



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

DISEÑO ÓPTICO Y TÉRMICO DE UN DISCO PARABÓLICO DE CONCENTRACIÓN SOLAR PARA TRATAMIENTOS TÉRMICOS A ESCALA DE LABORATORIO

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO

MORALES SEGURA STEVEN ANDRÉS
steven.morales@epn.edu.ec

DIRECTOR:
ING. SOTOMAYOR GRIJALVA MARÍA VERÓNICA, M.Sc.
veronica.sotomayor@epn.edu.ec

CODIRECTOR:
Ph.D. ORDÓÑEZ MALLA FREDDY GEOVANNY
freddy.ordonez@epn.edu.ec

Quito, 2022

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por STEVEN ANDRÉS MORALES SEGURA, bajo nuestra supervisión.



Firmado electrónicamente por:
**MARIA VERONICA
SOTOMAYOR
GRIJALVA**

Ing. Verónica Sotomayor M.Sc.
DIRECTOR DE PROYECTO

**FREDDY
GEOVANNY
ORDONEZ MALLA**

Firmado digitalmente por FREDDY GEOVANNY
ORDONEZ MALLA
Nombre de reconocimiento (DN): cn=FREDDY
GEOVANNY ORDONEZ MALLA,
serialNumber=140721133202, ou=ENTIDAD DE
CERTIFICACION DE INFORMACION, c=SECURITY
DATA S.A. 2, c=EC
Fecha: 2022.03.15 14:38:41 -05'00'

Ph.D. Freddy Ordoñez Malla
CODIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **STEVEN ANDRÉS MORALES SEGURA**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



Morales Segura Steven Andrés

DEDICATORIA

A mi madre Beatriz S., quien ha llenado mi vida de amor y ha velado por mí en todo momento, inculcándome el valor de la humildad y el respeto.

A mi padre Jorge M., que siempre ha estado a mi lado y me ha enseñado el valor de la honestidad, la responsabilidad y el trabajo duro para alcanzar todas mis metas.

A mi hermana Alisson M., que ha estado junto a mí en los momentos más difíciles de mi vida, dispuesta a ayudarme a tomar las mejores decisiones.

A mis tías y tíos, quienes me han apoyado en todos los aspectos de mi vida y me han hecho comprender que la familia es lo más importante.

A mis abuelitos, quienes con su ejemplo me han enseñado a obrar por el bien común sin esperar nada a cambio.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres por ser los pilares fundamentales de mi vida, por todo su sacrificio y dedicación. A mi hermana, por estar junto a mí en los momentos más cruciales. A mis abuelitos y tíos por su apoyo en todo momento.

A la Ing. Verónica Sotomayor y al Ph.D. Freddy Ordoñez, por su vocación como docentes, por su predisposición y paciencia para guiarme las veces que tuve la oportunidad de ser su alumno, y en especial, durante el desarrollo de este trabajo de titulación con el que culmino mi paso por la gloriosa Facultad de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica Nacional.

A Pablo V. y Robinson T., mis mejores amigos por más de una década, quienes han sido participes en muchos momentos importantes de esta etapa de mi vida.

A mis amigos del glorioso Colegio “Juan Pío Montúfar”, quienes hicieron que la experiencia de mi juventud sea inolvidable.

A mis amigos de la universidad “Habana FC” y “Los Prrroo” quienes hicieron que el duro trayecto universitario sea más ameno.

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|--|-----|
| CERTIFICACIÓN..... | i |
| DECLARACIÓN..... | ii |
| DEDICATORIA..... | iii |
| AGRADECIMIENTO..... | iv |
| ÍNDICE DE CONTENIDO..... | v |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | vii |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | ix |
| GLOSARIO DE TÉRMINOS..... | x |
| RESUMEN..... | i |
| ABSTRACT..... | ii |
| INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| Objetivo general..... | 2 |
| Objetivos específicos..... | 2 |
| Alcance..... | 2 |
| 1. MARCO TEÓRICO..... | 3 |
| 1.1. Energía e Industria..... | 3 |
| 1.2. Recurso solar..... | 4 |
| 1.3. Tecnologías de Concentración Solar (CST)..... | 7 |
| 1.3.1. Concentrador de disco parabólico (PDC)..... | 9 |
| 1.3.2. Tecnología PDC a nivel mundial..... | 10 |
| 1.4. Investigaciones desarrolladas..... | 11 |
| 1.5. Tratamientos térmicos..... | 14 |
| 2. METODOLOGÍA..... | 17 |
| 2.1. Ubicación..... | 18 |
| 2.2. Selección de los días del año para simulación..... | 18 |
| 2.3. Descarga de datos meteorológicos..... | 19 |
| 2.4. Diseño óptico..... | 20 |
| 2.4.1. Geometría del disco parabólico..... | 21 |
| 2.4.2. Geometría del receptor..... | 22 |
| 2.4.3. Relación de concentración máxima..... | 23 |
| 2.4.4. Hora solar y dirección del haz solar..... | 24 |
| 2.4.5. Vector solar unitario..... | 25 |
| 2.4.6. Ángulos de giro del disco reflector parabólico..... | 27 |
| 2.4.7. Ángulos de giro y desplazamientos del receptor..... | 28 |

| | | |
|--------|--|----|
| 2.5. | Software Solstice con Monte Carlo Ray Tracing | 29 |
| 2.6. | Diseño térmico..... | 34 |
| 2.6.1. | Conducción | 35 |
| 2.6.2. | Radiación | 35 |
| 2.6.3. | Convección..... | 36 |
| 2.6.4. | Balance energético en el receptor | 37 |
| 3. | RESULTADOS Y DISCUSIÓN | 41 |
| 3.1. | Estudio de los parámetros ópticos que influyen en el flujo de potencia instantáneo | 41 |
| 3.1.1. | Slope error..... | 41 |
| 3.1.2. | Ángulo de dispersión | 44 |
| 3.2. | Estudio de la influencia de las propiedades del material del receptor | 49 |
| 3.3. | Estudio del funcionamiento del PDC durante un día completo..... | 51 |
| 3.3.1. | Comparación entre pérdidas ópticas y pérdidas térmicas..... | 53 |
| 4. | CONCLUSIONES | 63 |
| 4.1. | Recomendaciones..... | 64 |
| 4.2. | Trabajos futuros..... | 64 |
| | Referencias Bibliográficas | 65 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.1. Demanda mundial de energía y calor para el sector industrial. | 3 |
| Figura 1.2. Tipos de radiación en la superficie terrestre..... | 5 |
| Figura 1.3. Inclinação del eje de la tierra con respecto al eje de la eclíptica..... | 6 |
| Figura 1.4. Esquema de radiación solar directa a medio día para una latitud de 37° | 6 |
| Figura 1.5. Irradiación Solar Directa Normal (DNI) anual en el Ecuador..... | 7 |
| Figura 1.6. Tecnologías de Concentración Solar (CST)..... | 8 |
| Figura 1.7. Eficiencia teórica y temperatura de trabajo versus la relación de concentración, C..... | 9 |
| Figura 1.8. Esquema del Concentrador de Disco Parabólico. | 10 |
| Figura 1.9. Sección transversal esquemática del concentrador parabólico. | 10 |
| Figura 1.10. Esquema de las etapas del tratamiento térmico convencional. | 14 |
| Figura 1.11. Formación de precipitados durante el proceso de endurecido por precipitación. | 15 |
| Figura 1.12. Designaciones para los estados metalúrgicos de las aleaciones de aluminio. | 15 |
| Figura 2.1. Diagrama de flujo para el diseño óptico y térmico del PDC..... | 17 |
| Figura 2.2. Desplazamiento elíptico de la tierra alrededor del sol. | 18 |
| Figura 2.3. Gráficas de datos meteorológicos para el 20 de junio del 2020 a) DNI b) Velocidad del viento c) Temperatura ambiente | 20 |
| Figura 2.4. Sección transversal del concentrador parabólico con sus dimensiones principales. | 21 |
| Figura 2.5. Segmentos de distancia focal y ángulos de borde con un punto focal común y el mismo diámetro de apertura del concentrador. | 22 |
| Figura 2.6. Dimensiones de la imagen para un concentrador parabólico. | 22 |
| Figura 2.7. Esquema de un concentrador con un ángulo de dispersión δ agregado al ángulo del cono solar de 0.53° | 23 |
| Figura 2.8. Variación de concentración en función del ángulo de borde, considerando un ángulo de dispersión de 0.605° | 24 |
| Figura 2.9. Algoritmo Monte-Carlo y esquema de reflexión para un rayo..... | 31 |
| Figura 2.10. Ejemplo del trazado de rayos en el disco parabólico obtenido en Solstice. | 31 |
| Figura 2.11. Esquema del error del rayo reflejado debido al slope error de la superficie. | 32 |
| Figura 2.12. Ejemplo de línea de comando para Solstice. | 33 |
| Figura 2.13. Ángulo acimutal y cenital en Solstice. | 34 |

