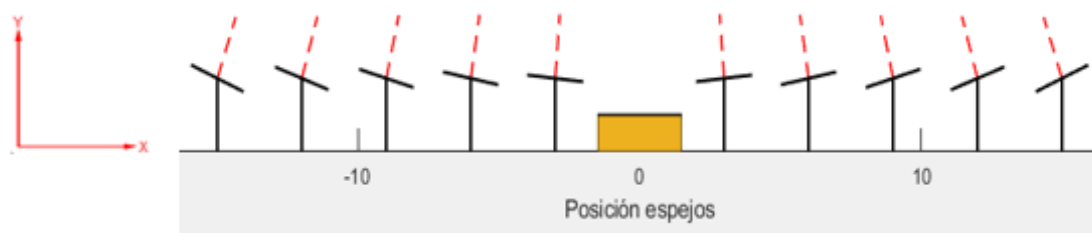


Ilustración 76: Representación heliostatos en eje XY. Fuente: Propia

La pendiente m , se puede expresar en función del ángulo θ que la recta forme con la horizontal, de manera que $m = \tan \theta$. Por lo tanto, como la pendiente se puede expresar en función del ángulo con el que la radiación solar incide sobre el centro del espejo, y conociendo el punto extremo de la recta, cuyas coordenadas son x e y , correspondiéndose con el centro del espejo, se puede despejar la ordenada en el origen (n) de la ecuación de la recta, teniendo así completamente definida la recta, ya que la ordenada en el origen y la pendiente son invariantes en una recta, sólo varían las coordenadas x e y . Este procedimiento se realizará con todas las rectas que representan las reflexiones.

Para calcular las diferentes intersecciones de los rayos solares con la superficie de los heliostatos y de la hipérbola, se igualan las ecuaciones y se obtiene el punto de intersección. En este punto de intersección es donde se producirá el cambio de dirección de los diferentes rayos solares.

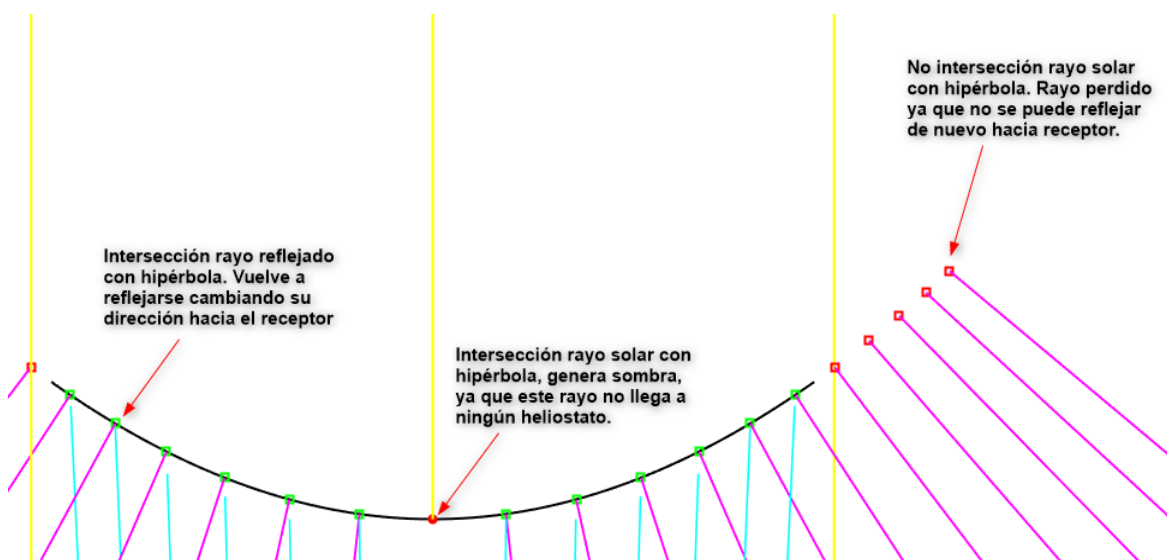


Ilustración 77: Intersecciones en reflector secundario. Fuente: Propia

En el receptor va a suceder lo mismo, hay rayos que caen en el receptor y atravesarán la ventana del lecho fluidizado que se encontraba en su parte superior como se describe en el capítulo 1, y otros rayos que no llegarán al receptor. Este punto es importante, ya que a la hora de calcular el rendimiento de las reflexiones, para sacar el flujo de calor total, va a depender de los rayos que lleguen al receptor y sean aprovechados.

En la imagen (78) se puede apreciar que no todos los rayos reflejados por la hipérbola llegan al receptor. Para aumentar esta efectividad se pueden modificar las dimensiones del receptor.

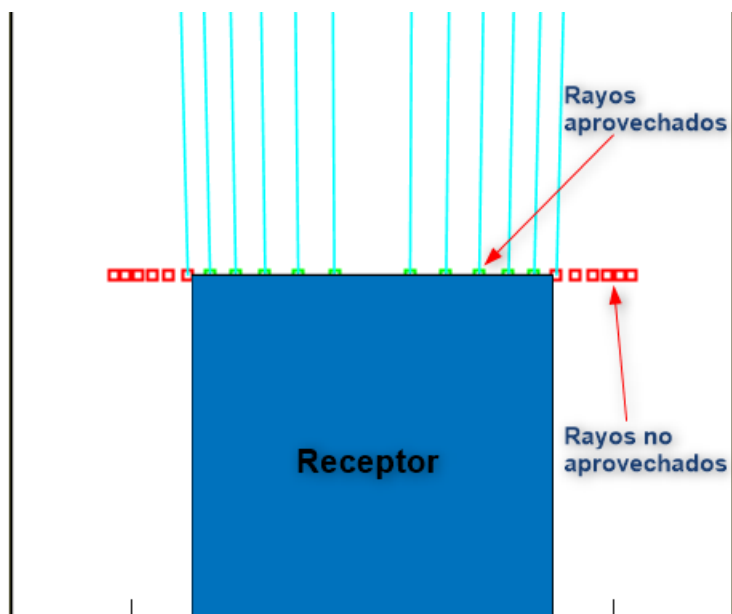


Ilustración 78: Intersecciones en el receptor. Fuente propia

4.1.2 HIPÉRBOLA (SIMULACIÓN 2D)

“Se denomina hipérbola al lugar geométrico de los puntos contenidos en el plano en los que la diferencia de distancias a dos puntos fijos (focos) es siempre la misma”. [50]

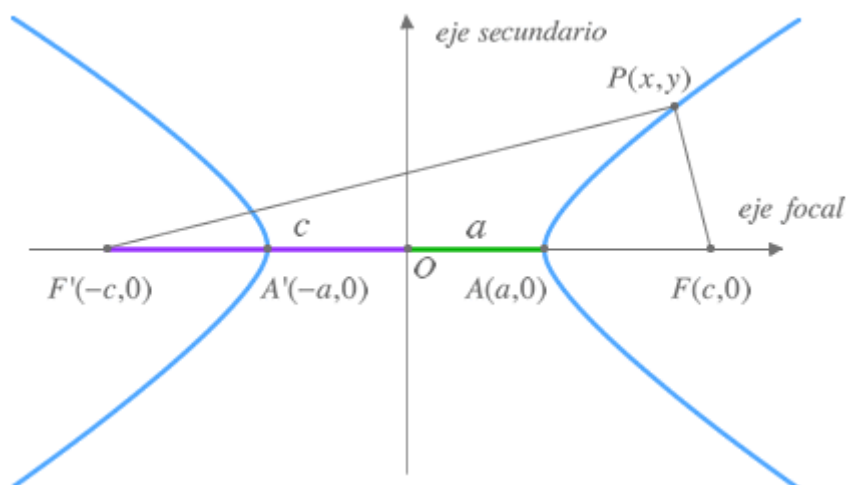


Ilustración 79: Parámetros que definen una hipérbola horizontal. [50]

Como se observa en la ilustración (79), para definir una hipérbola hay que determinar una serie de parámetros, estos son: [50]

- Eje focal: Se corresponde con la recta que atraviesa los dos focos.
- Eje secundario: Es la mediatriz del segmento que une ambos focos.

- Centro (O): Punto de intersección entre los ejes secundario y focal.
- Focos (F y F'): Puntos invariantes en los que la diferencia de distancia entre ellos y cualquier otro punto de la hipérbola es siempre constante.
- Semidistancia focal (c): Este valor se corresponde con un medio de la distancia entre ambos focos.
- Distancia focal (2c): Distancia entre los focos.
- Vértices (A' y A): Puntos extremos de la hipérbola, cortan al eje focal.
- Semieje real (a): Segmento que abarca desde cualquiera de los vértices (A o A') a el centro (O) .
- Semieje imaginario (b): Se corresponde con el valor siguiente: $b = \sqrt{c^2 - a^2}$

Con todos estos parámetros se puede definir una hipérbola. Generalmente existen dos tipos de hipérbola, de eje focal vertical y de eje focal horizontal. La que se empleará en este proyecto va a ser vertical, como la de la ilustración (80).

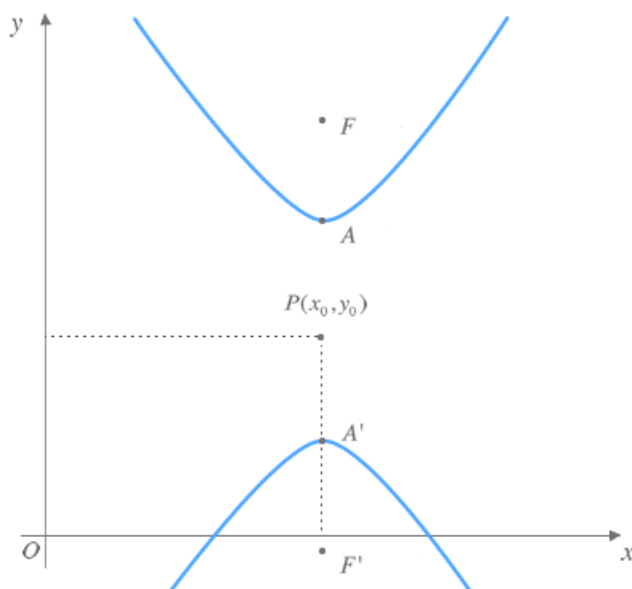


Ilustración 80: Hipérbola de eje focal vertical [50]

La ecuación de que representa una hipérbola vertical general es la siguiente:

$$\frac{(y-y_0)^2}{a^2} - \frac{(x-x_0)^2}{b^2} = 1 \quad (\text{Ecuación 10})$$

Como en este proyecto, x_0 e y_0 se corresponden con el centro de la hipérbola, y en este caso se va a considerar el centro en (0,0), la ecuación se va a simplificar de la siguiente manera:

$$\frac{y^2}{a^2} - \frac{x^2}{b^2} = 1 \quad (\text{Ecuación 11})$$

Despejando, la ecuación final que se introducirá en el programa para representar la hipérbola va a ser la que muestra la ecuación (12) de la página siguiente.

$$y = \sqrt{a^2 \cdot \left(1 + \frac{x^2}{b^2}\right)} \quad (\text{Ecuación 12})$$

Los parámetros que se introdujeron como referencia en la primera aproximación fueron los siguientes:

PARÁMETROS HIPÉRBOLA	
Semieje real (a)	15.3m
Semidistancia focal (c)	18.3m
Semieje imaginario (b)	10.0399m
Amplitud hipérbola	±2.85m

Tabla 1: Datos partida construcción hipérbola

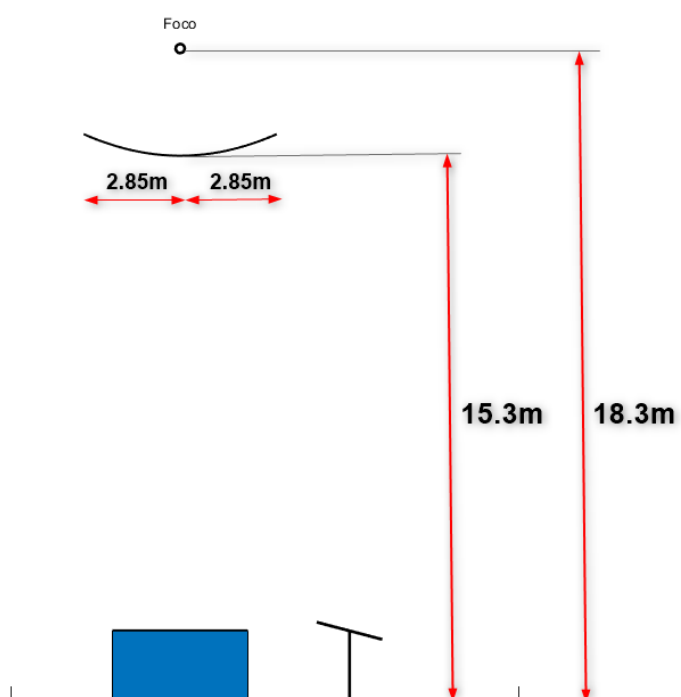


Ilustración 81: Dimensionado inicial reflector secundario. Fuente: Propia

Como ya se conoce la ecuación final de la hipérbola (ecuación 12) y con las ecuaciones para calcular la normal (ecuaciones 9) se puede obtener la normal a la hipérbola en el punto de intersección. Esta normal tendrá una pendiente con el valor obtenido de aplicar las siguientes ecuaciones en Matlab.

$$m_{hiper}(x) = \frac{d}{dx} \left(\sqrt{a_{hiper}^2 \cdot \left(1 + \frac{x^2}{b_{hiper}^2}\right)^2} \right) \quad (\text{Ecuación 13})$$

Obtenida la pendiente general en función de x se debe sustituir por el valor de x correspondiente a la intersección del rayo con la hipérbola para sacar la normal justo en el punto deseado, tal y como se muestra en la ecuación (14) de la página siguiente.

$$m_{norm_{hiper}}(x = x_{int}) = -\frac{1}{m_{hiper}(x_{int})} \quad (\text{Ecuación 14})$$

Introduciendo estas ecuaciones en Matlab se pueden obtener todas las normales a la hipérbola en los puntos donde impacta el rayo solar procedente de los heliostatos.

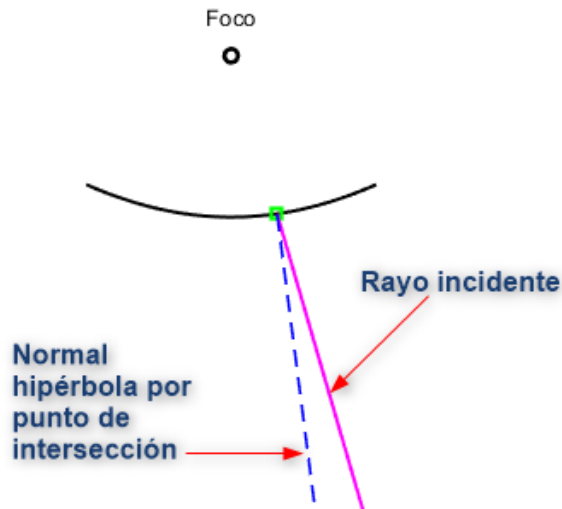


Ilustración 82: Vector normal de la hipérbola. Fuente: Propia

Una vez conocida la normal y sabiendo las leyes de la reflexión, se va a calcular el ángulo que forma el rayo incidente con la normal, ya que este ángulo va a ser el mismo que forme la normal con el ángulo reflejado. Para sacar el ángulo entre las dos rectas, se va a introducir en Matlab la siguiente ecuación, la cual permite obtener el ángulo entre las dos rectas a partir de la pendiente de cada una: [51]

$$\alpha = \tan^{-1} \left| \frac{m_2 - m_1}{1 + m_2 \cdot m_1} \right| \quad (\text{Ecuación 15})$$

Conocido este ángulo, se puede conocer completamente el proceso de incidencia-reflexión llevado a cabo por el reflector secundario, siendo una hipérbola para este caso.