| | |
|--|----|
| Figura 2.14. Esquema del receptor plano y el aislamiento con sus respectivas temperaturas. | 34 |
| Figura 2.15. Esquema de flujos de energía en el receptor y el aislamiento..... | 37 |
| Figura 3.1. Distribución del flujo de energía en el receptor con diferentes valores de slope error..... | 44 |
| Figura 3.2. Relación entre el ángulo de dispersión y: a) el diámetro del receptor b) la concentración geométrica..... | 45 |
| Figura 3.3. Flujo de energía en el receptor para diferentes ángulos de dispersión..... | 46 |
| Figura 3.4. Pérdidas por rayos perdidos. | 46 |
| Figura 3.5. Pérdidas por la sombra del receptor proyecta en el reflector..... | 47 |
| Figura 3.6. Comparación entre la temperatura que alcanza el acero maquinado, aluminio comercial y pintura Pyromark 2500..... | 50 |
| Figura 3.7. Temperatura del acero maquinado durante un día completo. | 51 |
| Figura 3.8. Temperatura del aluminio comercial durante un día completo. | 51 |
| Figura 3.9. Temperatura de la pintura negra Pyromark 2500 durante un día completo. | 52 |
| Figura 3.10. Comparación de temperaturas entre acero maquinado, aluminio comercial y Pyromark 2500..... | 52 |
| Figura 3.11. Temperaturas del acero maquinado con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 2 metros de diámetro y 5 mrad de slope error. | 55 |
| Figura 3.12. Temperaturas del aluminio comercial con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 2 metros de diámetro y 5 mrad de slope error. | 55 |
| Figura 3.13. Temperaturas de la pintura Pyromark 2500 con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 2 metros de diámetro y 5 mrad de slope error. | 55 |
| Figura 3.14. Temperaturas del acero maquinado con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 5 mrad de slope error. | 58 |
| Figura 3.15. Temperaturas del aluminio comercial con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 5 mrad de slope error. | 58 |
| Figura 3.16. Temperaturas de la pintura Pyromark 2500 con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 5 mrad de slope error. | 58 |
| Figura 3.17. Temperaturas del acero maquinado con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 8 mrad de slope error. | 61 |
| Figura 3.18. Temperaturas del aluminio comercial con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 8 mrad de slope error. | 61 |
| Figura 3.19. Temperaturas de la pintura Pyromark 2500 con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 8 mrad de slope error. | 61 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1.1. Características de las CTS..... | 8 |
| Tabla 1.2. Principales plantas con tecnología PDC en el mundo. | 11 |
| Tabla 2.1. Características de la ubicación de estudio. | 18 |
| Tabla 2.2. Datos meteorológicos para la fecha seleccionada..... | 19 |
| Tabla 2.3. Ecuaciones para el cálculo de hora solar y dirección del haz solar. | 25 |
| Tabla 2.4. Ecuaciones para el cálculo de componentes del vector solar unitario. | 26 |
| Tabla 2.5. Ecuaciones para el cálculo de ángulos de giro del reflector en Solstice. | 27 |
| Tabla 2.6. Ecuaciones para el cálculo de desplazamientos del receptor en Solstice. . | 28 |
| Tabla 2.7. Datos del archivo de entrada para Solstice. | 33 |
| Tabla 3.1. Resumen de datos de ubicación, fecha, DNI y hora para la simulación óptica. | 41 |
| Tabla 3.2. Resumen de datos calculados para la simulación óptica..... | 41 |
| Tabla 3.3. Resultados de flujo de energía en el receptor y pérdidas para diferentes valores de slope error. | 42 |
| Tabla 3.4. Valores de flujo de energía al variar el ángulo de dispersión..... | 48 |
| Tabla 3.5. Resultados de la simulación de un disco parabólico de 1.2 metros. | 48 |
| Tabla 3.6. Propiedades térmicas de los materiales de estudio..... | 49 |
| Tabla 3.7. Temperaturas máximas y mínimas para diferentes diámetros del receptor y materiales para un PDC de 2 metros de diámetro y 5 mrad de slope error. | 54 |
| Tabla 3.8. Temperaturas máximas y mínimas para diferentes diámetros del receptor y materiales para un PDC de 1 metro de diámetro y 5 mrad de slope error..... | 57 |
| Tabla 3.9. Temperaturas máximas y mínimas para diferentes diámetros del receptor y materiales para un PDC de 1 metro de diámetro y 8 mrad de slope error..... | 60 |
| Tabla 3.10. Resumen de resultados para los casos de estudio. | 62 |

GLOSARIO DE TÉRMINOS

| | |
|----------------|--|
| Lat | Latitud [°] |
| Lon | Longitud [°] |
| $H_{Horario}$ | Huso Horario |
| x | Coordenada en el eje x [m] |
| y | Coordenada en el eje y [m] |
| z | Coordenada en el eje z [m] |
| f | Distancia focal [m] |
| a | Diámetro de apertura de la parábola [m] |
| ϕ_r | Ángulo de borde [°] |
| r_r | Radio de borde [m] |
| W | Diámetro mínimo para un receptor plano [m] |
| δ | Ángulo de dispersión [°] |
| C_{max} | Concentración máxima |
| B | Factor B [°] |
| E | Ecuación del tiempo [m] |
| H_R | Hora solar [min] |
| ω | Ángulo horario [°] |
| δ_{dec} | Ángulo de declinación [°] |
| α_s | Ángulo de cenital [°] |
| γ_s | Ángulo acimutal [°] |
| S | Vector solar |
| S_x | Componente en x del vector solar |
| S_y | Componente en y del vector solar |
| S_z | Componente en z del vector solar |
| S_{xy} | Componente en el plano XY del vector solar |
| S_{yz} | Componente en el plano YZ del vector solar |
| Ψ | Ángulo entre componentes $S_y - S_{yz}$ [°] |
| a_x | Ángulo de giro en el eje x [°] |
| a_y | Ángulo de giro en el eje y [°] |
| r_1 | Primera superficie reflectante |
| ω_0 | Ubicación del flujo de radiación solar incidente |
| r_0 | Dirección del flujo de radiación solar incidente |
| $H(x)$ | Función de prueba |

| | |
|-----------------|---|
| I_i | Indicador recurrente para múltiples reflexiones de los rayos |
| ν | Frecuencias del espectro solar |
| Q | Tasa de transferencia de calor |
| k | Conductividad térmica [W/m·K] |
| ΔT : | Variación de temperatura |
| L : | Longitud [m] |
| ε : | emisividad del material |
| σ : | Constante de Stefan-Boltzmann 5.67×10^{-8} W/m ² K ⁴ |
| A_s | Área superficial [m ²] |
| T_s | Temperatura superficial [K] |
| T_∞ | Temperatura ambiente [K] |
| V_∞ | Velocidad del viento |
| Re | Número de Reynolds |
| Nu | Número de Nusselt |

Acrónimos

| | |
|------|---|
| BEP | Barril equivalente de petróleo |
| CFD | Dinámica de fluidos computacional |
| CTS | Tecnologías de concentración solar |
| LFC | Concentrador lineal Fresnel |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |
| PDC | Disco parabólico de concentración solar |
| PTC | Concentrador de cilindro parabólico |
| SAM | System Advisor Model |
| TMY | Año típico meteorológico |
| TPS | Receptor de torre central |

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo realizar el diseño óptico y térmico de un concentrador solar de disco parabólico a escala de laboratorio, como una alternativa al uso de hornos convencionales durante las prácticas académicas del laboratorio y para fomentar el desarrollo de nuevas tecnologías solares que hasta el momento no han sido relevantes en el país. El diseño óptico se realizó mediante el software de simulación óptica Solstice que implementa el método Monte-Carlo Ray Tracing, el cual se lo ejecutó mediante código en Python. El diseño térmico se realizó mediante un balance de energía en el receptor, tomando en cuenta algunas consideraciones que simplificaron el cálculo y se automatizó la resolución de este sistema iterativo a través de código en Python. Se determinaron los ángulos de dispersión óptimos para el cálculo del tamaño del receptor en un rango de 1.75 a 8 mrad de slope error de la superficie reflectora. Utilizando los datos de un modelo de cielo despejado (clear sky), se calcularon las temperaturas estimadas de trabajo en un día completo para el acero maquinado, aluminio comercial y pintura negra para alta temperatura Pyromark 2500. Se plantearon 3 casos de estudio: un disco parabólico de 2 metros de diámetro con 5 mrad de slope error, un disco parabólico de 1 metro de diámetro con 5 mrad de slope error y un disco parabólico de 1 metro de diámetro con 8 mrad de slope error.