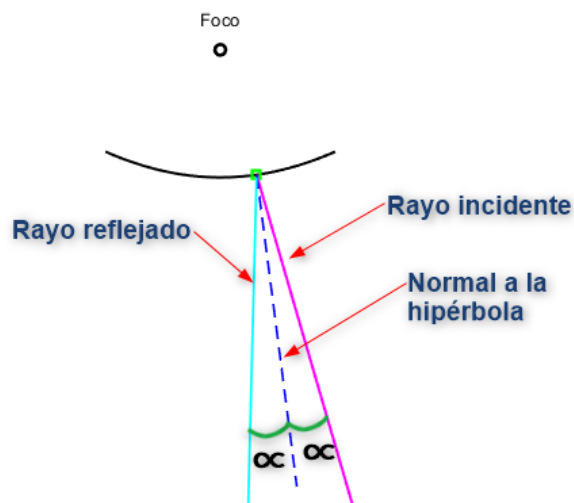


Ilustración 83: Reflexión completa en reflector secundario. Fuente: Propia

4.1.3 HIPERBOLOIDE (SIMULACIÓN 3D)

Para simular en tres dimensiones el reflector secundario de un sistema Beam-Down se debe utilizar como geometría una hiperboloide. “Una hiperboloide es una superficie de revolución creada al hacer rotar una hipérbola alrededor de uno de sus ejes de simetría. Dependiendo del eje sobre el rote (focal o secundario) puede ser de una hoja o de dos hojas”. [52]

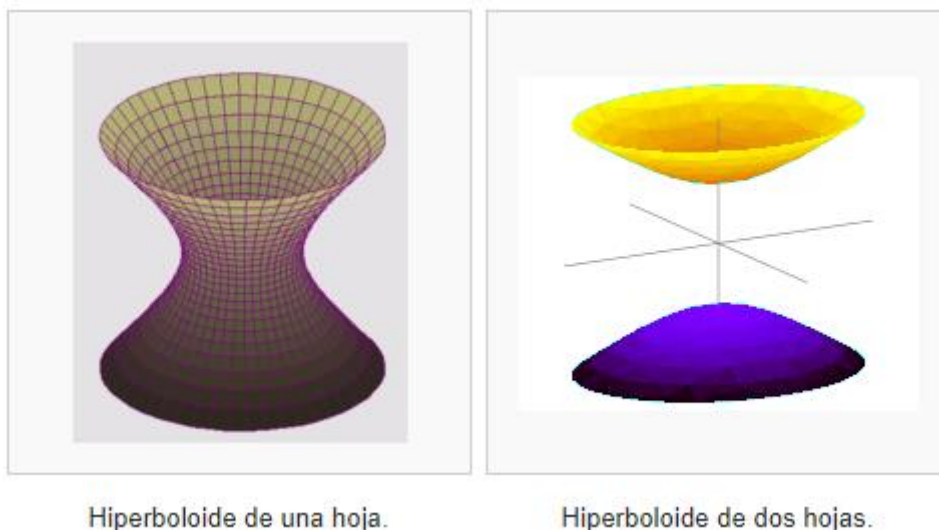


Ilustración 84: Tipos de hiperboloide [52]

Como se ha visto, el tipo de hiperboloide que mejor simula al sistema Beam-Down de la central de Miyazaki es el de dos hojas. La ecuación característica de un hiperboloide de dos hojas (dos campanas simétricas) es la siguiente: [52]

$$\frac{x^2}{a^2} - \frac{y^2}{b^2} - \frac{z^2}{c} = 1 \quad (\text{Ecuación 16})$$

Se puede observar en la imagen (85), que si se corta la hiperboloide por un plano vertical, se obtiene la representación 2D de la hipérbola, luego la primera aproximación realizada de la planta termosolar en dos dimensiones se puede considerar válida. Si se corta por un plano horizontal, queda un círculo.

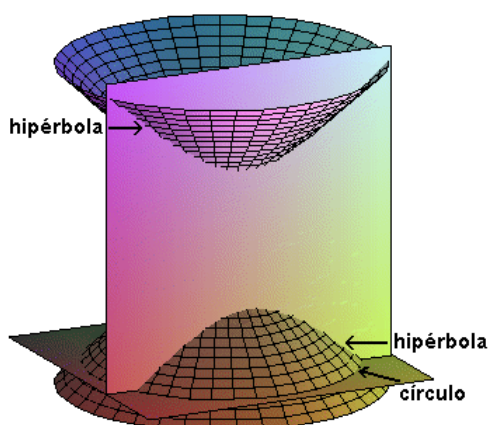


Ilustración 85: Cortes al hiperboloide con planos. [52]

Siguiendo el mismo procedimiento constructivo de la simulación en dos dimensiones, se puede realizar la simulación del campo de heliostatos en tres dimensiones, teniendo en cuenta que las ecuaciones a emplear tendrán una variable más. Al igual que en la simulación 2D, primero se realizará con un heliostato y posteriormente se añadirán tantos como sea necesario con un bucle.

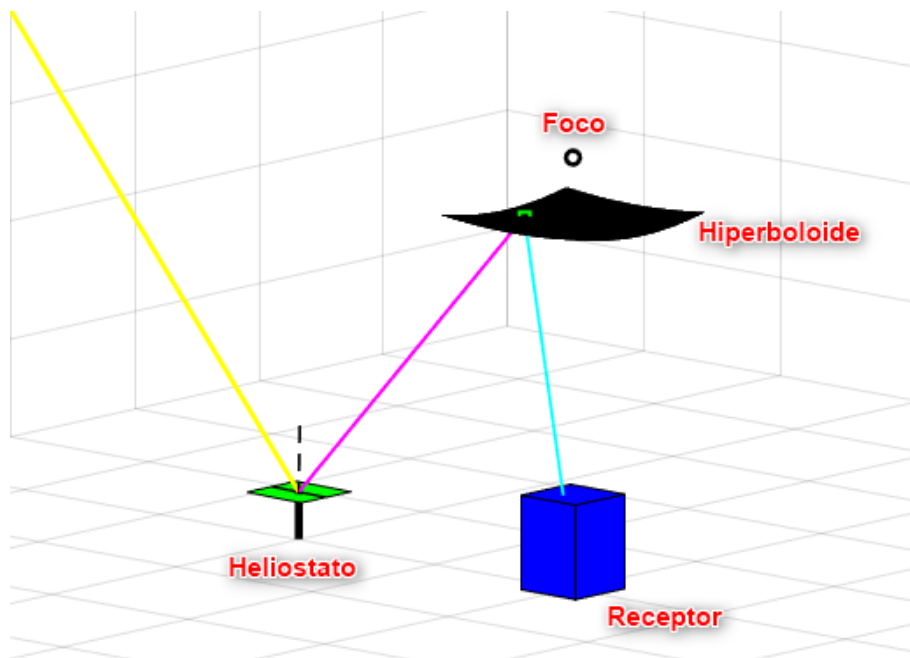


Ilustración 86: Simulación 3D de un heliostato con Matlab. Fuente: Propia

Si se analiza a una hora solar diferente, variará la inclinación de la superficie reflectante del heliostato en función de la pendiente con la que incide en rayo solar (color amarillo). Este fenómeno se puede observar en la ilustración (87).

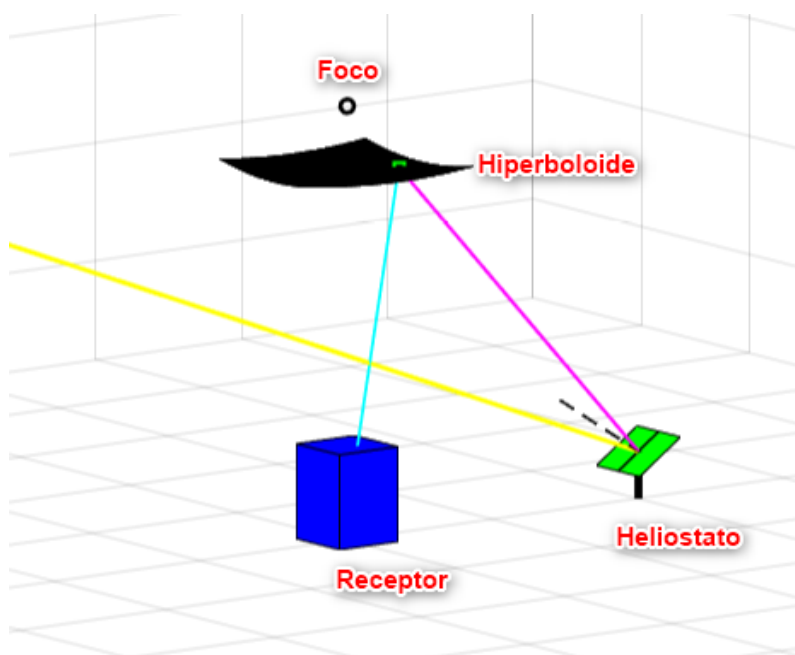


Ilustración 87: Simulación 3D de un heliostato con Matlab a diferente. Fuente: Propia

Añadiendo al campo anterior un número determinado de heliostatos, el resultado gráfico obtenido es el que se muestra en la ilustración (88).

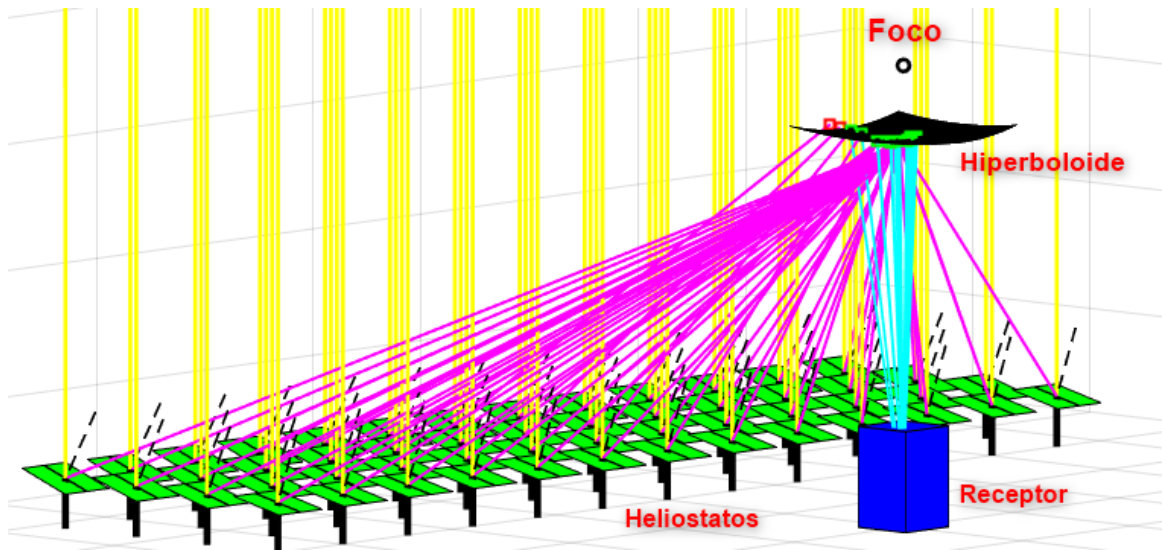


Ilustración 88: Simulación 3D de un campo de heliostatos con Sistema BD. Fuente: Propia

Del mismo modo que antes, se puede modificar la hora solar, cambiando en consecuencia la inclinación con la que se reciben los rayos solares y todo lo que eso afecta. En resultado se puede apreciar en las ilustraciones siguientes.

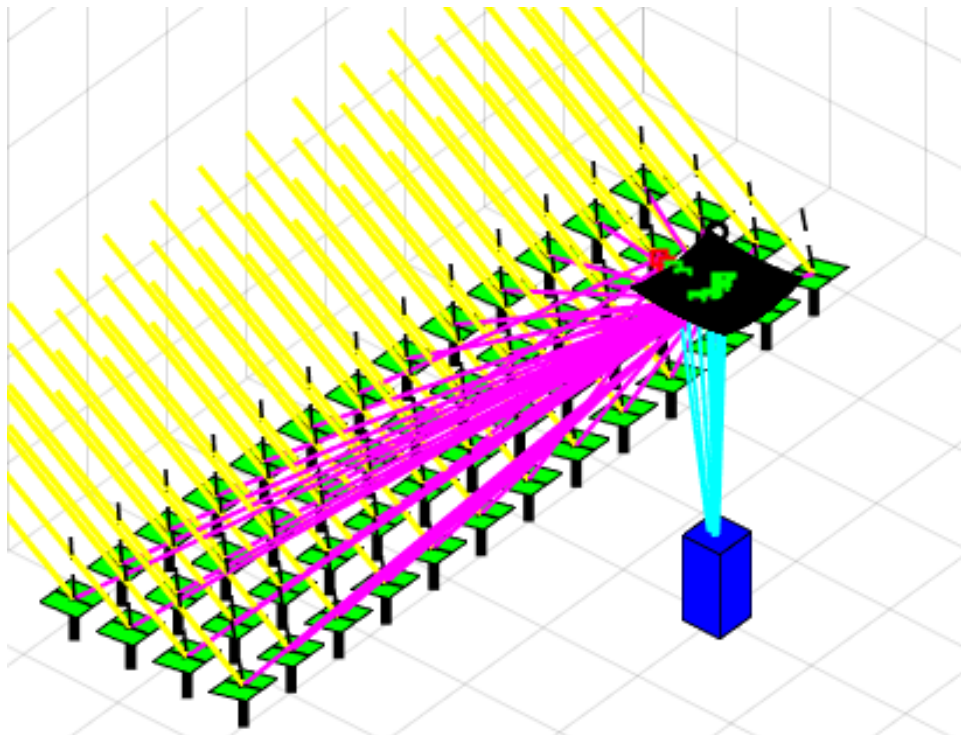


Ilustración 89: Simulación 3D del campo de heliostatos cambiando hora. Fuente: Propia

Si se analiza el campo de heliostatos cuando la inclinación de los rayos solares es superior a 90° y cambiando el punto de vista de lateral a frontal, el resultado se puede ver en la ilustración (90).

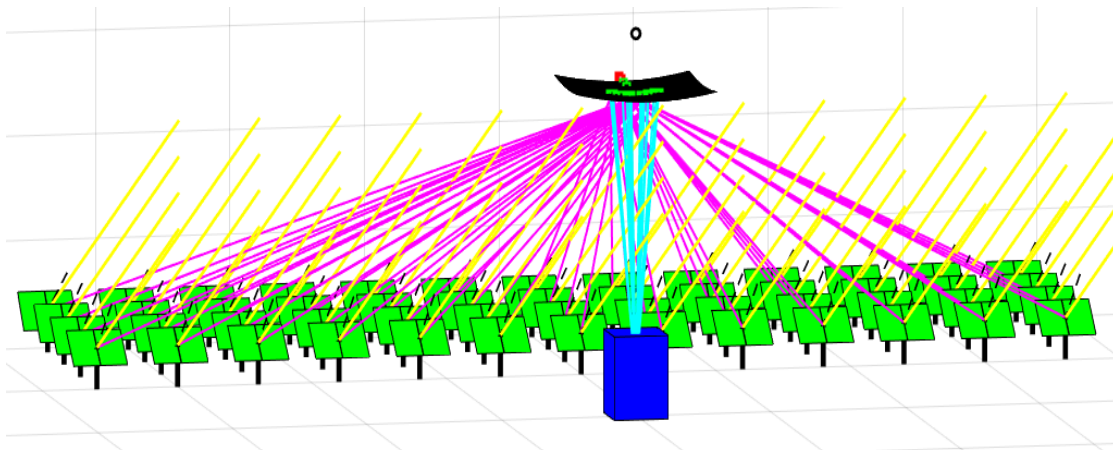


Ilustración 90: Simulación 3D campo de heliostatos cambiando hora y vista. Fuente: Propia

Finalmente, cabe destacar que lo que se ha estado simulando hasta ahora es una aproximación válida pero no real, ya que sólo se han considerado los rayos que llegan al punto central del espejo, el cual está perfectamente orientado para que dicho rayo vaya en dirección al foco y se refleje correctamente en el reflector secundario, llegando al objetivo.

En la realidad no llega un único rayo solar a los diferentes heliostatos, sino que llega un flujo continuo que incide sobre toda la superficie de reflexión de estos. Lo que va a suceder es que únicamente el rayo central va a seguir el camino ideal, es decir, que va a ser el único que va a seguir las direcciones del foco primero y segundo y va a llegar al punto objetivo de destino.

La imagen (91) muestra una aproximación de la reflexión real de un heliostato, teniendo en cuenta los rayos reflejados en el centro y en los extremos de este y viendo donde impactan finalmente. De este modo se podrá calcular los dos rendimientos ópticos, de las dos reflexiones realizadas por los reflectores para calcular el flujo de calor final en el apartado siguiente.

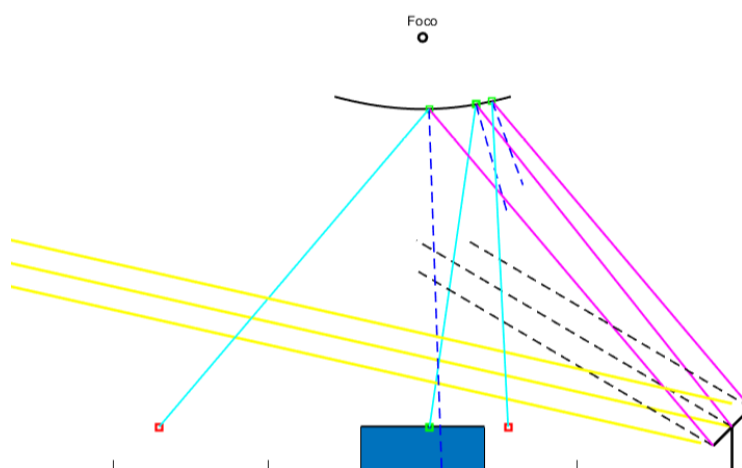


Ilustración 91: Simulación 2D de la reflexión real. Fuente: Propia

De la imagen anterior podemos sacar como se va a dispersar toda la radiación tras las dos reflexiones de forma real, paso por paso.

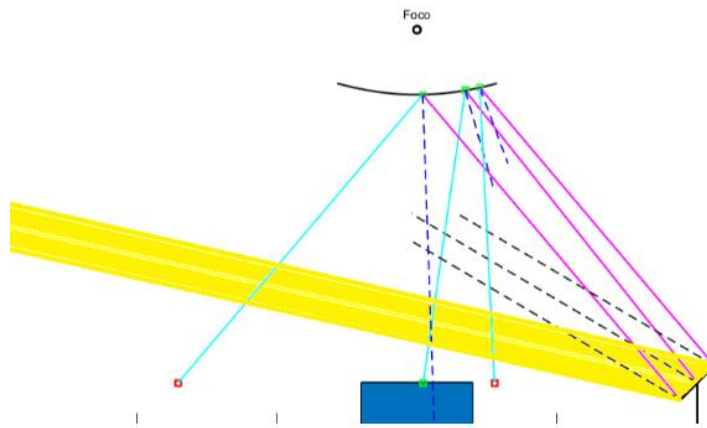


Ilustración 92: Representación 2D incidencia solar completa. Fuente: Propia

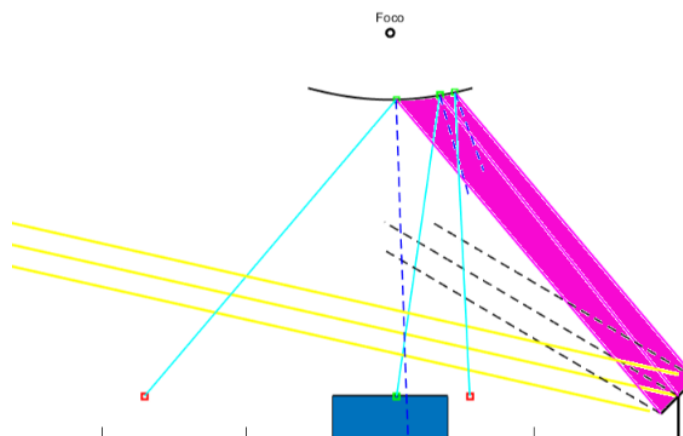


Ilustración 93: Representación 2D de la 1ª reflexión solar completa. Fuente: Propia

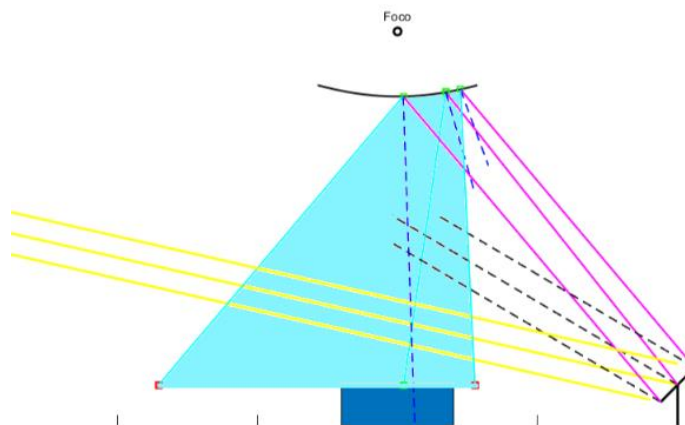


Ilustración 94: Representación 2D de la 2ª reflexión solar completa. Fuente: Propia

En función de la hora solar y de la posición del heliostato, las reflexiones van a ser diferentes y el aprovechamiento de estas va a ser mayor o menor.

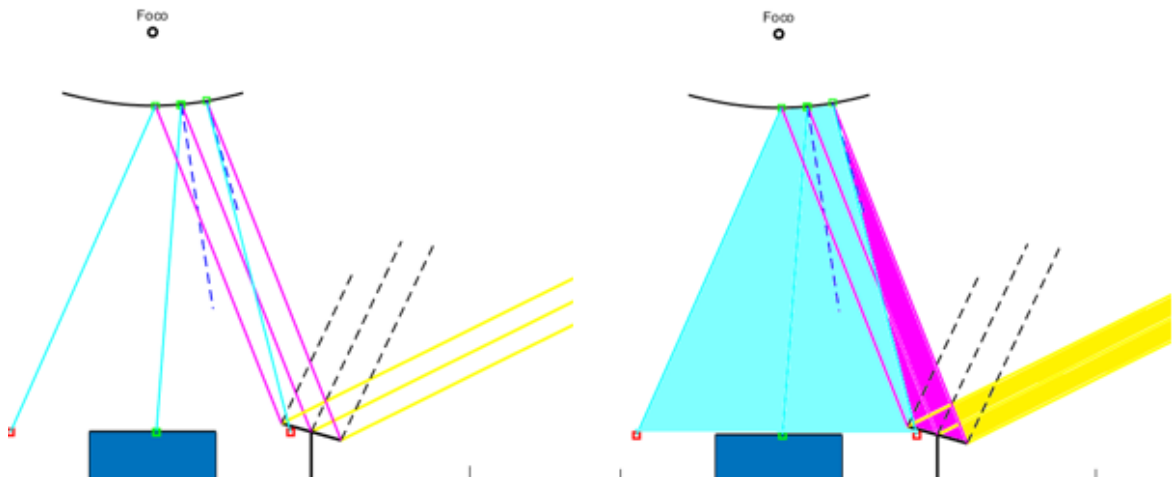


Ilustración 95:Reflexión completa en la posición 5. Fuente: Propia

Analizando un tercer caso, donde la radiación incide perpendicularmente al campo de heliostatos, el resultado obtenido de un proceso de reflexión completo para un heliostato sería como el que se muestre en la imagen (96).

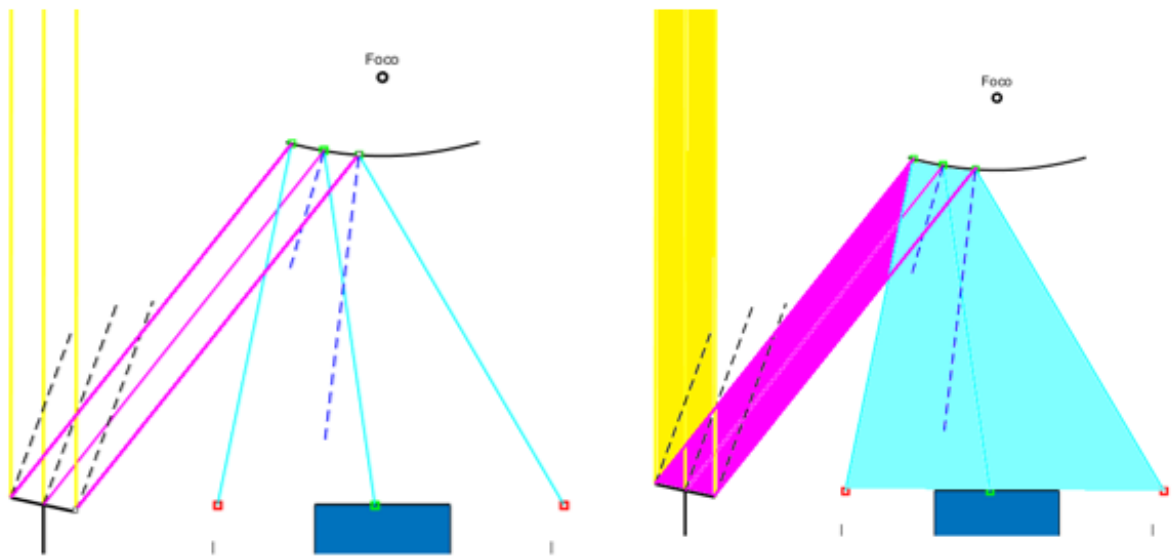


Ilustración 96:Reflexión solar a las 12:00:00 en posición (-10). Fuente: Propia

CAPÍTULO 5. RESULTADOS

5.1. RESULTADOS

Como se comentó en el primer capítulo, a parte de la simulación de la central termosolar Beam-Down usando Matlab, otro de los objetivos era poder calcular el flujo de calor (Q_{th}) total que podía generar la planta con una geometría específica. Para obtener este valor, hay que aplicar la ecuación (1):

$$Q_{th} = \eta_{opt1} \cdot \eta_{opt2} \cdot DNI \cdot A_{heliostatos} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde los rendimientos ópticos se han obtenido al conocer los rayos que va a reflejar cada heliostato usando la simulación de Matlab y posteriormente sacando un promedio diario empleando Excel. La radiación normal directa incidente (DNI) es un valor conocido y el área de los heliostatos se obtiene calculándolo.

5.1.1 CÁLCULOS

En primer lugar se va a determinar el área de los heliostatos. Como en la simulación 3D, para simplificarla, se han tomado heliostatos rectangulares (cuadrados) en vez de los circulares como en la central de Miyazaki, el área va a ser:

- Área de cada heliostato:

$$A_{heliostato} = ancho \cdot profundidad = 2.75 \cdot 2.75 = 7.56m^2 \quad (\text{Ecuación 17})$$

Valor que resulta muy similar al de la superficie de reflexión de cada heliostato circular de la central de Miyazaki, como se puede observar a continuación. Luego la simplificación se puede dar por válida para estos cálculos.

$$A_{heliostato} = \pi \cdot r^2 \cdot 10 = \pi \cdot 0.5^2 \cdot 10 = 7.85m^2 \quad (\text{Ecuación 18})$$

- Como la planta cuenta con un total de 88 heliostatos.

$$A_{heliostatos} = 88 \text{ heliostatos} \cdot 7.56m^2 = 665.28m^2$$

El valor de la radiación normal directa incidente (DNI) oscila entre 850 y 1000 $\frac{W}{m^2}$. Para estos cálculos se va a tomar el valor más frecuente, es decir:

$$DNI = 1000 \frac{W}{m^2}$$

Para sacar el rendimiento de ambas reflexiones se va a tomar un valor promedio obtenido de analizar con Matlab el funcionamiento de varios heliostatos a lo largo de un día solar completo, extrapolándolo posteriormente al conjunto completo del campo de heliostatos y uniformemente para todas las horas.

Los valores de rendimiento obtenidos para la primera reflexión, es decir, la que se produce entre el heliostato y el reflector secundario (hipérbola), se pueden observar en la siguiente tabla (2) y su representación gráfica correspondiente.

Hora solar	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
Pos. (-10)	0.6790205	0.72256176	0.74912473	0.73071398	0.3	0.73360871
Pos. (-5)	0.60256003	0.6554298	0.69693357	0.72662053	0.7390317	0.3
Pos. (5)	0.44391906	0.51846699	0.58376684	0.64014443	0.68473994	0.71780136
Pos. (10)	0.38849901	0.48213762	0.56764831	0.64355327	0.70851463	0.76136348
Promedio/hora	0.52849965	0.59464904	0.64936836	0.68525805	0.60807157	0.62819339
Promedio total	0.61681524	0.61681524	0.61681524	0.61681524	0.61681524	0.61681524

	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
	0.748629642	0.71424024	0.66787518	0.61014165	0.5418734	0.46427352	0.37888023
	0.740362226	0.71952456	0.68638377	0.64168121	0.58516827	0.51971166	0.44498476
	0.738589121	0.3	0.73726179	0.72488034	0.69526447	0.6538601	0.60111695
	0.751867335	0.7282297	0.3	0.7204202	0.735473	0.58465817	0.56288095
	0.744862081	0.61549863	0.59788018	0.67428085	0.63944479	0.55562586	0.49696572
	0.616815244	0.61681524	0.61681524	0.61681524	0.61681524	0.61681524	0.61681524

Tabla 2: Rendimientos primera reflexión rayos solares

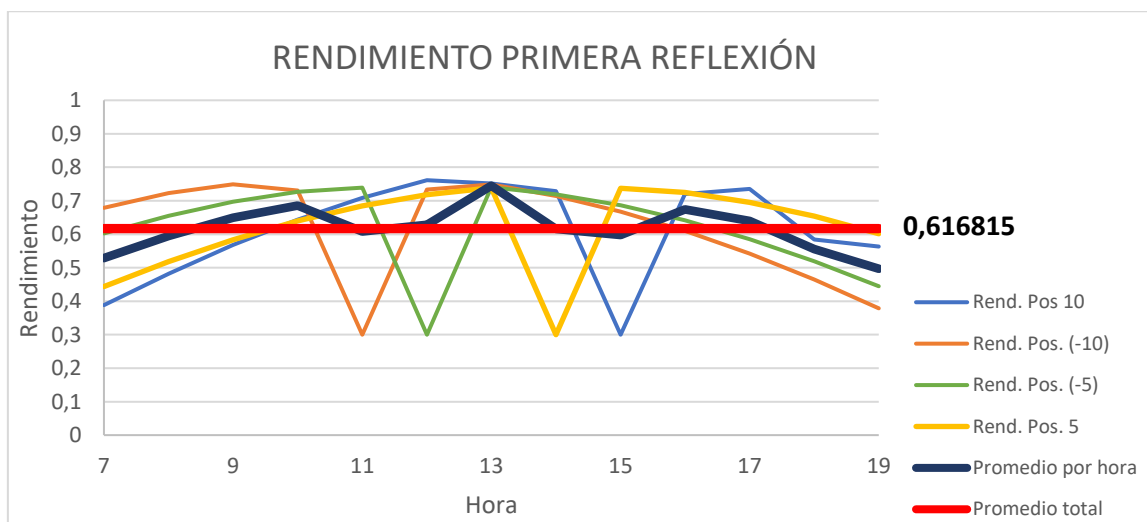


Gráfico 1: Rendimiento primera reflexión por hora

Como se puede ver en el gráfico, durante las horas de mayor radiación solar (intervalo horario entre las 10:30 y las 16:30 horas) el rendimiento es mayor, sin embargo, cuando la radiación es menor (horas iniciales y finales de luz solar), el rendimiento también lo es. Los picos que se observan de rendimiento mínimo se corresponden al instante en el que la hipérbola hace sombra sobre los heliostatos analizados, se ve como esta sombra va avanzando desde la posición -10 uniformemente hasta la posición 10. Por lo tanto, el valor promedio del rendimiento y el que se va a usar para los cálculos es el siguiente.

$$\eta_{opt1} = 0.616815$$

La obtención del rendimiento de la segunda reflexión (con origen en el reflector secundario y dirigida hacia el receptor) se realiza de la misma forma que para la primera reflexión. Los valores obtenidos se muestran en la tabla (3) y gráfica (2) siguientes.