Palabras clave: Óptico, térmico, balance de energía, ángulo de dispersión, slope error, Monte-Carlo Ray Tracing

ABSTRACT

The objective of this work is to carry out the optical and thermal design of a parabolic dish solar concentrator at laboratory scale, as an alternative to the use of conventional ovens during the academic practices of the laboratory and to promote the development of new solar technologies that until now have not been relevant in the country. The optical design was carried out using the Solstice software for optical simulation that implements the Monte-Carlo Ray Tracing method, which was executed using Python code. The thermal design was carried out through an energy balance in the receiver taking into account some considerations that simplified the calculation and the resolution of this iterative system was automated in Python. Optimum dispersion angles for receiver size calculation were determined in a range of 1.75 to 8 mrad slope error of the reflecting surface. Using data from a clear sky model, estimated full day working temperatures were calculated for machined steel, commercial aluminum and Pyromark 2500 high temperature black paint. Three case studies were proposed: 2 meter parabolic dish diameter with 5 mrad slope error, 1 meter diameter parabolic dish with 5 mrad slope error and 1 meter diameter parabolic dish with 8 mrad slope error.

Keywords: Optical, thermal, energy balance, dispersión angle, slope error, Monte-Carlo Ray Tracing

DISEÑO ÓPTICO Y TÉRMICO DE UN DISCO PARABÓLICO DE CONCENTRACIÓN SOLAR PARA TRATAMIENTOS TÉRMICOS A ESCALA DE LABORATORIO

INTRODUCCIÓN

Los combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas natural y gas licuado de petróleo) representan más del 80% de las fuentes primarias de energía consumidas actualmente en todo el mundo [1]. La dependencia de estas fuentes no renovables genera un impacto ambiental negativo debido a que su uso implica la liberación de CO₂ y otros gases de efecto invernadero a la atmósfera. Incluso, se prevé que la demanda mundial de energía aumentará un 4.6% para finales del 2021, lo cual significaría un aumento del 5% en emisiones de CO₂ [2].

Actualmente, la investigación del uso de fuentes de energía limpia y renovable se ha incrementado, convirtiendo a la energía solar en la tecnología energética renovable con la mayor tasa de crecimiento en el mundo [1,3]. Ecuador, por su ubicación geográfica, presenta condiciones propicias para el aprovechamiento del recurso solar, principalmente en las provincias de Pichincha, Imbabura, Loja y Galápagos [4]. En la actualidad, existen 4 tecnologías de concentración de energía solar: concentrador de disco parabólico (PDC), receptor de torre central (TFS), concentrador de cilindro parabólico (PTC) y sistema lineal Fresnel (LFC). El desarrollo de estas tecnologías solares podría permitir al país reducir su dependencia al petróleo y generar nuevas opciones para la reducción de las emisiones de gases provenientes de las diferentes industrias, sin embargo, hasta el momento existe muy poca contribución de la energía solar en la matriz energética nacional [5].

En la industria metalúrgica las piezas metálicas reciben un tratamiento térmico para mejorar sus propiedades mecánicas [6], debido a que este es un proceso de alta temperatura, la tecnología solar que mejor se adapta es el PDC, que debido a su alta relación de concentración ha demostrado ser capaz de alcanzar temperaturas sobre el foco receptor cercanas a 1800 °C [7].

Para poder incursionar en la tecnología PDC, es necesario realizar estudios previos a escala de laboratorio para conocer sus principales ventajas, desventajas, parámetros de desempeño y limitaciones de uso, con el objetivo de conocer la viabilidad de dicha tecnología a escala industrial. Por esta razón, el presente trabajo propone el diseño

óptico de un PDC mediante una herramienta de código en el software Python que permite ejecutar de manera automática el software de simulación Solstice (Monte-Carlo Ray Tracing) para diferentes casos de estudio. El diseño térmico se realiza mediante un balance energético en el receptor considerando las propiedades térmicas de diferentes materiales y las condiciones meteorológicas de la ciudad de Quito, en donde se encuentra ubicado el Laboratorio de Ciencia de Materiales de la Escuela Politécnica Nacional. Este trabajo pretende ser la base para la construcción de un prototipo de PDC en el futuro y fomentar el desarrollo de tecnologías solares con aplicaciones térmicas para procesos industriales a gran escala.

Objetivo general

Realizar el diseño óptico y térmico de un disco parabólico de concentración solar para tratamientos térmicos a escala de laboratorio.

Objetivos específicos

- Recopilar información sobre colectores solares para aplicaciones industriales en metalurgia y analizar la compatibilidad de las temperaturas obtenidas mediante radiación solar concentrada para procesos de tratamientos térmicos.
- Realizar el diseño óptico del disco parabólico.
- Realizar el diseño térmico del receptor.
- Obtener el diseño del equipo a escala de laboratorio que sirva como base para su diseño a escala industrial.

Alcance

El presente trabajo desarrolla el diseño óptico y térmico de un concentrador de disco parabólico para su uso a escala de laboratorio que sirva como base para la construcción de un prototipo que permita incursionar en aplicaciones industriales en el futuro. Para el diseño óptico se utiliza el software Solstice ejecutado mediante código en Python y para el diseño térmico se realiza un balance energético en el receptor.

1. MARCO TEÓRICO

Esta sección contiene información referente a las fuentes de energía y su consumo en el Ecuador. Además, se presenta la tecnología solar térmica aplicada a través de un disco parabólico de concentración (PDC), orientada a la industria metalúrgica, específicamente a tratamientos térmicos de los metales.

1.1. Energía e Industria

El consumo de energía para el sector industrial a nivel mundial es de 32%, en donde se incluyen actividades de refinación, minería, construcción, manufactura y agricultura. De este porcentaje, el 74% de la energía requerida corresponde al calor necesario para realizar procesos de baja, media y alta temperatura. Esta generación de calor depende especialmente de los combustibles fósiles, con apenas el 9% de participación de energías renovables [8], como se detalla en la Figura 1.1.

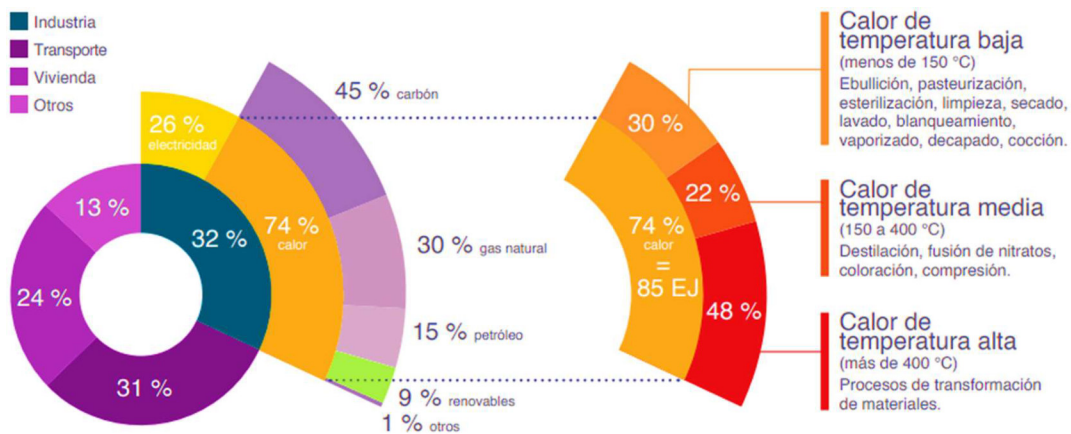


Figura 1.1. Demanda mundial de energía y calor para el sector industrial.