Hora solar	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
Pos. (-10)	0.42036439	0.42080138	0.42228625	0.42406673	0.3	0.51225
Pos. (-5)	0.42475505	0.43264587	0.43770915	0.44110174	0.44285937	0.3
Pos. (5)	0.37652765	0.40019362	0.41761869	0.43067294	0.4428126	0.47289658
Pos. (10)	0.42036439	0.42080138	0.42228625	0.42406673	0.45644994	0.49049495
Promedio/hora	0.41050287	0.41861056	0.42497508	0.42997703	0.41053048	0.44391038
Promedio total	0.4298844	0.4298844	0.4298844	0.4298844	0.4298844	0.4298844

13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
0.498	0.4755	0.4445	0.406	0.3605	0.309	0.25225
0.44236896	0.44031014	0.43666551	0.43063083	0.42171177	0.40900901	0.39009569
0.496991606	0.3	0.50128755	0.48092038	0.44733151	0.43375717	0.42177707
0.516126049	0.53287659	0.3	0.53867525	0.52761663	0.50746693	0.47859477
0.488371654	0.43717168	0.42061327	0.46405662	0.43928998	0.41480828	0.38567938
0.429884405	0.4298844	0.4298844	0.4298844	0.4298844	0.4298844	0.4298844

Tabla 3: Rendimientos segunda reflexión rayos solares

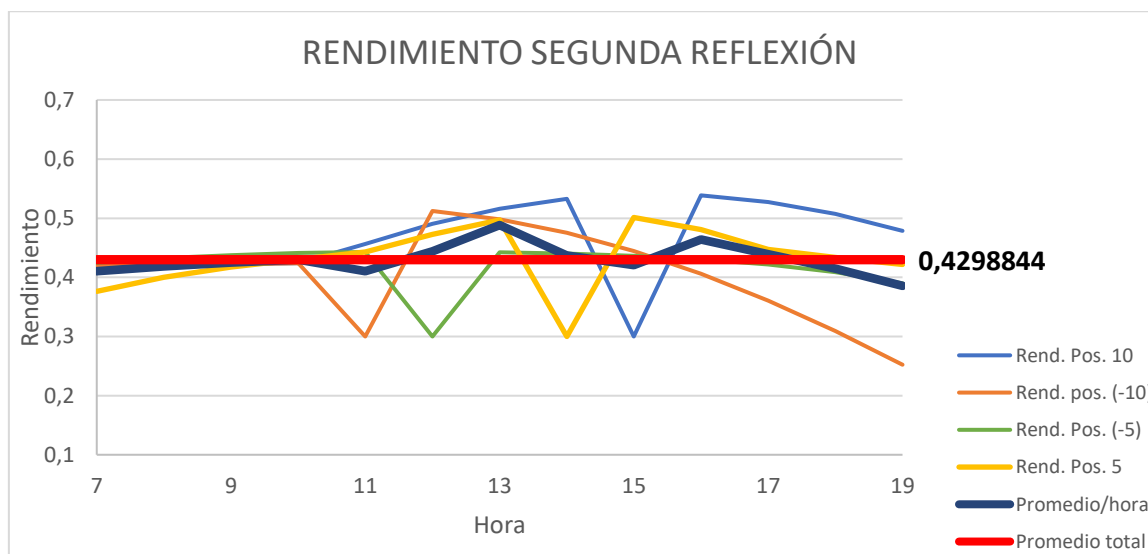


Gráfico 2: Rendimiento segunda reflexión por hora

En esta gráfica se puede observar un comportamiento similar al de la primera reflexión (aunque la escala es diferente, aquí los límites del rendimiento van de 0.1 a 0.7 para una mejor visualización). Igualmente los valores máximos de rendimiento van asociados a las horas de mayor radiación y los mínimos a las de menor. De igual forma, se observan picos mínimos que están ligados a la sombra producida sobre los heliostatos. Por lo tanto, el rendimiento óptico de la segunda reflexión tiene un valor de:

$$\eta_{opt2} = 0.4298844$$

Conocidas todas las incógnitas de la ecuación (1), el calor (Q_{th}) total que recibe el receptor tras las reflexiones de los heliostatos es de:

$$Q_{th} = 0.616815 \cdot 0.4298844 \cdot 1000 \frac{W}{m^2} \cdot 665.28m^2$$

$$Q_{th} = 176.41KW$$

Finalmente, el flujo de calor (\dot{Q}_{th}) que va a recibir el receptor va a depender del tamaño de este, por lo tanto teniendo en cuenta las dimensiones empleadas, el flujo de calor que va a recibir es de:

$$Area_{receptor} = ancho_{receptor} \cdot profundidad_{receptor} = 2 \cdot 2 = 4 m^2$$

$$\dot{Q}_{th} = \frac{Q_{th}}{Area_{receptor}} = \frac{176.41 KW}{4 m^2} \quad (Ecuación 19)$$

$$\dot{Q}_{th} = 44.10 \frac{KW}{m^2}$$

5.1.2 OPTIMIZACIÓN

La optimización de esta central termosolar se podría conseguir de dos formas, la primera sería aumentando el tamaño del receptor y la segunda sería reduciendo el número de heliostatos.

En la primera opción, la ventana receptora de la radiación solar del lecho fluidizado va a tener un área mayor, lo que va a permitir captar mayor radiación procedente del reflector secundario. El efecto se ve en un aumento de aproximadamente el 5% del rendimiento de la segunda reflexión por metro cuadrado aumentado en la superficie del receptor. Luego el calor que se va a obtener de este modo es:

$$\eta_{opt2}^* = 0.451379$$

$$Area_{receptor} = ancho_{receptor} \cdot profundidad_{receptor} = 2.5 \cdot 2 = 5m^2$$

$$Q_{th} = 0.616815 \cdot 0.451379 \cdot 1000 \frac{W}{m^2} \cdot 665.28m^2$$

$$Q_{th} = 185.23 KW$$

Se puede observar que para el mismo tamaño de campo de heliostatos, si modificamos el receptor, colocando uno más grande, la cantidad de calor que va a recibir va a ser mayor. Sin embargo, si calculamos el flujo de calor como se ha realizado antes, se puede apreciar que el calor recibido por metro cuadrado es menor que lo que se recibía antes.

$$\dot{Q}_{th} = \frac{Q_{th}}{Area_{receptor}} = \frac{185.23 \text{ KW}}{5 \text{ m}^2}$$

$$\dot{Q}_{th} = 37.05 \frac{\text{KW}}{\text{m}^2}$$

Luego este método de optimización, sí que permite disponer de más calor a cada instante, útil para determinadas aplicaciones, pero realmente no optimiza la eficiencia de la planta, ya que el calor que se recibe por metro cuadrado de receptor es menor.

La segunda opción de optimización consiste en la eliminación de los heliostatos menos productivos, estos se van a encontrar en los extremos del campo y su eliminación supondrá un aumento de ambos rendimientos ópticos, ya que la radiación total perdida será menor. El aporte de radiación de estos heliostatos al receptor es mínimo, ya que en algunos casos ni el rayo central impacta con el reflector secundario.

Como se puede apreciar en la imagen (97), el rayo central de los heliostatos más alejados al receptor que se encuentran perfectamente orientados hacia el foco, pasan por un lado del reflector secundario, por lo que no se produce la segunda reflexión perdiéndose toda esa radiación. Los cuadrados rojos de la imagen muestran los rayos que no impactan con la hipérbola y en consecuencia no son reflejados, los verdes representan los que sí que impactan con esta y se reflejan por segunda vez.

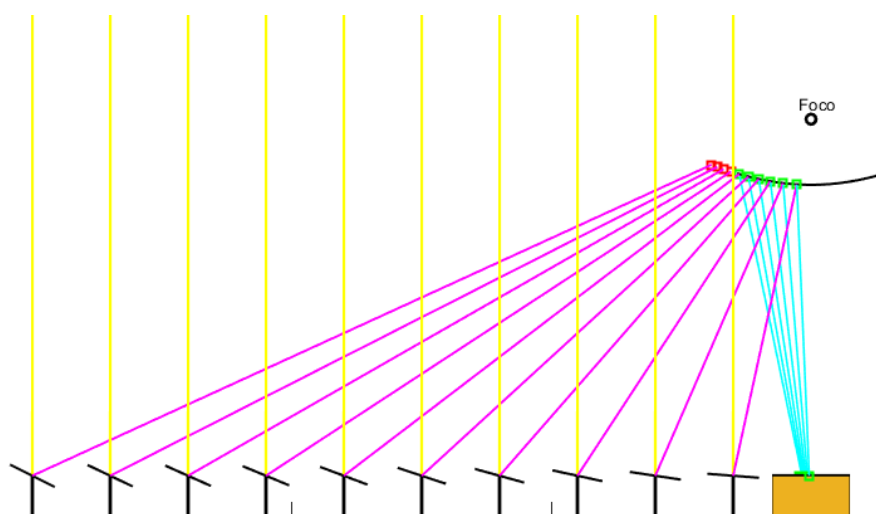


Ilustración 97: Representación rayos no recibidos en reflector secundario. Fuente: Propia

Por lo tanto, si se eliminan los heliostatos cuyos rayos centrales no se reflejan en la hipérbola, el resultado es el que se muestra en la ilustración (98) de la página siguiente. Ya no aparecen cuadrados rojos, por lo que todos los rayos son perfectamente reflejados por la hipérbola.

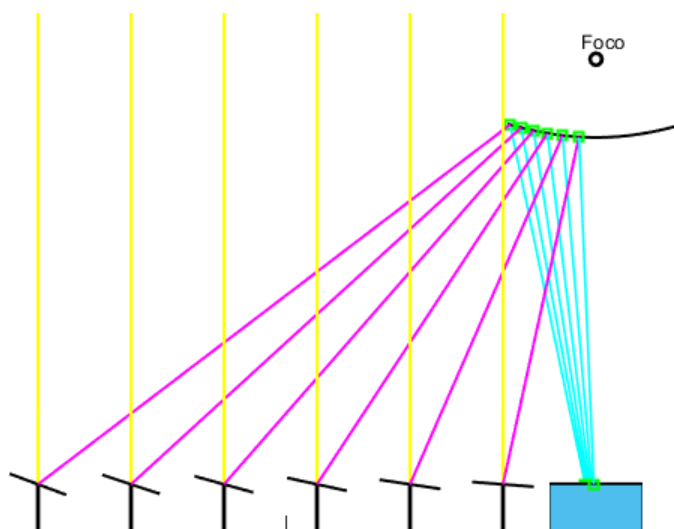


Ilustración 98: Configuración Beam-Down con máximo rendimiento. Fuente: Propia

Si se recalcula el calor total recibido por el receptor con los nuevos parámetros de rendimientos y de áreas tras la reducción del número de heliostatos totales del campo, el resultado va a ser el siguiente.

$$A_{\text{heliostatos}} = 68 \text{ heliostatos} \cdot 7.56 \text{ m}^2 = 514.08 \text{ m}^2$$

$$\eta_{\text{opt1}} = 0.68$$

$$\eta_{\text{opt2}} = 0.49$$

$$Q_{\text{th}} = 0.68 \cdot 0.49 \cdot 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 514.08 \text{ m}^2$$

$Q_{\text{th}} = 171.29 \text{ KW}$

El calor recibido es aproximadamente 5KW inferior al del campo de diseño, utilizando el mismo receptor, esto se debe a que como se ha comentado se han reducido las superficies reflectantes, luego la radiación reconducida es evidentemente menor. No obstante, esta diferencia se puede considerar inapreciable por tratarse de una diferencia de dos órdenes de magnitud menor. Además, siendo el calor recibido prácticamente el mismo, se han eliminado 20 heliostatos, lo que supone una disminución notable en la inversión inicial necesaria para la construcción de esta planta termosolar. Luego esta opción sí que se puede considerar válida para la optimización de la central.

5.2. VALIDACIÓN CAMPO HELIOSTATOS CON SOLTRACE

El último paso que se va a realizar es validar el campo de heliostatos con el programa SolTrace, el cual a partir de la definición de los rayos solares y de la geometría del campo, va a representar el funcionamiento de la planta y el flujo de calor que impacta en cada componente por zonas.

El primer paso, como se ha comentado, es la definición de los rayos solares, para ello hay que ubicar la central termosolar. Esta central se encuentra en Miyazaki, consultando la página web de "PVgis – Solar radiation", en el apartado de África-Asia, nos determina que esta planta se encuentra a una latitud de 31.831° y una longitud de 131.41°.

Posteriormente, se especifican las condiciones ópticas (por defecto) y la geometría de los heliostatos, reflector secundario y receptor, cuyos parámetros se obtienen de la simulación de Matlab realizada y usando la serie de Zernike (Anexo D). Con todo esto, el resultado que se muestra por pantalla es el que se puede ver en la ilustración (99) de la página siguiente.

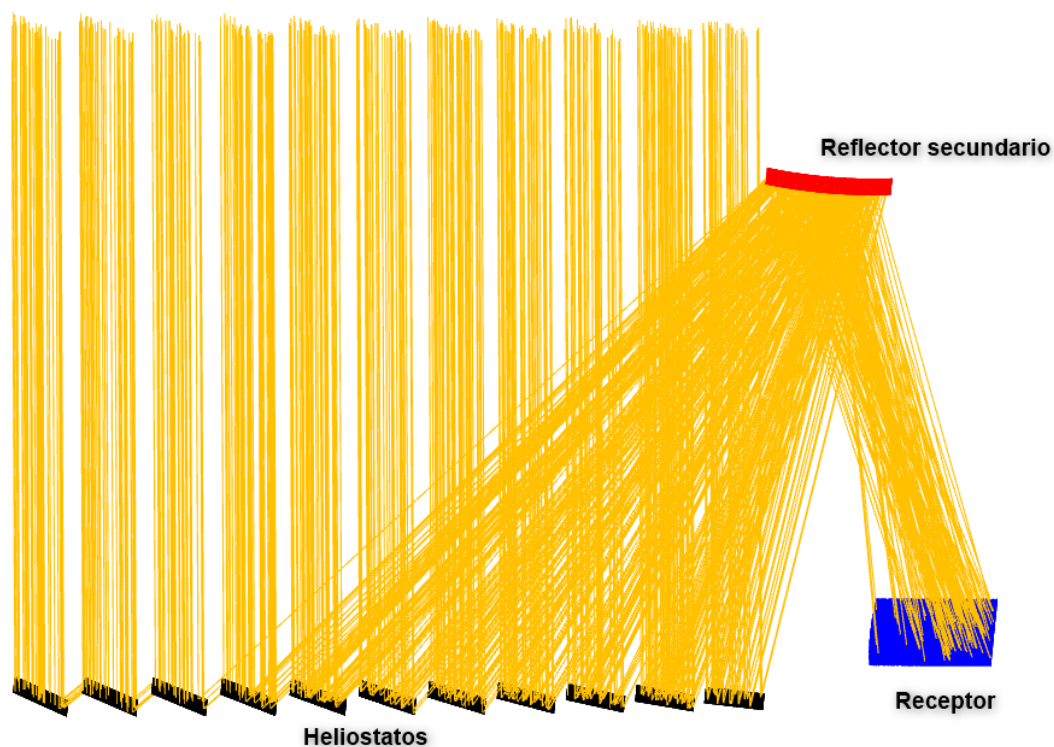


Ilustración 99: Sistema Beam-Down en SolTrace. Fuente: Propia

El programa calcula el número de rayos que inciden sobre cada superficie, luego con esto se pueden recalcular de nuevo los rendimientos ópticos de las reflexiones, comprobando así el resultado. Para recalcular estos rendimientos se aplicará la siguiente ecuación:

$$\eta_{opt} = \frac{\text{Rayos recibidos en B}}{\text{Rayos recibidos en A}} \quad (\text{Ecuación 20})$$

Siendo A el inicio de la reflexión y B el final de la reflexión.

N.º de reflexión	A	B
Reflexión 1	Heliostatos	Reflector secundario
Reflexión 2	Reflector secundario	Receptor

Tabla 4: Nomenclatura componentes reflexiones

Usando los datos que nos proporciona el programa también se puede calcular el rendimiento:

$$\eta_{opt} = \frac{Avg\ flux \cdot A_{receptor}}{N_{espejos} \cdot DNI \cdot A_{espejo}} \quad (\text{Ecuación 21})$$

Resolviendo cualquiera de las dos ecuaciones anteriores se obtienen los siguientes resultados:

$$\eta_{opt1} = \frac{1318307}{2.000.000} = 0.6591$$

$$\eta_{opt2} = \frac{543122}{1318307} = 0.412$$

Estos valores son similares a los que se obtuvieron en el apartado 5.1.1 con Matlab. Por lo que, ambos resultados se pueden considerar válidos ya que en los dos métodos, el rendimiento óptimo de la primera reflexión es mayor que el de la segunda, como era de esperar.