(Fuente:[8])

Las energías renovables (hidroeléctrica, solar, eólica, geotérmica, undimotriz, mareomotriz y biocombustibles modernos [3]) presentan limitaciones para cumplir con los requisitos de calor en procesos de alta temperatura (> 400 ° C) en las denominadas industrias pesadas como son la metalúrgica, química y cementera, que requieren cantidades más grandes de energía, ya que en conjunto representan el 60% del uso de energía industrial y el 70% de las emisiones industriales. Concretamente, la industria metalúrgica (principalmente del hierro y el acero) contribuyó con el 8% del total mundial de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía y los procesos, convirtiéndose en la mayor emisora entre las industrias pesadas. Cabe recalcar que la participación de las energías renovables en estas industrias pesadas alcanzó menos del 1% de su demanda

combinada en 2018 [1]. Por esta razón, la investigación de fuentes de energía limpia y renovable se ha vuelto una necesidad en las últimas décadas, con la expectativa de que su uso sea completamente viable en el futuro.

Al enfocarse en energía solar se deben tener como referentes a países como China, Estados Unidos, Japón, India, Alemania y España, en los cuales a través de diversas tecnologías de aprovechamiento (de concentración y fotovoltaicas) del recurso solar, obtienen valores que oscilan entre el 20 y 60% de su energía renovable total [3,9]. Particularmente, cuando se trata de tecnologías de concentración solar (CST), España y Estados Unidos son los países que presentan mayor desarrollo en investigación e implementación de estas tecnologías [10,11]. Cabe mencionar que otros países como Moroco, India, África del Sur, China, Italia, Chile (referente sudamericano), entre otros, también se han sumado a la tarea de implementar CST [10,12].

En Ecuador, según el Balance Nacional Energético en 2019, la energía primaria producida alcanzó los 223 millones de BEP. De este total, el 86.9% proviene del petróleo, 4.4% del gas natural y 8.7% de fuentes renovables (hidroenergía, energía eólica, leña, biogás, productos de caña, fotovoltaica). La contribución de las fuentes de energía renovable principalmente se ve reflejada en la generación de energía eléctrica, siendo el 58.52% de origen hidráulico, seguido de la biomasa con el 1.66% y una participación solar únicamente fotovoltaica de apenas el 0.32% [5]. No existen registros de CST implementadas en el país, ni a nivel comercial ni a nivel de laboratorios.

1.2. Recurso solar

El sol es una estrella que constantemente transforma 4.3 millones de toneladas de su masa en energía y para reducir el 10% de su masa le tomará aproximadamente 6 000 millones de años [13], lo cual lo convierte en una fuente de energía prácticamente inagotable. Al exterior de la atmósfera terrestre llega una parte de esta energía, con una irradiación promedio de 1368 W/m^2 , este valor se denomina constante solar [4]. Después de atravesar la atmósfera, este valor de irradiación se reduce debido a fenómenos de reflexión y absorción. En la Figura 1.2 se muestra un esquema de como la radiación que llega a la superficie terrestre se divide en: irradiación normal directa (DNI) la cual llega directamente desde el sol sin interactuar con la atmósfera y la irradiación difusa (DHI) que proviene de la dispersión en la atmósfera. La suma de estas componentes da como resultado la irradiación global horizontal (GHI).

$$\text{GHI} = \text{DHI} + \text{DNI} \cdot \cos(\theta)$$

(donde θ es el ángulo cenital solar)

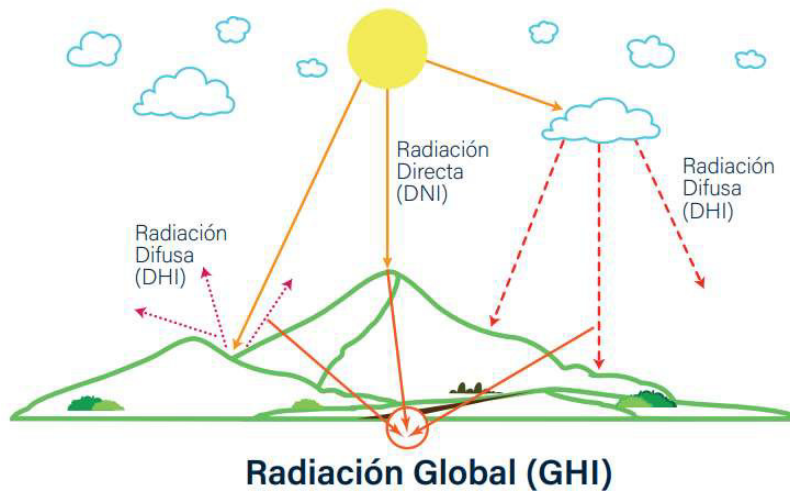


Figura 1.2. Tipos de radiación en la superficie terrestre.

(Fuente: [4])

La cantidad de irradiación no es la misma en todas las regiones debido a que el planeta realiza un desplazamiento orbital elíptico alrededor del sol, formando un ángulo de declinación (δ_{dec}) entre el plano del eje de rotación terrestre y el plano perpendicular a la eclíptica, este ángulo varía diariamente y va desde 23.45 a -23.45 grados (ver Figura 1.3) [14]. De modo que, en un determinado lugar, la cantidad de radiación incidente estará definida principalmente por su posición geográfica a través de su ángulo de latitud y su ángulo de inclinación, mientras mayor sea la perpendicularidad, mayor será la intensidad [16,17]. En la Figura 1.4. se observa un ejemplo de la variación de la incidencia de la radiación para una latitud (paralelo) de 37° en diferentes épocas del año, en comparación con el eje ecuatorial de latitud 0°, en donde la incidencia de la radiación presenta menor variación.

Aunque en otras regiones del planeta se tienen niveles de irradiación superiores, el Ecuador, por su ubicación geográfica posee un alto potencial de radiación solar cuya principal ventaja es que se mantiene homogéneo durante todo año, especialmente en las provincias de Pichincha, Imbabura, Loja y Galápagos en las que se tiene un rango de GHI anual de 4.5 a 6.3 kWh/m²/día [4]. Para poner en marcha tecnologías solares se sugiere al menos niveles de irradiación de 3.8 kWh/m²/día [17]. Si bien el país cumple con este requerimiento, como ya se mencionó anteriormente, apenas el 0.32% del total de la energía primaria producida es solar.

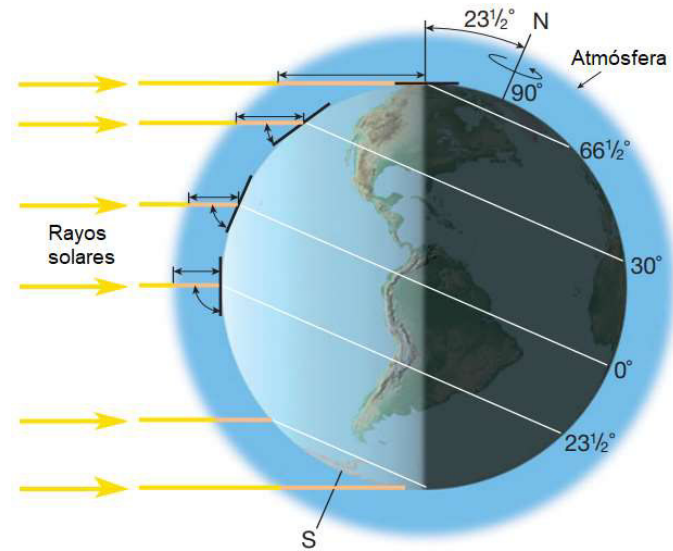


Figura 1.3. Inclinación del eje de la tierra con respecto al eje de la eclíptica.
(Fuente: [16])

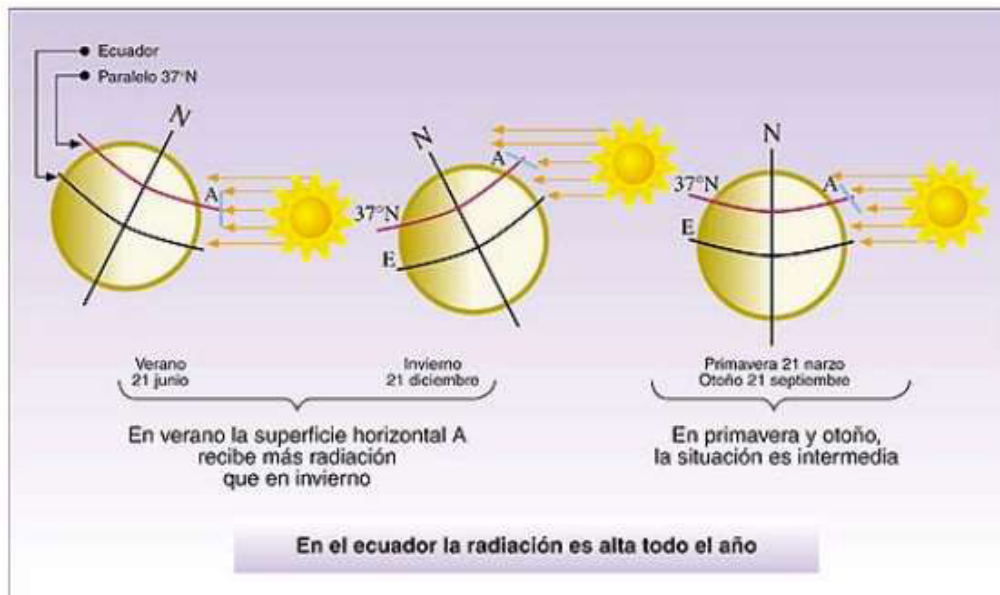


Figura 1.4. Esquema de radiación solar directa a medio día para una latitud de 37°.
(Fuente: [15])

La GHI es la componente de la radiación que se utiliza para el diseño de tecnologías fotovoltaicas y la DNI para tecnologías de concentración solar, debido a que se conoce su dirección de incidencia y puede ser reflejada hacia un objetivo. En la Figura 1.5 se muestra la DNI anual disponible en el Ecuador continental e insular.

Para fines de investigación, existen varias entidades a nivel mundial que desarrollan bases de datos climáticos para distintas partes del mundo, entre las más importantes se tiene: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Atmospheric Science Data Center – NASA, Solar GIS, Meteonorm, etc. Los datos de irradiación anuales, mensuales o diarios pueden ser obtenidos a través de sus medios digitales.

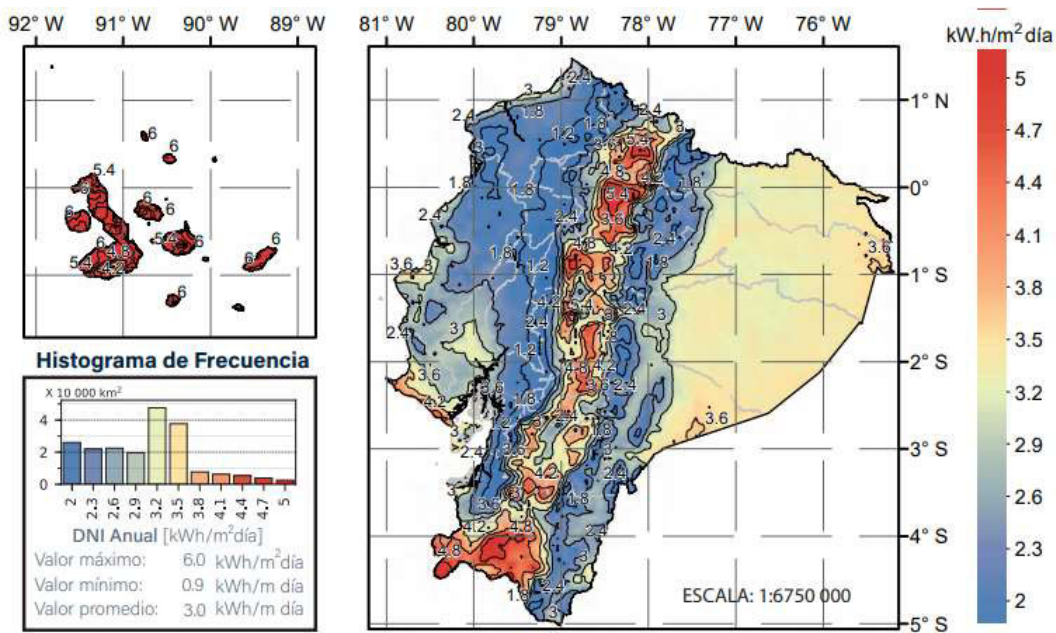


Figura 1.5. Irradiación Solar Directa Normal (DNI) anual en el Ecuador.

(Fuente:[4])

1.3. Tecnologías de Concentración Solar (CST)

Las tecnologías de concentración solar (CTS) permiten el aprovechamiento de la energía solar mediante su concentración, transformación en calor y en ciertos casos generación de electricidad, a diferencia de las tecnologías fotovoltaicas, que convierten directamente la radiación del sol en electricidad. [18].

La concentración de energía puede ser hacia un foco puntual, como es el caso del concentrador de disco parabólico (PDC) y del receptor de torre central (TPS). Cuando se trata de concentración hacia un foco lineal, se utiliza el concentrador de cilindro parabólico (PTC) y el concentrador lineal Fresnel (LFC) [19]. En la Figura 1.6 se muestran los esquemas y características principales de estos sistemas.

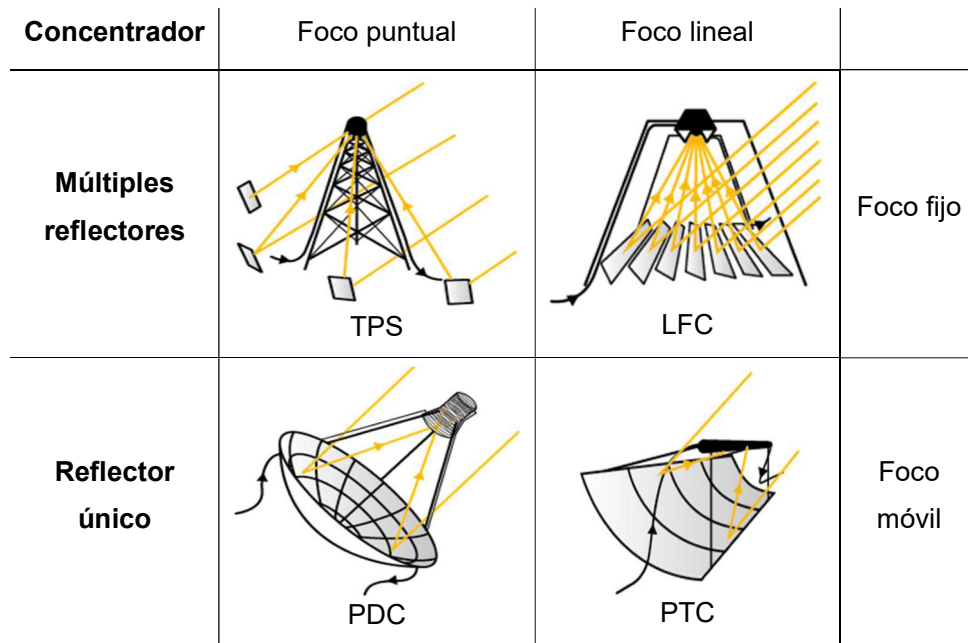


Figura 1.6. Tecnologías de Concentración Solar (CST).

Estas 4 tecnologías se diferencian principalmente por la forma de concentración, la geometría del receptor, temperatura de operación, relación de concentración y eficiencia como se detalla en la Tabla 1.1. Cada una presenta ventajas y desventajas que se deben tomar en cuenta dependiendo del tipo de aplicación. En cuanto a los costos, varían principalmente en función del país, para mayor información acudir a la referencia [20]. La relación de concentración es el cociente entre la densidad de flujo solar en la superficie del receptor y la densidad de flujo de la radiación solar directa primaria, también puede ser definida como el cociente entre el área de apertura reflector y el área del receptor [21]. Cuanto mayor sea la relación de concentración, mayor será la temperatura que puede alcanzar el receptor. Sin embargo, este aumento de eficiencia tiene un límite, al superar la temperatura óptima, el sistema presentará mayor cantidad de pérdidas como se representa en la Figura 1.7.