SolTrace también nos muestra el flujo de calor que reciben los componentes del campo, como se ha comentado previamente. Para este casos los resultados obtenidos de analizar la superficie de un heliostato y la del receptor son los siguientes.

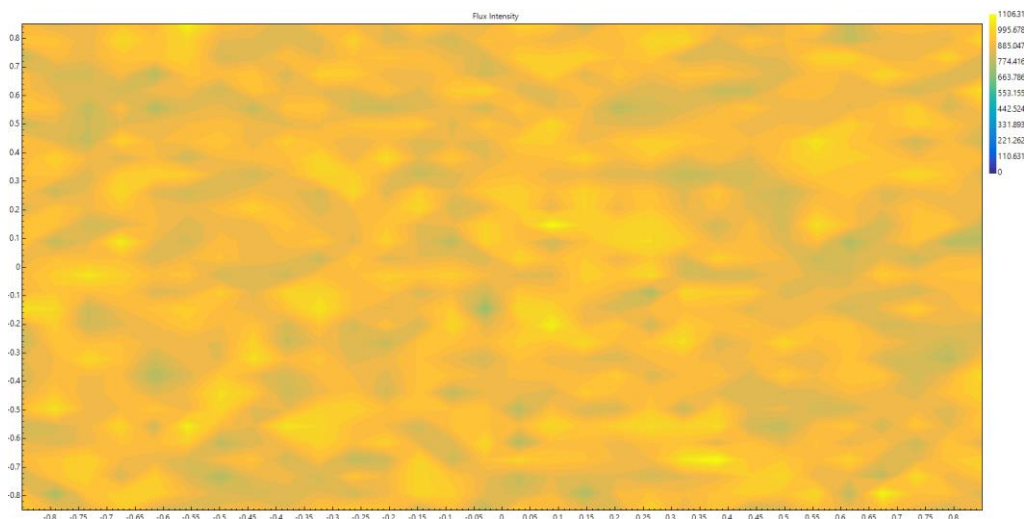


Ilustración 100: Flujo de calor en un heliostato con SolTrace. Fuente: Propia

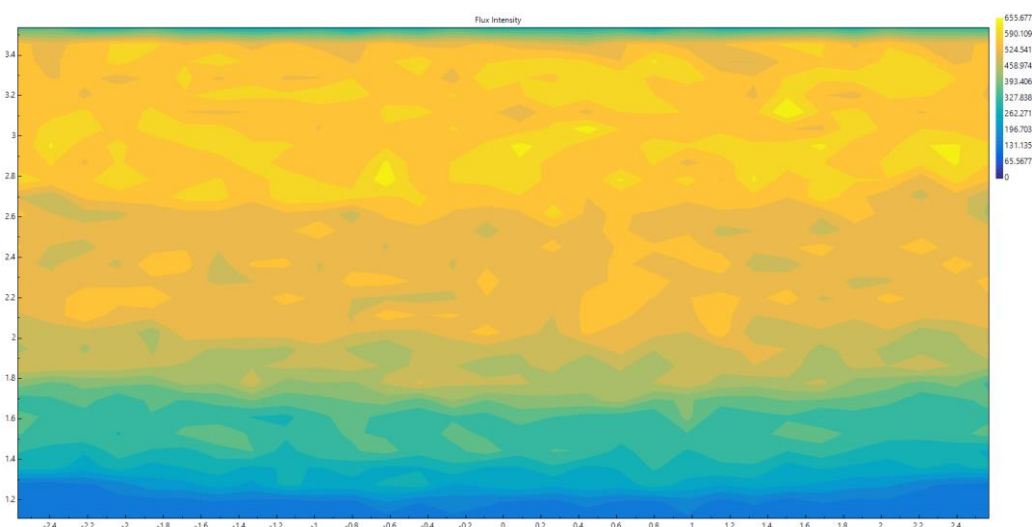


Ilustración 101: Flujo de calor en el receptor con SolTrace. Fuente: Propia

Se puede apreciar que en el heliostato, el flujo recibido se concentra más en puntos concretos que se corresponden con los diferentes rayos solares. Por el contrario, en la superficie del receptor, el flujo se encuentra más centrado en una zona concreta debido a la redirección de los rayos realizada por el reflector secundario. Que se concentre en una zona la mayoría de la radiación recibida por el receptor es positivo ya que ahí es donde se deberá ubicar la ventana de recepción de los lechos fluidizados.

5.3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Cabe destacar finalmente, que el mejor tipo de optimización propuesto era el de eliminar un número determinado de heliostatos, cuyo rendimiento sea muy bajo para así reducir la inversión inicial necesaria para la construcción de una central termosolar de estas características.

Al realizar la verificación de SolTrace se ha vuelto a demostrar que este tipo de optimización es recomendable. Observando la imagen siguiente, se pueden apreciar los rayos rojos que inician su trayectoria en los heliostatos del borde del campo. Estos representan los rayos solares que inciden en los heliostatos pero no llegan a su objetivo, en este caso es el reflector secundario.

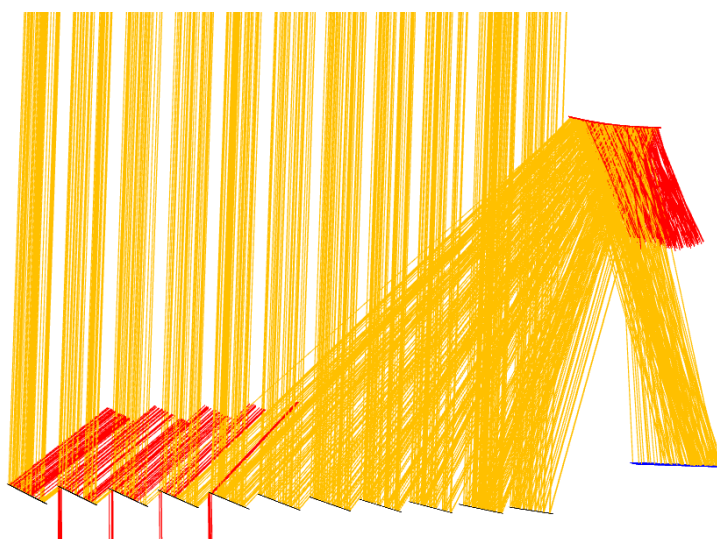


Ilustración 102: Representación en SolTrace de rayos desaprovechados. Fuente: Propia

En la parte inferior izquierda de la imagen (102) se puede apreciar el fenómeno de bloqueos entre heliostatos comentado en el apartado 3.4. El heliostato previo bloquea un rayo reflejado por el heliostato posterior y se redirige hacia el suelo. Los rayos rojos que aparecen en el reflector secundario representan los rayos que no llegan al receptor, es una cantidad bastante elevada ya que como se ha calculado con SolTrace casi más de la mitad de los rayos (un 57.93%) se pierden.

Finalmente, cabe destacar que lo de tomar una opción de optimización u otra va a depender del tipo de aplicación que vaya a tener el receptor, ya que como se ha comentado son varias opciones las que se barajan. Atendiendo a dicha aplicación, se considerará qué interesa más, realizar una mayor inversión con el número de heliostatos inicial y un receptor de mayor tamaño para así tener más calor, o reducir costes eliminando heliostatos y manteniendo el receptor normal recibiendo, en consecuencia, menos calor.

CAPÍTULO 6. COSTES Y PRESUPUESTO

6.1. COSTES Y PRESUPUESTO

En este capítulo se van a analizar todos los costes de los materiales y recursos empleados para la realización de este proyecto, de forma breve son los siguientes:

- Artículos científicos para introducción y documentación sobre el tema.
- Ordenador para usar con softwares de cálculo.
- Software MATLAB R2018a.
- Softwares de Office.
- Software SolTrace.
- Ingeniero.
- Doctor, como supervisor del ingeniero.

En la tabla [5] se muestran los costes de los diferentes materiales y su total, teniendo en cuenta que para calcular el coste final o coste imputable que supone, se ha aplicado la ecuación (22).

$$Coste_{imputable} = \frac{Precio\ Total}{Periodo\ de\ depreciación} \cdot Uso\ material \quad (Ecuación\ 22)$$

Materiales	Precio Unitario (€)	Precio Total (€)	Uso material (Meses)	Periodo de depreciación (Meses)	Coste imputable (€)
15 artículos científicos	11	165	5	24	34,37
Ordenador sobremesa	1000	1000	11	60	183,30
Matlab R2018a	0	0	11	48	0 *
Office 365	0	0	11	36	0 *
SolTrace	0	0	1	24	0
TOTAL ESTUDIANTE					217,67
*Para estudiantes de la UC3M estos softwares son gratuitos, sino:					
Matlab R2018a	800	800	11	48	183.3
Office 365	95	95	11	48	21.77
TOTAL NO ESTUDIANTE (N.E)					422,74

Tabla 5: Cálculo costes materiales

Una vez analizados los costes de los distintos materiales, se pasará a analizar, en la tabla [6], el coste de los recursos de personal empleados en el proyecto, de forma breve vamos a analizar las horas dedicadas por cada uno:

Ingeniero Junior:

De septiembre de 2017 a febrero de 2018:

- Análisis del estado del arte relacionado con el proyecto.
- Formaciones de MATLAB.

- Promedio horas semanales: 3 horas/semana
- Total horas periodo: 2 horas/semana x 16 semanas = 32 horas.

De febrero a junio de 2018:

- Primeros cálculos con MATLAB.
- Estructura proyecto e inicio redacción proyecto.
- Promedio horas semanales: 15 horas/semana.
- Total horas periodo: 15 horas/semana x 16 semanas = 240 horas.

De junio a septiembre de 2018:

- Obtención de resultados MATLAB.
- Redacción final memoria y conclusiones.
- Promedio horas semanales: 20 horas/semana.
- Total horas periodo: 20 horas/semana x 10 semanas = 200 horas.

Doctor:

- Tutorías + dudas vía email: 15 horas.
- Revisiones memoria + presentación: 10 horas.

Nombre y apellido	Categoría	Horas dedicadas (h)	Coste por hora (€/h)	Coste total (€)
Rubén Martín Blasco	Ingeniero junior	472	12	5.664
Jesús Gómez Hernández	Doctor	25	36	900
TOTAL				6.564

Tabla 6: Cálculo costes recursos personales

Si a todos estos costes se les suman los gastos generales (correspondientes al alquiler del lugar de trabajo, luz, agua...), el beneficio industrial fijado en el Artículo 131 del Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, y el impuesto sobre el valor añadido (IVA) general del 21%, el coste total final del proyecto (presupuesto) se puede observar en la tabla [7].

Concepto	Porcentaje	Coste total (€)
Coste material (N.E)	-	422,74
Coste personal	-	6.564
SUBTOTAL		6.986,74
Gastos generales	13%	908,28
SUBTOTAL		7.895,02
Beneficio Industrial	6%	473,70
SUBTOTAL		8.368,72
IVA	21%	1.757,43
TOTAL		10.126,15

Tabla 7: Coste total final [26, p.78]

CAPÍTULO 7. MARCO LEGAL

7.1. NORMATIVA

Como este proyecto está centrado en un sistema que se encuentra aún en un proceso de investigación y desarrollo, no tiene una gran cantidad de normas que se le apliquen exclusivamente a él. Por lo que, en primer lugar, interesa buscar posibles patentes que le afecten. Sin entrar en gran profundidad se han encontrado dos que patentan lo fundamental de este sistema. Estas patentes son estadounidenses, denominadas US20110197584A1 la que registra exclusivamente la torre Beam-Down [53] y la US20120186251A1, que patenta todo el sistema Beam-Down al completo [54].

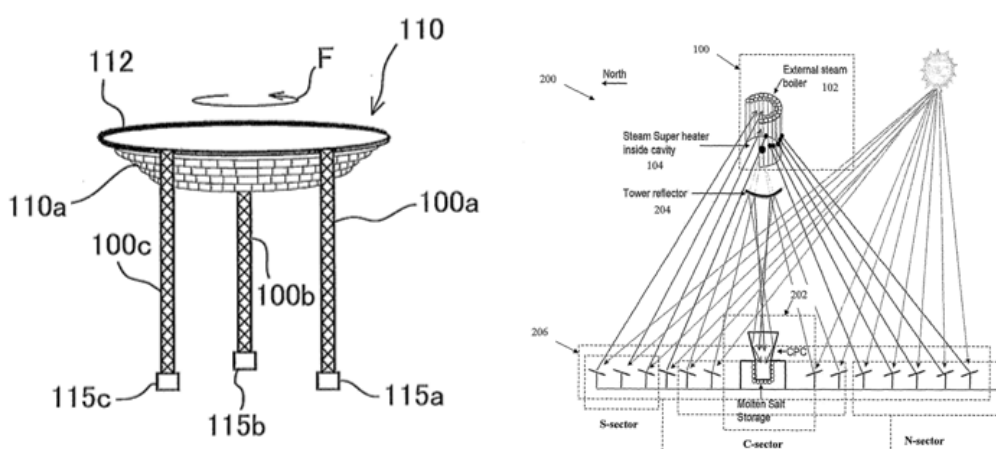


Ilustración 103: Patentes US20110197584A1 (izq.) y US20120186251A1 (dcha.) [53 y 54]

Esta central termosolar al estar ubicada en Japón, deberá cumplir con la normativa existente allí. No obstante, a nivel europeo también se están realizando algunos estudios como el “Proyecto italiano para la CSP y arena” (proyecto que investiga el empleo de arena como medio de transferencia y almacenamiento térmico en vez aceite diatérmico cuyo precio es más elevado). Hay que destacar, que si la aplicación de este sistema fuese la de generación de energía empleando un receptor de gran tamaño, deberá formar parte de la nueva directiva europea, en la que se recoge que el 32% de la energía generada en Europa debe tener origen en fuentes renovables.

Finalmente se pueden mencionar algunas normas de obligado cumplimiento si se construyese en España (normas UNE). Como se ha comentado antes, no hay normas específicas para el sistema por encontrarse en fase de desarrollo pero sí que se pueden aplicar algunas genéricas como puede ser la UNE-EN 61725:1998 sobre la expresión analítica para los perfiles solares diarios y la UNE-EN ISO 9488:2001 sobre energía solar (vocabulario, ISO 9488:1999).

7.2. IMPACTO SOCIO-ECONÓMICO

Atendiendo en primer lugar al impacto medioambiental que puede suponer la construcción de un sistema Beam-Down, al igual que cualquier central termosolar, es su importante impacto visual que provoca así como la alteración de la fauna y del entorno en el que se ubique. Aparte de estos, provocará algunos efectos secundarios debido a las altas temperaturas que se puedan alcanzar. Todos estos impactos estarán regulados por las normas ISO 14000, las cuales son las encargadas de la gestión ambiental en general.

Por el contrario, este sistema como se ha comentado puede tener grandes aplicaciones en función del tipo de receptor que se emplee, algunas como la de generar hidrógeno directamente en un lecho fluidizado a partir de la radiación solar recibida, esta llamada a tener un importante impacto económico y social en el futuro. Este impacto se debería a la necesidad de emplear un tipo diferente de combustible (de cero emisiones) causado principalmente por el agotamiento de los combustibles fósiles o por su prohibición debido a la alta contaminación. Otras aplicaciones también pueden tener un gran impacto económico-social, y esto se ve reflejado en la cantidad de estudios e inversiones que se están realizando en los sistemas Beam-Down.

CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES DEL PROYECTO

8.1. CONCLUSIONES

Tras realizar este estudio del reflector secundario en un sistema Beam-Down, se pueden sacar las conclusiones que se detallan a continuación.

En primer lugar hay que destacar que, las centrales solares con reflector secundario Beam-Down son útiles cuando se requiere emplear receptores de grandes dimensiones o muy pesados para una aplicación concreta en dicho receptor. Ya que la gran ventaja de esta doble reflexión es la posibilidad de ubicar el receptor a nivel de suelo, y no tener que mantenerlo a una altura elevada. Para finalidades en las que se pueda usar un receptor cualquiera, no interesa emplear este sistema, ya que como se ha obtenido en los resultados, al producirse una segunda reflexión se originan grandes pérdidas de radiación, ya que su rendimiento óptico oscila entre 0.4 y 0.6.

Atendiendo a la simulación realiza de la central solar con Matlab, hay que mencionar que partiendo de un modelo sencillo en dos dimensiones con un único heliostato, se ha podido entender todo el funcionamiento, pudiendo así llegar al objetivo de simular todo el campo en tres dimensiones. La utilización de Matlab ha sido clave para poder representarlo todo a partir de sus ecuaciones y variables de una forma automática, y realizando operaciones complejas como son la de encontrar las diferentes intersecciones, en las que los rayos cambian de dirección.