Tabla 1.1. Características de las CTS.

| Tipo de CST | Temperatura de operación [°C] | Relación de concentración | Eficiencia anual promedio | Eficiencia del uso de la tierra (área total / potencia) |
|-------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------------|---|
| PTC | 20-400 | 15-45 | 15% | 3.9 |
| LFC | 50-300 | 10-40 | 8-11% | 0.8-1 |
| PTC | 300-1000 | 150-1500 | 17-35% | 5.4 |
| PDC | 120-1500 | 100-1000 | 25-30% | 1.2-1.6 |

(Fuente: [20])

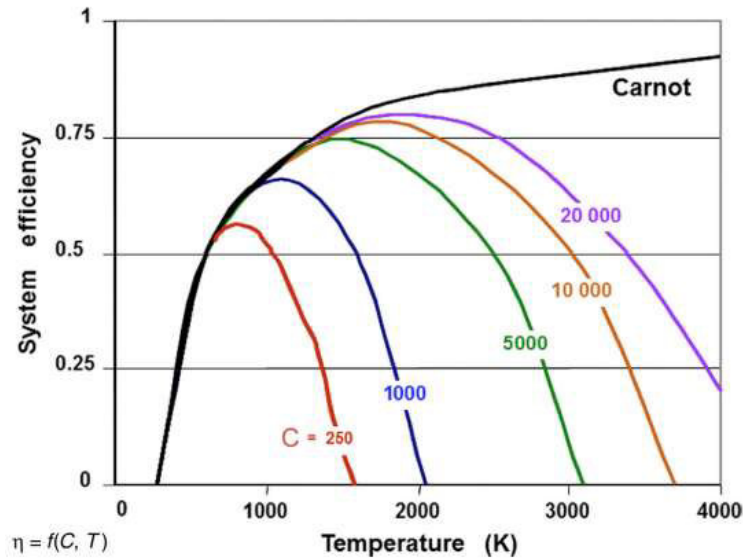


Figura 1.7. Eficiencia teórica y temperatura de trabajo versus la relación de concentración, C.
(Fuente:[21])

1.3.1. Concentrador de disco parabólico (PDC)

Un PDC presenta una eficiencia de 30% o superior, que es más alta que otros tipos de concentradores, lo cual le permite alcanzar temperaturas muy altas [22]. Los discos parabólicos que poseen un ratio de concentración entre 1000 y 5000 logran alcanzar temperaturas superiores a 1800 K [7]. En general, los PDC comerciales alcanzan ratios de concentración de más de 2000 [23], pero se debe tener en cuenta que en la práctica su tamaño está limitado entre 100 y 400 m² debido a las cargas del viento [10]. Su aplicación resulta ideal en la industria metalúrgica, química, generación eléctrica, etc. [18,25]. Por estas razones, en este trabajo se pretende aprovechar sus altas temperaturas y su configuración de un solo reflector para realizar tratamientos térmicos en probetas metálicas.

De forma general, un concentrador de disco parabólico es una tecnología de concentración en la que un disco parabólico reflector y una unidad receptora se fijan a una estructura soporte y de seguimiento solar, la Figura 1.8 muestra un esquema convencional. La forma y dimensiones de la estructura deben ser óptimas, para reducir al máximo la proyección de su propia sombra y la del receptor sobre el reflector.

En la Figura 1.9. se muestran los principales parámetros para describir la geometría del disco parabólico. El diámetro de apertura, la distancia focal y el ángulo de borde son parámetros determinantes durante su diseño.

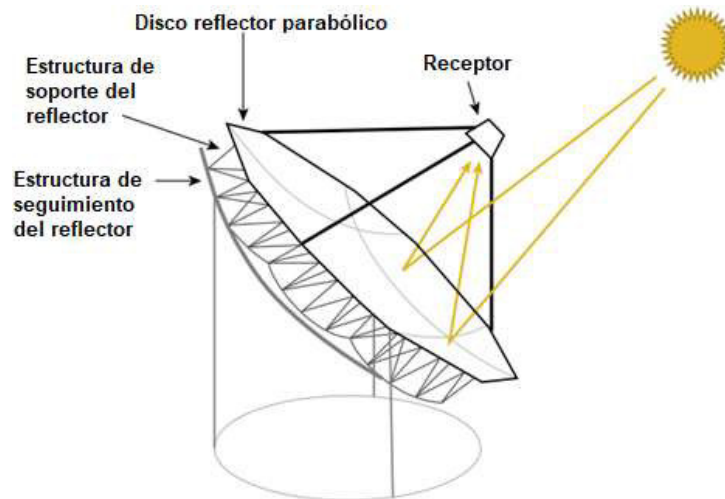


Figura 1.8. Esquema del Concentrador de Disco Parabólico.

(Fuente: Traducción [23])

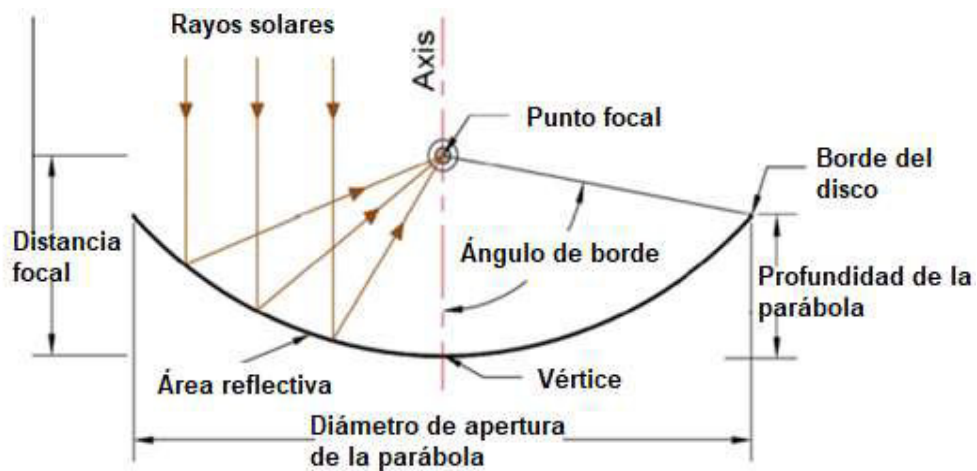


Figura 1.9. Sección transversal esquemática del concentrador parabólico.

(Fuente: Traducción [25])

1.3.2. Tecnología PDC a nivel mundial

En países como Francia, Uzbekistán, Estados Unidos, Alemania, Corea, España, México entre otros, desde hace algunas décadas se han venido desarrollando proyectos relacionados a la energía solar concentrada para aplicaciones en procesos industriales [25,26]. A continuación, en la Tabla 1.2 se realiza un resumen de las principales plantas que implementan tecnología PDC, cabe mencionar que estas plantas se han utilizado para desarrollo e investigación y no de manera comercial.

Tabla 1.2. Principales plantas con tecnología PDC en el mundo.

| Nombre | Horno solar de Odeillo | Horno solar de Uzbekistán | Planta de Maricopa | Planta de Energía Mildura | HelioFocus Dish | Plataforma Solar de Almería |
|-----------------------|--|---|--------------------|---------------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| País | Francia | Uzbekistán | Estados Unidos | Australia | Israel | España |
| Año | 1969 | 1981 | 2010 | 2013 | 2011 | 1992 |
| Estatus Actual | Activo | Activo | No activo | Activo | Activo | Activo |
| Área | 1 Disco: 1830 m ² 63 Heliostatos: 2835 m ² | 1 Disco: 1849 m ² 62 Heliostatos: 3 020 m ² | 60 discos | 40 discos | 1 Disco: 493 m ² | 3 Discos 1 Torre central |
| Potencia | 1000 kW | 1000 kW | 1.5 MW | 100 MW | - | 60 kW |
| Temp. | 3400 °C | 3000 °C | - | - | 1000 °C | - |

(Fuente: [19], [21], [24])

En su gran mayoría los PDC han sido utilizados para trabajar con motores Stirling y microturbinas de gas en ciclos continuos de calentamiento y enfriamiento para generar energía eléctrica de alta eficiencia. Actualmente, esta tecnología aún se sigue desarrollando para estos mismos fines, existe también apertura para su aplicación en otro tipo de industrias como la metalúrgica [24], e incluso aplicaciones a pequeña escala de uso comunitario y para hogar, como por ejemplo humidificación y deshumidificación ambiental, purificación de agua, cocción de alimentos, etc.

1.4. Investigaciones desarrolladas

Desde hace varias décadas, se vienen desarrollando investigaciones referentes a los concentradores de disco parabólico, en su gran mayoría vinculadas a generación eléctrica, actualmente se están explorando nuevas aplicaciones de uso doméstico y pequeña industria. Kandilli y Ulgen [27], realizan una revisión y modelización optimizada de un disco parabólico no simétrico de bajo costo con seguimiento de doble eje, que concentra la irradiación solar directa en un acoplamiento de fibra óptica que transmite la energía concentrada. Teniendo en cuenta los parámetros ópticos del disco y el efecto de la dispersión, se obtuvo una eficiencia general del sistema de 59% y un aumento de 0.82% de la potencia anual en comparación a un disco simétrico. Mendoza et al [28], proponen un modelo matemático para un sistema disco/Stirling y desarrollaron un algoritmo para dimensionar y establecer los efectos de los parámetros opto-geométricos sobre la eficiencia general del sistema. El modelo permite evaluar diferentes configuraciones y distancias entre el concentrador y el receptor, con el objetivo de

obtener el calor deseado en la cavidad del receptor. Los resultados para un concentrador de 10.5 m de diámetro y una irradiación solar de 1000 W/m² muestran una temperatura máxima teórica en la superficie del receptor de 1322 °C y una eficiencia térmica máxima del 68%. Además, en colectores entre 10 y 20 m de diámetro, la variación de eficiencia global no fue significativa (23-25%).

En la literatura, es común encontrar herramientas computacionales que permiten agilizar el cálculo o simular sistemas de concentración solar. Pervez et al [29], desarrollan un modelo de disco parabólico/Stirling autónomo de 12 metros de diámetro con una capacidad de 25 kW y analizan su rendimiento técnico, ambiental y económico utilizando el simulador System Advisor Model (SAM) para las condiciones ambientales de Jamshoro, Pakistán. Para calcular las emisiones de CO₂ evitadas con la instalación del sistema se utiliza una hoja de cálculo en Excel. Los resultados muestran que el sistema propuesto genera 38.6 MWh de energía eléctrica anualmente, además, el sistema alcanza una eficiencia neta del 23.39%. Las emisiones anuales son de 762 kg, siendo el 2.2% carbón y el 4.69% de gas natural. Zayed et al [30], mediante el software MATLAB y el método de optimización de enjambre de partículas multiobjetivo, obtienen los parámetros de diseño y rendimiento óptimos para un sistema de disco Stirling, el cual logró una eficiencia final de 30.15% y los resultados de sensibilidad mostraron que con diámetros de disco de 2.5 a 15 metros, se pueden generar potencias de salida finales de 1.43 a 53.34 kW con una variación insignificante en la eficiencia general de 29.80 a 30.20%.

Los trabajos mencionados anteriormente se tratan de paquetes computacionales que estudian los sistemas de manera general, pero existen otras herramientas computacionales que permiten efectuar un estudio más detallado del fenómeno de concentración solar, en gran parte de los estudios se utilizan herramientas computacionales que emplean el método de integración Monte-Carlo. Tal es el caso de Pavlovic y Stefanovic [31], quienes a través del software TracePro efectúan la simulación para el trazado de 119401 rayos que llegan a un disco parabólico de 3800 mm de diámetro, distancia focal de 2260 mm y un receptor de tubos en espiral de 0.4 m de diámetro. De todos los rayos emitidos, 103029 rayos alcanzaron la superficie del absorbedor, de los cuales el 82% de los rayos emitidos se absorben en el receptor. La irradiación calculada para los rayos absorbidos en el receptor es de 4.109x10⁸ W/m² a 1.331x10⁵ W/m². La temperatura en la superficie de la tubería del absorbedor en espiral es de aproximadamente 680 °C. Por otro lado, Sagade et al [32], hacen uso del software SolTrace para simular y evaluar un receptor tipo géiser anclado a un disco parabólico

para generación de agua caliente en hogares y pequeñas industrias de forma instantánea. A través de la simulación determinan la eficiencia óptica de 41.4% para el receptor tipo géiser y experimentalmente miden la temperatura de salida del agua que oscila entre 50 y 60 °C. Navalho y Pereira [33], elaboran una metodología discreta predictiva para receptores solares volumétricos, el modelo hidrotermal del receptor se basa en simulaciones numéricas y el modelo de flujo solar del colector se basa en la técnica de trazado de rayos de Monte Carlo mediante el software libre Tonatiuh, teniendo en cuenta las características de la irradiación solar, la función del concentrador y la geometría detallada del absorbedor. Wang et al [34], realizan una revisión y verificación de seis herramientas computacionales: Tonatiuh, SolTrace, Tracer, Solstice, Heliosim y SolarPILOT, tomando en cuenta dos factores importantes en el modelado del comportamiento óptico: las distribuciones del slope error de la superficie del reflector y la forma del sol. En los resultados finales se observaron discrepancias debido a aproximaciones inherentes a los métodos de óptica cónica, implementación incorrecta del slope error en una distribución solar pillbox, diferentes enfoques para establecer la relación circunsolar para la forma del sol Buie y diferentes enfoques para el cálculo de las pérdidas por bloqueo y sombreado en algunas herramientas, todos estos problemas y sus posibles soluciones se discuten a profundidad en su trabajo.

Haciendo énfasis en la aplicación industrial de los concentradores solares, Fernández et al [24], realizan una revisión actual de las diferentes aplicaciones industriales en las que la energía solar concentrada puede tener un alto potencial, de las cuales destacan la metalurgia, el procesamiento de materiales (soldadura y revestimiento; tratamientos superficiales; pulvimetalurgia) y materiales no metálicos (cerámica, fullerenos, nanotubos de carbono y producción de cal). Como principal antecedente del uso de un concentrador de disco parabólico para tratamientos térmicos, está el trabajo realizado por Gopalakrishna y Seshan en 1984 [35], quienes construyeron un disco solar parabólico de 4 metros de diámetro y consiguieron una temperatura máxima de 1190 °C en probetas de acero cilíndricas estándar, de 50 mm de diámetro por 50 mm de altura. Estas probetas luego de 30 minutos de tratamiento térmico aumentaron su dureza superficial. Otra alternativa la proponen Patidar et al [36], quienes construyen un modelo a escala 1/15 de un horno de homogenizado industrial de aluminio que se compone heliostatos y un reflector parabólico capaz de calentar aire a 700 °C para homogenizar por convección piezas de aluminio posterior a un tratamiento térmico. Estos dos últimos trabajos son de los pocos que se han enfocado en vincular un disco parabólico de concentración solar con aplicaciones referentes a tratamientos térmicos.

1.5. Tratamientos térmicos

Los tratamientos térmicos involucran operaciones sucesivas de calentamiento y enfriamiento que provocan cambios microestructurales en un material, especialmente metálicos y en su gran mayoría ferríticos, con el fin obtener propiedades mecánicas apropiadas para su uso o procesos de manufactura posteriores [6].

Las tres etapas de un tratamiento térmico convencional se muestran en la Figura 1.10, y se describen a continuación:

- **Calentamiento** de todo el volumen de material hasta la temperatura de tratamiento (T), a una alta velocidad, con el fin de reducir al valor mínimo la diferencia de temperaturas entre la superficie y el núcleo. [37].
- **Mantenimiento** del volumen de material a la temperatura T durante un período de tiempo (t). Un período excesivamente extenso permite el crecimiento de grano y, por tanto, reduce la resistencia a la tracción, lo cual no suele ser conveniente [37].
- **Enfriamiento** desde T hasta la temperatura final (ambiente o del baño de enfriamiento) es la etapa más crítica, influye directamente en la microestructura y propiedades finales. Las velocidades y el baño de enfriamiento varían dependiendo del tipo de tratamiento [37].

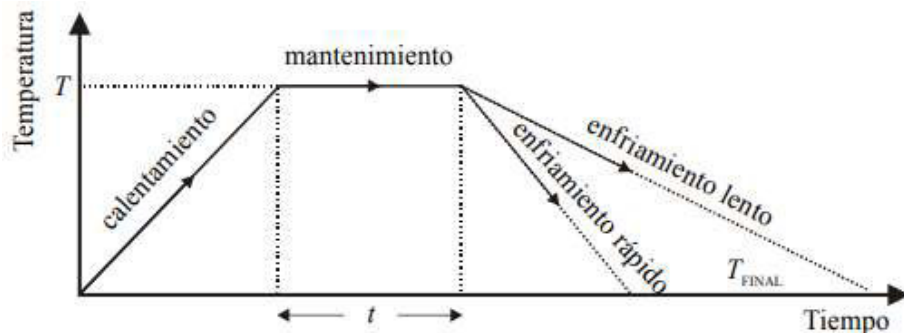


Figura 1.10. Esquema de las etapas del tratamiento térmico convencional.

(Fuente: [37])

Tratamientos térmicos en aleaciones no ferrosas

Para tratar térmicamente las aleaciones no ferrosas, como por ejemplo aleaciones de aluminio, cobre, níquel e incluso algunos aceros inoxidable, se realiza el proceso de endurecimiento por precipitación, en el que pequeñas partículas de precipitados de una fase diferente se dispersan uniformemente en la matriz de la fase original (Figura 1.11), el resultado es un material más resistente y duro [38].