Sobre los resultados hay que destacar que si se aumenta la superficie del receptor, este va a recibir más cantidad de calor, luego puede ser beneficioso para algunas aplicaciones. Sin embargo, este aumento de superficie supone un incremento de coste del receptor y además el flujo de calor por metro cuadrado disminuye. También se ha demostrado, que si se eliminan los heliostatos menos productivos se disminuye muy poco el calor total que recibe el receptor, pero supone una disminución importante de la inversión inicial necesaria.

Con SolTrace se ha verificado el campo de heliostatos y se ha llegado a la conclusión de que la simulación es válida para hacer estimaciones sobre qué conviene más o menos para optimizar el campo. Sin embargo, los valores numéricos obtenidos con ella no se deben tomar como cálculos exactos, ya que no se están teniendo en cuenta algunos aspectos como la apertura solar y los errores ópticos de la superficie de los heliostatos, que SolTrace sí que tiene en cuenta y por eso salen rendimientos con pequeñas variaciones. Luego, la simulación resulta muy útil para ver que sale mayor y que menor, pero los valores exactos que se muestran, no representan los valores que se obtendrían experimentalmente en la realidad.

Por lo tanto, este proyecto de investigación resulta muy útil para entender los diferentes funcionamientos de este sistema Beam-Down y simular como afectarían en la productividad final, diferentes cambios que se pueden introducir. Este estudio sirve de base para posteriores investigaciones que se lleven a cabo sobre este sistema, además de base para posibles nuevas simulaciones y mejoras a las realizadas aquí.

8.2. TRABAJOS FUTUROS

Como se ha visto, el sistema Beam-Down puede tener numerosas aplicaciones en función del receptor que se emplee. Para estudios posteriores, se recomienda analizar cómo se puede adaptar este sistema a dos grandes industrias, como son la minera y la cementera.

Estas industrias parten del carbonato de calcio ($CaCO_3$) para conseguir óxido de calcio (CaO). Para llevar a cabo esta reacción precisan de una gran cantidad de energía (Δh) proporcionada por una cámara. Resultaría interesante el diseño futuro de un receptor capaz de recibir la radiación solar procedente de un sistema Beam-Down y transformarla en energía útil para llevarla a cabo de una forma más sostenible y limpia.

También en este proyecto se ha realizado una pequeña introducción sobre el concepto de centrales termosolares híbridas, sistema que a medio plazo resulta interesante y efectivo, por lo que una buena idea sería profundizar en este sistema en busca de posibles mejoras para un desarrollo efectivo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] L. Vázquez, «¿Cómo se descubrió la electricidad?,» Vix, 13 Noviembre 2010. [En línea]. Available: <https://www.vix.com/es/btg/curiosidades/2010/11/13/%C2%BFcomo-se-descubrio-la-electricidad>. [Último acceso: 20 Agosto 2018].
- [2] A. Tecnología, «Descubrimiento de la electricidad,» AreaTecnología, 4 Julio 2018. [En línea]. Available: <http://www.areatecnologia.com/electricidad/descubrimiento-de-la-electricidad.html>. [Último acceso: 20 Agosto 2018].
- [3] R. e. d. España, «Estadística diaria del sistema eléctrico español peninsular,» ree, 24 Marzo 2018. [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/balance-diario/peninsula/2018/03/24>. [Último acceso: 20 Agosto 2018].
- [4] R. e. d. España, «Estadísticas del Sistema Eléctrico,» ree, Febrero 2018. [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico/3015/3003>. [Último acceso: 20 Agosto 2018].
- [5] «Funcionamiento de la central solar,» ENERGÍA SOLAR, 21 Enero 2013. [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/energiasolar3b/funcionamiento-de-la-central-solar>. [Último acceso: 20 Agosto 2018].
- [6] Á. G. F. Díaz-Carralero, «Estudios físico-químicos y de corrosión a elevada temperatura para el diseño de nuevos fluidos almacenadores de energía en centrales solares de concentración,» Tesis doctoral, Universidad Complutense de Madrid, Madrid, España, 2013. [En línea]. Available: <https://eprints.ucm.es/22413/1/T34597.pdf>. [Último acceso: 21 Agosto 2018].
- [7] I. Aramendia, «Análisis fluido-dinámico de copa volumétrica para receptor central solar,» Proyectos y Diseños, 28 Septiembre 2014. [En línea]. Available: <http://inigoaramendia.blogspot.com/2014/10/analisis-fluido-dinamico-de-copa.html>. [Último acceso: 21 Agosto 2018].
- [8] T. Kodama, N. Gokon, K. Matsubara, K. Yoshida, S. Koikari, Y. Nagase y K. Nakamura, «Flux measurement of a new beam-down solar concentrating system in Miyazaki for demonstration of thermochemical water splitting,» *ScienceDirect*, 2013.
- [9] N. Gokon, T. Izawa, T. Abe y T. Kodama, «Steam gasification of coal cokes in an internally circulating fluidized bed of thermal storage material for solar thermochemical processes,» *International journal of hydrogen energy*, vol. 39, nº 21, 2014.
- [10] T. Kodama, N. Gokon, H. Seok cho, K. Matsubara, T. Etori, A. Takeuchi, S. Yokota y S. Ito, «Particles Fluidized Bed Receiver/Reactor with a Beam-Down Solar Concentrating Optics: 30-kWth Performance Test Using a Big Sun-Simulator,» *AIP Conference Proceedings*, vol. 1734, nº 1, 2016.

- [11 N. Gokon, R. Ono, T. Hatamachi, L. Liuyun, H.-J. Kim y T. Kodama, «CO₂ gasification of coal cokes using internally circulating fluidized bed reactor by concentrated Xe-light irradiation for solar gasification,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, nº 17, 2012.
- [12 N. Calvet, M. Martins, B. Grange, V. G. Perez, D. Belasri, M. T. Ali y P. R. Armstrong, «The Masdar Institute solar platform: A new research facility in the UAE for development of CSP components and thermal energy storage systems,» *AIP Conference Proceedings*, vol. 1734, nº 100003, 2016.
- [13 T. Kodama, N. Gokon, H. S. Cho, K. Matsubara, H. Kaneko, K. Senuma, S. Itoh y S.-n. Yokota, «Particles fluidized bed receiver/reactor tests with quartz sand particles using a 100-kWth beam-down solar concentrating system at Miyazaki,» *AIP Conference Proceedings*, vol. 1850, nº 1, pp. 100012-2, 2017.
- [14 A. K. Khelif, S. I.-. u.-H. Gilani, H. H. Al-Kayiem y B. H. Ali, «OPTICAL ANALYSIS OF VARIOUS REFLECTORS APPLIED IN SOLAR BEAM DOWN TOWER,» *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 11, nº 24, p. 14311, 2016.
- [15 «Energía Solar,» 19 Abril 2017. [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [16 «El mercado mundial de la energía solar,» Refricentro Colombia, 21 Noviembre 2017. [En línea]. Available: <http://www.refricentrocolombia.com/mercado-mundial-la-energia-solar/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [17 P. A. Rodríguez Aumente y C. S. Vereda Ortiz, «Instalaciones de Energías Renovables,» de *Apuntes de clase*, Escuela Politécnica Superior. Universidad Carlos III de Madrid. , 2015-2016.
- [18 J. F. Feldhoff, «Linear Fresnel Collectors,» *SFERA Summer School*, 2012.
- [19 «Termosolares,» Opex energy, 11 Octubre 2009. [En línea]. Available: http://opex-energy.com/termosolares/funcionamiento_termosolar.html. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [20 F. C. Martínez, «Diseño mecánico de un heliostato modular,» Tesis de Grado, León, Guanajuato, México, 2018.
- [21 «Central solar térmica,» Energía solar, 22 Junio 2017. [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/central-solar-termica>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [22 A. Zurita, «Marruecos instala la planta solar más grande del mundo,» Nueva mujer, 22 Febrero 2016. [En línea]. Available: <https://www.nuevamujer.com/bienestar/2016/02/22/marruecos-instala-la-planta-solar-mas-grande-del-mundo.html>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [23 «Plantas de receptor solar,» Centrales termosolares, 17 Septiembre 2011. [En línea]. Available: <http://www.centrales termosolares.com/centrales-receptor-torre>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].

- [24 «Centrales fototérmicas,» 25 Febrero 2012. [En línea]. Available: http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1088/html/31_centrales_fototermicas.html. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [25 J. J. Pérez, «Energías renovables. Energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables,» Mindmeister, 2 Junio 2016. [En línea]. Available: <https://www.mindmeister.com/es/598928138/energ-as-renovables-energ-a-que-se-obtiene-de-fuentes-naturales-virtualmente-inagotables>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [26 D. Gómez González, «Estudio de la distribución de energía en un campo Fresnel-Beam-Down,» Trabajo fin de grado, Escuela politécnica superior. Universidad Carlos III de Madrid., 2018.
- [27 A. Gómez Cristóbal, «DISEÑO DEL CAMPO DE HELIOSTATOS PARA TORRES SOLARES DE RECEPTOR CENTRAL,» Proyecto fin de carrera, Escuela politécnica superior. Universidad Carlos III de Madrid., 2011.
- [28 «Energía solar termoeléctrica,» Solarweb.net, 12 Septiembre 2011. [En línea]. Available: <https://www.solarweb.net/termosolar.php>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [29 «Tecnología cilíndrico parabólico,» Themorningstarg2, Marzo 2012. [En línea]. Available: <https://themorningstarg2.wordpress.com/2012/03/16/tecnologia-cilindro-parabolico/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [30 «Planta solar termoeléctrica de 50MW con colectores cilindrico parabólicos en sonora,» eNGineering, 24 Mayo 2011. [En línea]. Available: <http://renewablengineering.blogspot.com/2011/05/planta-solar-termoelectrica-de-50-mw.html>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [31 Reve, «Puerto Errado 2: inaugurada la termosolar con tecnología Fresnel más grande del mundo,» 5 Octubre 2012. [En línea]. Available: <https://www.evwind.com/2012/10/05/puerto-errado-2-inaugurada-la-termosolar-con-tecnologia-fresnel-mas-grande-del-mundo/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [32 «Energía solar térmica de alta temperatura,» 19 Enero 2013. [En línea]. Available: <https://xafbcn.wordpress.com/tag/solucar/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [33 «Motor Stirling,» 29 Marzo 2016. [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/definiciones/motor-stirling.html>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [34 «Energía solar de alta temperatura,» Energía solar, 21 Mayo 2015. [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/alta-temperatura>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [35 Grupo SENER, «Torres solares tipo Beam-Down,» 1 Julio 2010. [En línea]. Available: https://es.slideshare.net/slides_eoi/beam-down-solar-towers-torres-solares-tipo-beamdown. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [36 E. Sheu, E. Mokheimer y A. F. Ghoniem, «A review of solar methane reforming systems,» *International journal of hydrogen energy*, vol. 40, nº 38, pp. 12929-12955, 2015.

- [37 Z. Othman, «Beam-Down Solar Collector,» [En línea]. Available:
] <https://www.pinterest.es/pin/66498531976649054/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [38 «Paneles solares fotovoltaicos, beneficios para el medio ambiente,» Bio energéticos, 10
] Marzo 2017. [En línea]. Available: <https://www.bioenergeticos.es/energias-renovables/energia-solar/paneles-solares-fotovoltaicos-beneficios-medio-ambiente/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [39 «Casa térmica fotovoltaica,» Energreen, 1 Diciembre 2017. [En línea]. Available:
] <https://www.energreesolar.com/wp/que-es-la-energia-solar/casa-termica-fotovoltaica/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [40 M. Ortiz De Zarate Bautista, «DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE 10 MW CON
] RECEPTOR CENTRAL,» Trabajo fin de grado, Universidad de Cantabria, 2015.
- [41 «Reflexión y refracción de la luz,» Fisicalab, 8 Junio 2016. [En línea]. Available:
] <https://www.fisicalab.com/apartado/reflexion-refraccion-luz#contenidos>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [42 R. Cáceres, «Ciclo de potencia Rankine,» udp Escuela de ingeniería industrial, 29 Octubre
] 2014. [En línea]. Available: <https://slideplayer.es/slide/4045284/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [43 «Ciclo Rankine,» 25 Diciembre 2008. [En línea]. Available:
] <http://www.juntadeandalucia.es/averroes/centros-tic/21700290/helvia/aula/archivos/repositorio/0/44/html/rankine.html>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [44 J. Dufour, «Centrales termosolares híbridas de Ciclo Combinado,» Madrid Blogs, 26 Abril
] 2011. [En línea]. Available:
<http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2011/04/26/131177>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [45 F. J. Becerro González, P. Frías Marín y A. Junquera Delgado, «Integración de plantas
] termosolares en ciclos combinados. Hibridación de fuentes renovables y fósiles en la generación eléctrica,» pp. 27-32, 2013.
- [46 «Heliostatos,» Solarreserve, 5 Febrero 2016. [En línea]. Available:
] <https://www.solarreserve.com/es/tecnologia/controles-de-los-heliostatos-y-colectores-de-campo/gallery/image017.jpg/view>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [47 J. A. Roca, «Las 10 plantas termosolares más grandes del mundo: EEUU y España se
] reparten el 90% del pastel,» El periodico de la energía, 13 Junio 2016. [En línea]. Available:
<https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-plantas-termosolares-mas-grandes-del-mundo-eeuu-y-espana-se-reparten-el-90-del-pastel/>. [Último acceso: 22 Agosto 2018].
- [48 A. Segal y M. Epstein, «THE OPTICS OF THE SOLAR TOWER REFLECTOR,» *Pergamon*, vol. 69,
] nº 1-6, pp. 229-241, 2000.
- [49 J. Romero González, «Eficiencia óptica de un receptor de tipo Fresnel,» Proyecto fin de

-] carrera, Universidad Carlos III de Madrid. Leganés., 2012.
- [50 «Ecuación de la hipérbola,» Fisicalab, 5 Abril 2016. [En línea]. Available:
] <https://www.fisicalab.com/apartado/ecuacion-hiperbola-general#contenidos>. [Último acceso: 24 Agosto 2018].
- [51 «Ángulo que forman dos rectas,» Vitutor, 18 Septiembre 2017. [En línea]. Available:
] https://www.vitutor.com/geo/rec/d_9.html. [Último acceso: 24 Agosto 2018].
- [52 «Hiperboloide,» Wikipedia, 1 Junio 2016. [En línea]. Available:
] <https://es.wikipedia.org/wiki/Hiperboloide>. [Último acceso: 24 Agosto 2018].
- [53 «Beam down system solar generation device-US20110197584A1,» 21 Diciembre 2007. [En
] línea]. Available: <https://patents.google.com/patent/US20110197584>. [Último acceso: 4 Septiembre 2018].
- [54 «Solar power plant-US20120186251A1,» 10 Septiembre 2009. [En línea]. Available:
] <https://patents.google.com/patent/US20120186251>. [Último acceso: 4 Septiembre 2018].

ANEXOS

ANEXO A:**Simulación 2D de un heliostato de una central termosolar con sistema Beam-Down:**

```

clc, clear

%VARIABLES %%SE PUEDEN MODIFICAR
%Dimensiones campo
long_izq=-25; %Distancia del centro al extremo izquierdo del campo
long_dcha=25; %Distancia del centro al extremo derecho del campo
altura_campo=25; %Valor para la representación gráfica
suelo_campo=-12;
%Posiciones del centro del espejo
altura_espejo=suelo_campo+2;
posicion_espejo=5;
ancho_espejo=2;
%Ángulos
angulo_sol=pi/2; %MODIFICAR EN FUNCIÓN DE LA HORA SOLAR
%Foco hiperbola
y_hiper=-suelo_campo;
x_hiper=0;

%Receptor
altura_receptor=suelo_campo+2; %%SE PUEDE MODIFICAR
ancho_receptor=4; %%SE PUEDE MODIFICAR

%Representación hipérbola
c_hiperbola=y_hiper; %Altura foco %SE PUEDE MODIFICAR
a_hiperbola=c_hiperbola-3; %Altura vertice foco %SE PUEDE
MODIFICAR
amplitud_hiper=2.85; %SE PUEDE MODIFICAR
e_hiperbola=c_hiperbola/a_hiperbola;
b_hiperbola=sqrt((c_hiperbola.^2)-(a_hiperbola.^2));
x_hiperbola=linspace(-amplitud_hiper,amplitud_hiper);

y_hiperbola=sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(x_hiperbola/b_hiperbola).^2));
plot(x_hiperbola,y_hiperbola,'k','linewidth',1.5)
hold on

%Rayo_sol_1
if angulo_sol>pi/2
    xsol=long_izq:posicion_espejo;
else
    xsol=posicion_espejo:long_dcha;
end
msol=tan(angulo_sol);
YG=altura_espejo;
XG=posicion_espejo;
nsol=YG-msol*XG;
ysol=msol*xsol+nsol;

%Sombra-Intersección rayo_1 con hipérbola
syms YY

```

```

[xc_2]=vpasolve(msol*yy+nsol==sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(yy/b_hiperbola).^2)));
    yc_2=sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(xc_2/b_hiperbola).^2));
    TF = isempty(xc_2);
    if xc_2>-amplitud_hiper & xc_2<amplitud_hiper
        plot(xc_2,yc_2,'r *')
        if angulo_sol>pi/2
            xsol=long_izq:0.1:xc_2;
        else
            xsol=xc_2:0.1:long_dcha;
        end
        ysol=msol*xsol+nsol;
        plot(xsol,ysol,'y','linewidth',2);
    else
        plot(xsol,ysol,'y','linewidth',2');
        hold on
    end

    %Características gráfica
    axis ([long_izq long_dcha suelo_campo altura_campo])
    xlabel('Posición espejos')
    ylabel('Altura')
    title('Reflexión en sistema Beam-Down - 1 Heliostato')
    text (x_hiper-0.5,y_hiper+0.75,'Foco')

%Representación foco hipérbola
    plot(x_hiper,y_hiper,'ko','linewidth',2);
    hold on

if TF==1 | xc_2<-amplitud_hiper | xc_2>amplitud_hiper
%Rayo_sol_2
    if posicion_espejo<0
        xsol_2=posicion_espejo:x_hiper;
    else
        xsol_2=x_hiper:posicion_espejo; %CAMBIA
    end
    nsol_2=y_hiper;
    msol_2=(YG-nsol_2)/XG;
    ysol_2=msol_2*xsol_2+nsol_2;
    %plot(xsol_2,ysol_2,'b');
    %hold on

%Normal del espejo:
if angulo_sol>pi/2
    alfa_1=180+atand(msol); %Angulo del rayo 1 con la normal
else
    alfa_1=atand(msol);
end
if posicion_espejo<0
    alfa_2=atand(msol_2); %Ángulo rayo 2 con normal
else
    alfa_2=180+atand(msol_2); %CAMBIA
end
alfa_3=alfa_2+(alfa_1-alfa_2)/2; %Ángulo de la normal del espejo
y2_normal=YG+(ancho_espejo/2)*sind(alfa_3);
ynormal=YG:0.0001:-0.1*y2_normal;
mnormal=tand(alfa_3);
nnormal=YG-mnormal*XG;
xnormal=(ynormal-nnormal)/mnormal;
plot(xnormal,ynormal,'k--','linewidth',1.2);

```



```

hold on

%Representación espejo
alfa_4=alfa_3-90;
mespejo=tand(alfa_4);
    x1_espejo=XG-(ancho_espejo/2)*cosd(alfa_4);
    x2_espejo=XG+(ancho_espejo/2)*cosd(alfa_4);
xespejo=x1_espejo:0.0001:x2_espejo;
nespejo=YG-mespejo*XG;
yespejo=mespejo*xespejo+nespejo;
plot(xespejo,yespejo,'k','linewidth',2);
hold on
%BASE
xbase=[posicion_espejo posicion_espejo];
ybase=[suelo_campo altura_espejo];
plot(xbase,ybase,'k','linewidth',2);
hold on

%Representación receptor
xreceptor=[-ancho_receptor/2 ancho_receptor/2];
yreceptor=[altura_receptor altura_receptor];
plot(xreceptor,yreceptor,'k','linewidth',2);
area(xreceptor,yreceptor,suelo_campo)
hold on

%Cálculo intersección rayo_2 con hipérbola
syms xx
[xc]=vpasolve(msol_2*xx+nsol_2==sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(xx/b_hiperbo
la).^2)));

yc=sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(xc/b_hiperbola).^2));
i_int = find(yc<y_hiper,1,'first');
x_int = xc(i_int);
y_int = yc(i_int);

plot(x_int,y_int,'g s','linewidth',2.5)

%Representación segundo rayo hasta intersección
x_reflex1 = [XG x_int];
y_reflex1 = [YG y_int];
plot(x_reflex1,y_reflex1,'m','linewidth',1.5)
m_reflex1=(y_int-YG)/(x_int-XG);

%Normal de la hipérbola por el punto de intersección
syms x
m_hiper(x)=diff(sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(x/b_hiperbola).^2)));
m_norm_hiper=-1./(m_hiper(x_int));
if posicion_espejo>0
    x_norm_hiper=x_int:x_int+1;
elseif posicion_espejo<0
    x_norm_hiper=x_int-1:x_int;
end
n_norm_hiper=y_int-m_norm_hiper*x_int;
y_norm_hiper=m_norm_hiper*x_norm_hiper+n_norm_hiper;
plot(x_norm_hiper,y_norm_hiper,'b--','linewidth',1.2)

%El angulo que forma el rayo_2 con la normal de la hipérbola será
igual al
%que forme el rayo_3 con la normal a la hipérbola.

```

```

%ángulo que forma el rayo_2 con la normal de la hipérbola:
alfa_5=atand(abs((m_norm_hiper-
m_reflex1)/(1+m_norm_hiper*m_reflex1)));
if posicion_espejo>0
m_reflex_2=(m_reflex1-tand(2*alfa_5))/(1+tand(2*alfa_5)*m_reflex1);
elseif posicion_espejo<0
m_reflex_2=(m_reflex1+tand(2*alfa_5))/(1-tand(2*alfa_5)*m_reflex1);
end
y_reflex_2=0:y_int;
n_reflex_2=y_int-m_reflex_2*x_int;
x_reflex_2=(y_reflex_2-n_reflex_2)/m_reflex_2;
%plot(x_reflex_2,y_reflex_2,'k')

%Comprobación (alfa_6 tiene que ser igual que alfa_5)
alfa_6=atand(abs((m_reflex_2-
m_norm_hiper)/(1+m_norm_hiper*m_reflex_2)));

%Intersección rayo_3 con receptor
syms xxx
[XC]=vpasolve(altura_receptor==m_reflex_2*xxx+n_reflex_2);
YC=m_reflex_2*XC+n_reflex_2;
if -ancho_receptor/2<XC && XC<ancho_receptor/2
plot(XC,YC,'g s','linewidth',2.5)
else
plot(XC,YC,'r s','linewidth',2.5)
end

%Representación solo hasta intersección
y_reflex=YC:0.1:y_int;
x_reflex=(y_reflex-n_reflex_2)/m_reflex_2;
plot(x_reflex,y_reflex,'c','linewidth',1.3)
end

```

ANEXO B:

Simulación 2D de n-heliostatos de una central termosolar con sistema Beam-Down:

```

clc, clear

%VARIABLES %%SE PUEDEN MODIFICAR
%Dimensiones campo
long_izq=-36; %Distancia del centro al extremo izquierdo del campo
long_dcha=36; %Distancia del centro al extremo derecho del campo
altura_campo=36; %Valor para la representación gráfica
suelo_campo=-12;
%Posiciones del centro del espejo
altura_espejo=suelo_campo+2;
ancho_espejo=2;
%Ángulos
angulo_sol=pi/2.0001; %MODIFICAR EN FUNCIÓN DE LA HORA SOLAR
%Foco hipérbola
y_hiper=-suelo_campo;
x_hiper=0;

%Receptor
altura_receptor=suelo_campo+2; %%SE PUEDE MODIFICAR
ancho_receptor=3; %%SE PUEDE MODIFICAR

%Representación hipérbola

```

```

c_hiperbola=y_hiper; %Altura foco %SE PUEDE MODIFICAR
a_hiperbola=c_hiperbola-3; %Altura vertice foco %SE PUEDE
MODIFICAR
amplitud_hiper=2.85; %SE PUEDE MODIFICAR
e_hiperbola=c_hiperbola/a_hiperbola;
b_hiperbola=sqrt((c_hiperbola.^2)-(a_hiperbola.^2));
x_hiperbola=linspace(-amplitud_hiper,amplitud_hiper);

y_hiperbola=sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(x_hiperbola/b_hiperbola).^2));
plot(x_hiperbola,y_hiperbola,'k','linewidth',1.5)
hold on

%Características gráfica
axis([long_izq long_dcha suelo_campo altura_campo])
xlabel('Posición espejos')
ylabel('Altura')
title('Reflexión en sistema Beam-Down - n Heliostatos')
text(x_hiper-0.5,y_hiper+0.75,'Foco')

extremo1=-24; %SE PUEDE MODIFICAR
extremo2=24; %SE PUEDE MODIFICAR
distancia_entre_espejos=3; %SE PUEDE MODIFICAR
rayos1_recibidos=0;
rayos2_recibidos=0;

for posicion_espejo=extremo1:distancia_entre_espejos:extremo2
    if posicion_espejo~=0
%Rayo_sol_1
if angulo_sol>pi/2
    xsol=long_izq:posicion_espejo;
else
    xsol=posicion_espejo:long_dcha;
end
msol=tan(angulo_sol);
YG=altura_espejo;
XG=posicion_espejo;
nsol=YG-msol*XG;
ysol=msol*xsol+nsol;

%Sombra-Intersección rayo_1 con hipérbola
syms yy

[xc_2]=vpasolve(msol*yy+nsol==sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(yy/b_hiperbola).^2)));
yc_2=sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(xc_2/b_hiperbola).^2));
TF = isempty(xc_2);
if xc_2>-amplitud_hiper & xc_2<amplitud_hiper
    plot(xc_2,yc_2,'r *','linewidth',2)
    hold on
        if angulo_sol>pi/2
            xsol=long_izq:0.1:xc_2;
        else
            xsol=xc_2:0.1:long_dcha;
        end
        ysol=msol*xsol+nsol;
        plot(xsol,ysol,'y','linewidth',1.6');
        hold on
    else
        plot(xsol,ysol,'y','linewidth',1.6');
        hold on
    end
end

```

```

%Representación foco hipérbola
plot(x_hiper,y_hiper,'ko','linewidth',2');
hold on

if TF==1 | xc_2<-amplitud_hiper | xc_2>amplitud_hiper
%Rayo_sol_2
if posicion_espejo<0
    xsol_2=posicion_espejo:x_hiper;
else
    xsol_2=x_hiper:posicion_espejo; %CAMBIA
end
nsol_2=y_hiper;
msol_2=(YG-nsol_2)/XG;
ysol_2=msol_2*xsol_2+nsol_2;
%plot(xsol_2,ysol_2,'b');
%hold on

%Normal del espejo:
if angulo_sol>pi/2
    alfa_1=180+atand(msol); %Angulo del rayo 1 con la normal
else
    alfa_1=atand(msol);
end
if posicion_espejo<0
    alfa_2=atand(msol_2); %Ángulo rayo 2 con normal
else
    alfa_2=180+atand(msol_2); %CAMBIA
end
alfa_3=alfa_2+(alfa_1-alfa_2)/2; %Ángulo de la normal del espejo
y2_normal=YG+(ancho_espejo/2)*sind(alfa_3);
ynormal=YG:0.0001:1.25*y2_normal;
mnormal=tand(alfa_3);
nnormal=YG-mnormal*XG;
xnormal=(ynormal-nnormal)/mnormal;
plot(xnormal,ynormal,'r--','linewidth',1.2');
hold on

%Representación espejo
alfa_4=alfa_3-90;
mespejo=tand(alfa_4);
x1_espejo=XG-(ancho_espejo/2)*cosd(alfa_4);
x2_espejo=XG+(ancho_espejo/2)*cosd(alfa_4);

xespejo=x1_espejo:0.0001:x2_espejo;
nespejo=YG-mespejo*XG;
yespejo=mespejo*xespejo+nespejo;
plot(xespejo,yespejo,'k','linewidth',1.5');
hold on
%BASE
xbase=[posicion_espejo posicion_espejo];
ybase=[suelo_campo altura_espejo];
plot(xbase,ybase,'k','linewidth',2);
hold on

%Representación receptor
xreceptor=[-ancho_receptor/2 ancho_receptor/2];
yreceptor=[altura_receptor altura_receptor];
plot(xreceptor,yreceptor,'k','linewidth',2);
area(xreceptor,yreceptor,suelo_campo)

```

```

hold on

%Cálculo intersección rayo_2 con hipérbola
syms xx
[xc]=vpasolve(msol_2*xx+nsol_2==sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(xx/b_hiperbo
la).^2)));

yc=sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(xc/b_hiperbola).^2));
i_int = find(yc<y_hiper,1,'first');
x_int = xc(i_int);
y_int = yc(i_int);
if xc>=-amplitud_hiper & xc<=amplitud_hiper
plot(x_int,y_int,'g s','linewidth',2')
rayosl_recibidos=rayosl_recibidos+1;
else
plot(x_int,y_int,'r s','linewidth',2')
end

%Representación segundo rayo hasta intersección
x_reflex1 = [XG x_int];
y_reflex1 = [YG y_int];
plot(x_reflex1,y_reflex1,'m','linewidth',1.4')
m_reflex1=(y_int-YG)/(x_int-XG);

%Normal de la hipérbola por el punto de intersección

syms x
m_hiper(x)=diff(sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(x/b_hiperbola).^2)));
m_norm_hiper=-1./(m_hiper(x_int));
if posicion_espejo>0
x_norm_hiper=x_int:x_int+0.75;
elseif posicion_espejo<0
x_norm_hiper=x_int-0.75:x_int;
end
n_norm_hiper=y_int-m_norm_hiper*x_int;
y_norm_hiper=m_norm_hiper*x_norm_hiper+n_norm_hiper;
if xc>=-amplitud_hiper & xc<=amplitud_hiper
plot(x_norm_hiper,y_norm_hiper,'b--','linewidth',1.2')
end
%El ángulo que forma el rayo_2 con la normal de la hipérbola será
igual al
%que forme el rayo_3 con la normal a la hipérbola.

%Ángulo que forma el rayo_2 con la normal de la hipérbola:
alfa_5=atand(abs((m_norm_hiper-
m_reflex1)/(1+m_norm_hiper*m_reflex1)));
if posicion_espejo>0
m_reflex_2=(m_reflex1-tand(2*alfa_5))/(1+tand(2*alfa_5)*m_reflex1);
elseif posicion_espejo<0
m_reflex_2=(m_reflex1+tand(2*alfa_5))/(1-tand(2*alfa_5)*m_reflex1);
end
y_reflex_2=0:y_int;
n_reflex_2=y_int-m_reflex_2*x_int;
x_reflex_2=(y_reflex_2-n_reflex_2)/m_reflex_2;
%plot(x_reflex_2,y_reflex_2,'k')

%Comprobación (alfa_6 tiene que ser igual que alfa_5)
alfa_6=atand(abs((m_reflex_2-
m_norm_hiper)/(1+m_norm_hiper*m_reflex_2)));

```

```

%Intersección rayo_3 con receptor
syms xxx
[XC]=vpasolve(altura_receptor==m_reflex_2*xxx+n_reflex_2);
YC=m_reflex_2*XC+n_reflex_2;
if XC>=(-ancho_receptor/2) & XC<=(ancho_receptor/2)
plot(XC,YC,'g s','linewidth',2')
rayos2_recibidos=rayos2_recibidos+1;
else
plot(XC,YC,'r s','linewidth',2')
end

%Representación solo hasta intersección con receptor
if xc>=-amplitud_hiper & xc<=amplitud_hiper
y_reflex=YC:0.1:y_int;
x_reflex=(y_reflex-n_reflex_2)/m_reflex_2;
plot(x_reflex,y_reflex,'c','linewidth',1.2')
end
else
%Rayo_sol_2
if posicion_espejo<0
xsol_2=posicion_espejo:x_hiper;
else
xsol_2=x_hiper:posicion_espejo; %CAMBIA
end
nsol_2=y_hiper;
msol_2=(YG-nsol_2)/XG;
ysol_2=msol_2*xsol_2+nsol_2;

%Normal del espejo:
if angulo_sol>pi/2
alfa_1=180+atand(msol); %Angulo del rayo 1 con la normal
else
alfa_1=atand(msol);
end
if posicion_espejo<0
alfa_2=atand(msol_2); %Ángulo rayo 2 con normal
else
alfa_2=180+atand(msol_2); %CAMBIA
end
alfa_3=alfa_2+(alfa_1-alfa_2)/2; %Ángulo de la normal del espejo
y2_normal=YG+(ancho_espejo/2)*sind(alfa_3);
ynormal=YG:0.0001:1.25*y2_normal;
mnormal=tand(alfa_3);
nnormal=YG-mnormal*XG;
xnormal=(ynormal-nnormal)/mnormal;
plot(xnormal,ynormal,'r--','linewidth',1.2');
hold on

%Representación espejo
alfa_4=alfa_3-90;
mespejo=tand(alfa_4);
x1_espejo=XG-(ancho_espejo/2)*cosd(alfa_4);
x2_espejo=XG+(ancho_espejo/2)*cosd(alfa_4);
xespejo=x1_espejo:0.0001:x2_espejo;
nespejo=YG-mespejo*XG;
yespejo=mespejo*xespejo+nespejo;
plot(xespejo,yespejo,'k','linewidth',1.5');
hold on
%BASE
xbase=[posicion_espejo posicion_espejo];
ybase=[suelo_campo altura_espejo];

```

```

plot(xbase,ybase,'k','linewidth',2);
hold on

end
else
    %Rayo_sol_1
if angulo_sol>pi/2
    xsol=long_izq:posicion_espejo;
else
    xsol=posicion_espejo:long_dcha;
end
msol=tan(angulo_sol);
YG=altura_espejo;
XG=posicion_espejo;
nsol=YG-msol*XG;
ysol=msol*xsol+nsol;

%Sombra-Intersección rayo_1 con hipérbola
syms yy

[xc_2]=vpasolve(msol*yy+nsol==sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(yy/b_hiperbola).^2)));
yc_2=sqrt((a_hiperbola.^2)*(1+(xc_2/b_hiperbola).^2));
TF = isempty(xc_2);
if xc_2>-amplitud_hiper & xc_2<amplitud_hiper
    plot(xc_2,yc_2,'r *','linewidth',2)
    hold on
        if angulo_sol>pi/2
            xsol=long_izq:0.1:xc_2;
        else
            xsol=xc_2:0.1:long_dcha;
        end
        ysol=msol*xsol+nsol;
        plot(xsol,ysol,'y','linewidth',1.6');
        hold on
    else
        plot(xsol,ysol,'y','linewidth',1.6');
        hold on
    end
end
end
end
end

```

ANEXO C:**Simulación 3D de un heliostatos de una central termosolar con sistema Beam-Down:**

```

clc,clear

%VARIABLES %%SE PUEDEN MODIFICAR
%Dimensiones campo
long_izq=-25; %Distancia del centro al extremo izquierdo del campo
long_dcha=25; %Distancia del centro al extremo derecho del campo
altura_campo=27; %Valor para la representación gráfica
suelo_campo=-18.3/2;
profund_izq=-25;
profund_decha=25;
%Posiciones del centro del espejo
altura_espejo=suelo_campo+2;
posicion_espejo=0;

```

```

ancho_espejo=2.75;
profundidad_espejo=10;
%Ángulos
angulo_sol=pi/1.2; %MODIFICAR EN FUNCIÓN DE LA HORA SOLAR
%Foco hiperbola
z_hiper=-suelo_campo;
y_hiper=0;
x_hiper=0;

%Receptor
altura_receptor=suelo_campo+4;      %%SE PUEDE MODIFICAR
ancho_receptor=2;                  %%SE PUEDE MODIFICAR
profundidad_receptor=2;            %%SE PUEDE MODIFICAR

%=====
%

%Representación hipérboloide
c_hiperbola=z_hiper; %Altura foco          %SE PUEDE MODIFICAR
a_hiperbola=c_hiperbola-3; %Altura vertice foco %SE PUEDE
MODIFICAR
amplitud_hiper=2.5;                %SE PUEDE MODIFICAR
e_hiperbola=c_hiperbola/a_hiperbola;
b_hiperbola=sqrt((c_hiperbola.^2)-(a_hiperbola.^2));

x_hiperbola=linspace(-amplitud_hiper,amplitud_hiper);
y_hiperbola=linspace(-amplitud_hiper,amplitud_hiper);
[x_hiperbola,y_hiperbola]=meshgrid(x_hiperbola,y_hiperbola);

z_hiperbola=a_hiperbola*sqrt(y_hiperbola.^2/c_hiperbola.^2+(x_hiperbol
a.^2/b_hiperbola.^2)+1);

surf(x_hiperbola,y_hiperbola,z_hiperbola);
rotate3d;
hold on
%Características gráfica
axis ([long_izq long_dcha profund_izq profund_decha
suelo_campo altura_campo])
xlabel('Posición espejos (X)')
ylabel('Profundidad (Y)')
zlabel('Altura (Z)')
title('Reflexión en sistema Beam-Down - 1 Heliostato')
%text (x_hiper-0.5,y_hiper+0.75, z_hiper+1,'Foco')

%Representación foco hipérbola
plot3(x_hiper,y_hiper,z_hiper,'ko','linewidth',2);
hold on

%Representación receptor
patch([-ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,-
ancho_receptor/2],[-profundidad_receptor/2,-
profundidad_receptor/2,profundidad_receptor/2,profundidad_receptor/2],
[suelo_campo,suelo_campo,suelo_campo,suelo_campo],'blue')
patch([-ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,-
ancho_receptor/2],[-profundidad_receptor/2,-
profundidad_receptor/2,profundidad_receptor/2,profundidad_receptor/2],
[altura_receptor,altura_receptor,altura_receptor,altura_receptor],'blu
e')

```



```

patch([-ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,-
ancho_receptor/2],[-profundidad_receptor/2,-profundidad_receptor/2,-
profundidad_receptor/2,-
profundidad_receptor/2],[suelo_campo,suelo_campo,altura_receptor,altur
a_receptor'],'blue')
patch([-ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,-
ancho_receptor/2],[profundidad_receptor/2,profundidad_receptor/2,profu
ndidad_receptor/2,profundidad_receptor/2],[suelo_campo,suelo_campo,alt
ura_receptor,altura_receptor'],'blue')
patch([-ancho_receptor/2,-ancho_receptor/2,-ancho_receptor/2,-
ancho_receptor/2],[-profundidad_receptor/2,-
profundidad_receptor/2,profundidad_receptor/2,profundidad_receptor/2],
[suelo_campo,altura_receptor,altura_receptor,suelo_campo'],'blue')
patch([ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,ancho_receptor/2,ancho_recept
or/2],[-profundidad_receptor/2,-
profundidad_receptor/2,profundidad_receptor/2,profundidad_receptor/2],
[suelo_campo,altura_receptor,altura_receptor,suelo_campo'],'blue')
hold on

```

```

%Representación base del heliostato
xbase=[posicion_espejo posicion_espejo];
ybase=[profundidad_espejo profundidad_espejo];
zbase=[suelo_campo altura_espejo];
plot3(xbase,ybase,zbase,'k','linewidth',3.5);
hold on

```

```

%Representación Rayo_sol_1
if angulo_sol>pi/2
    ysol=profund_izq:profundidad_espejo;
else
    ysol=profundidad_espejo:profund_decha;
end
msol=tan(angulo_sol);
XG=posicion_espejo;
ZG=altura_espejo;
YG=profundidad_espejo;
nsol=ZG-msol*YG;
zsol=msol*ysol+nsol;
xsol=0*ysol+XG; %Se multiplica por cero para obtener un vector del
mismo tamaño
plot3(xsol,ysol,zsol,'y','linewidth',2);
hold on

```

```

%Representación Rayo_sol_2
ysol_2=y_hiper:profundidad_espejo;
nsol_2=z_hiper;
msol_2=(ZG-nsol_2)/YG;
zsol_2=msol_2*ysol_2+nsol_2;
xsol_2=0*ysol_2+XG;
%plot3(xsol_2,ysol_2,zsol_2,'r','linewidth',1.5);
hold on

```

```

%Cálculo normal del espejo
if angulo_sol>pi/2
    alfa_1=180+atand(msol); %Ángulo del rayo 1 con la horizontal
else
    alfa_1=atand(msol);
end
alfa_2=180+atand(msol_2); %Ángulo rayo 2 con horizontal
alfa_3_b=(alfa_2-alfa_1)/2; %Ángulo de la normal del espejo
alfa_3=alfa_3_b+alfa_1;

```

```

z2_normal=ZG+(ancho_espejo/2)*sind(alfa_3);
znormal=linspace(0.7*z2_normal,ZG);
mnormal=tand(alfa_3);
nnormal=ZG-mnormal*YG;
ynormal=(znormal-nnormal)/mnormal;
xnormal=0*znormal+XG;
plot3(xnormal,ynormal,znormal,'k--','linewidth',1.2);
hold on

%Representación superficie espejo
alfa_4=alfa_3-90;
mespejo=tand(alfa_4);
y1_espejo=YG-(ancho_espejo/2)*cosd(alfa_4);
y2_espejo=YG+(ancho_espejo/2)*cosd(alfa_4);
yespejo=y1_espejo:0.0001:y2_espejo;
nespejo=ZG-mespejo*YG;
zespejo=mespejo*yespejo+nespejo;
zespejo_1=mespejo*y1_espejo+nespejo;
zespejo_2=mespejo*y2_espejo+nespejo;
xespejo=0*zespejo+XG;
plot3(xespejo,yespejo,zespejo,'k','linewidth',1);
hold on
patch([-ancho_espejo/2+XG,-
ancho_espejo/2+XG,ancho_espejo/2+XG],[y1_espejo,y2_e
spejo,y2_espejo,y1_espejo],[zespejo_1,zespejo_2,zespejo_2,zespejo_1],
'g')
hold on

%Cálculo intersección Rayo_2 con hiperboloide
syms xx yy
[xc,yc]=vpasolve(msol_2*yy+nsol_2+XG*xx==a_hiperbola*sqrt(yy.^2/c_hipe
rbola.^2+(xx.^2/b_hiperbola.^2)+1));
zc=a_hiperbola*sqrt(yc.^2/c_hiperbola.^2+(xc.^2/b_hiperbola.^2)+1);
plot3(xc,yc,zc,'gs','linewidth',2)

%Representación segundo rayo hasta intersección
x_reflex1 = [XG xc];
y_reflex1 = [YG yc];
z_reflex1 = [ZG zc];
plot3(x_reflex1,y_reflex1,z_reflex1,'m','linewidth',1.5)
m_reflex1=(zc-ZG)/(yc-YG);

%Rayo_3, de la intersección de la hipérbola al receptor
syms x y z
f(x,y,z)=z-
(a_hiperbola*sqrt(y.^2/c_hiperbola.^2+(x.^2/b_hiperbola.^2)+1));
a_11(x)=diff(f);
a_12(y)=diff(f,y);
a_13(z)=diff(f,z);
n_modulo(x,y,z)=(a_11(x).^2+a_12(y).^2+a_13(z).^2).^0.5;
n_x=diff(f)/n_modulo;
n_y=diff(f,y)/n_modulo;
n_z=diff(f,z)/n_modulo;

n_x2=n_x(xc,yc,zc);
n_y2=n_y(xc,yc,zc);
n_z2=n_z(xc,yc,zc);

x_norm1=[xc n_x2];
y_norm1=[yc n_y2];

```

```
z_norm1=[zc suelo_campo];
```

```
plot3(x_norm1,y_norm1,z_norm1, 'c','linewidth',1.3)
m_norm_hiper=(n_z2-zc)/(n_y2-yc);
```

ANEXO D:

Cálculo de la serie de Zernike usando Cftool de Matlab, para poder introducir la ecuación del hiperboloide calculada con Matlab en SolTrace:

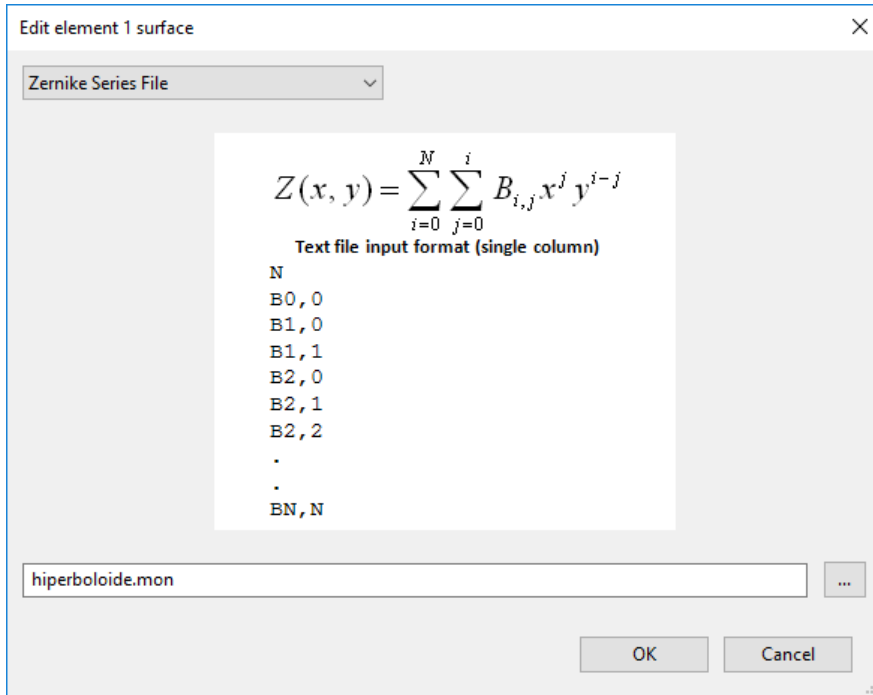


Ilustración 104: Serie de Zernike en SolTrace. Fuente: Propia

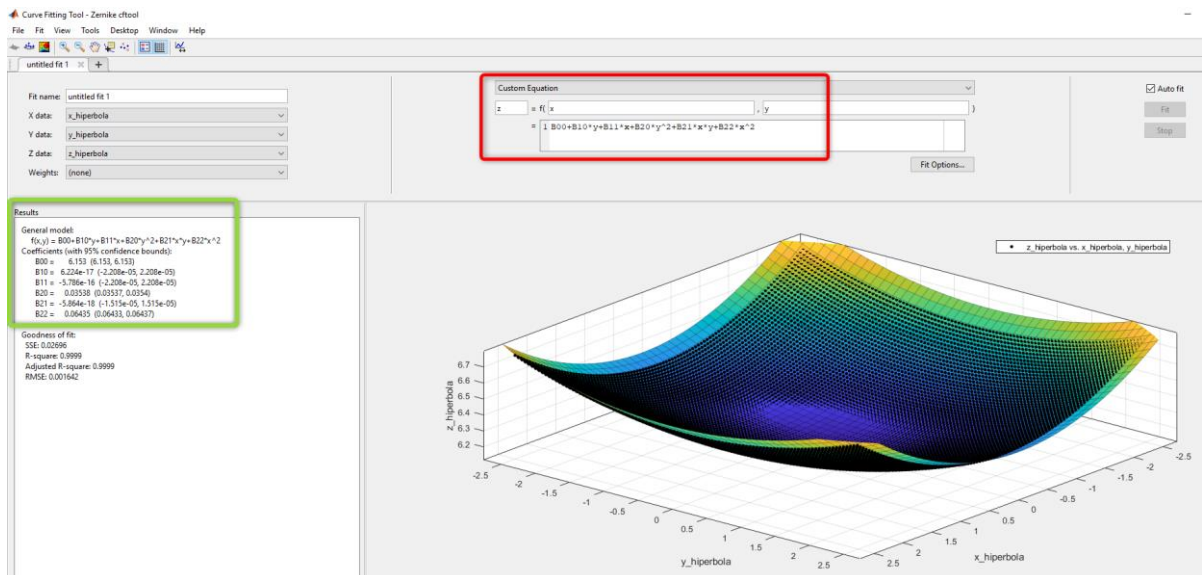


Ilustración 105: Cálculo serie Zernike usando Cftool de Matlab. Fuente: Propia