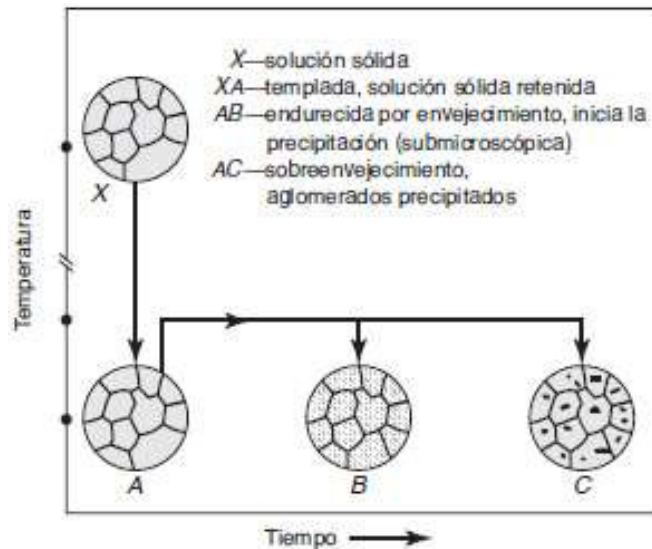


Figura 1.11. Formación de precipitados durante el proceso de endurecido por precipitación.

(Fuente: [38])

Tratamientos térmicos en el aluminio

En la industria metalúrgica del Ecuador, el aluminio representa parte importante de la economía, llegando a generar en 2018 cerca de 30.1 millones en exportaciones [39]. En general, las empresas de este sector realizan tratamientos térmicos de envejecido en gran parte de las piezas de aluminio que producen, con el fin de mejorar sus características mecánicas. Para el caso de las aleaciones de aluminio cuando han sido tratadas térmicamente la designación de su estado metalúrgico esta dado por la letra T, seguido de 1 o más números [40], como se describe en la Figura 1.12.

| | |
|---|--|
| T | Endurecido por envejecimiento |
| | T1: enfriada desde la temperatura de fabricación y envejecida naturalmente. |
| | T2: enfriada desde la temperatura de fabricación, trabajada en frío y envejecida naturalmente |
| | T3: tratada por solución, trabajada en frío y envejecida naturalmente. |
| | T4: tratada por solución y envejecida naturalmente. |
| | T5: enfriada desde la temperatura de fabricación y envejecida artificialmente. |
| | T6: tratada por solución y envejecida artificialmente. |
| | T7: tratada por solución y estabilizada por exceso de envejecimiento. |
| | T8: tratada por solución, trabajada en frío y envejecida artificialmente. |
| | T9: tratada por solución, envejecida artificialmente y trabajada en frío. |
| | T10: enfriada desde la temperatura de fabricación, trabajada en frío y envejecida artificialmente. |

Figura 1.12. Designaciones para los estados metalúrgicos de las aleaciones de aluminio.

(Fuente: [40])

Un ejemplo de tratamiento térmico es la aleación 2024-T4 que tiene aplicaciones aeroespaciales y aplicaciones de ingeniería sometidas a esfuerzos, su tratamiento de solución se realiza en un rango de temperatura de 450 a 550 °C durante aproximadamente 1 hora seguido de enfriamiento y posterior envejecido [41]. El uso de

la aleación de aluminio para forja 6063 es bastante habitual en las diferentes industrias debido a sus propiedades mecánicas y eléctricas, según recomienda la norma ASTM B918 debe recibir un tratamiento térmico de envejecido T5 a 204.4 °C (400 °F) durante 1 a 3 horas o un T6 a 148.8 °C (300 °F) durante 6 horas.

2. METODOLOGÍA

En esta sección se describen los parámetros utilizados y las ecuaciones necesarias para el diseño óptico del disco parabólico y el diseño térmico de su receptor. Se usa el software Python como una herramienta para automatizar los cálculos y la creación de archivos de entrada para el software de simulación óptica Solstice, el cual permite visualizar el trazado de rayos, los flujos de energía y las pérdidas del sistema. En la Figura 2.1 se observa la secuencia de actividades para la realización de este trabajo.

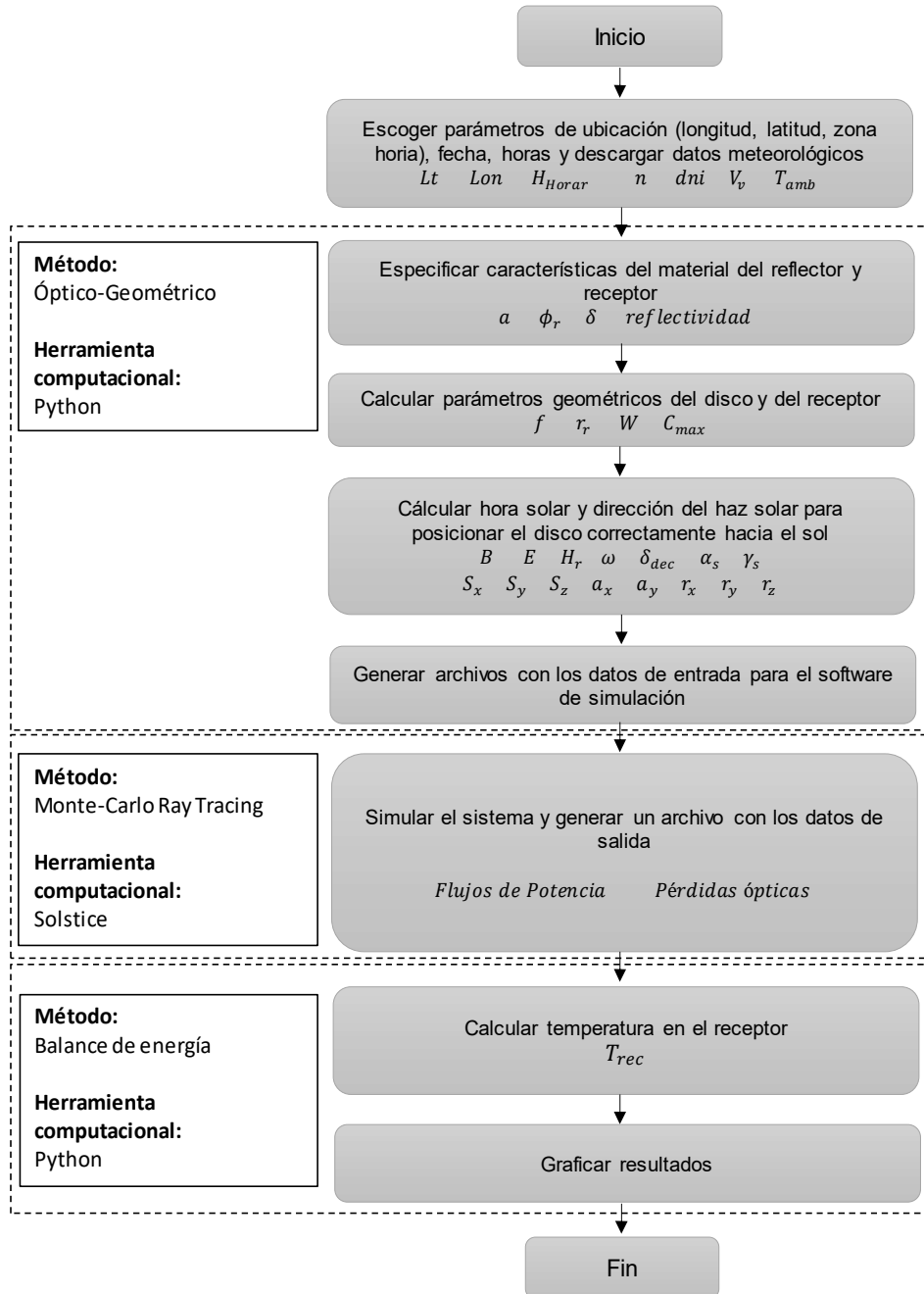


Figura 2.1. Diagrama de flujo para el diseño óptico y térmico del PDC.

2.1. Ubicación

Este trabajo está enfocado en diseñar un disco solar parabólico para tratamientos térmicos a escala de laboratorio, específicamente, para futuras aplicaciones en los laboratorios de Facultad de Ingeniería Mecánica ubicada en la ciudad de Quito-Ecuador. La localización geográfica utilizada para este trabajo se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Características de la ubicación de estudio.

| Característica | Símbolo | Valor |
|----------------|---------------|------------------|
| Latitud | Lt | -0.2095° |
| Longitud | Lon | -78.4898° |
| Huso Horario | $H_{Horario}$ | -5 |

(Fuente: Propia)

2.2. Selección de los días del año para simulación

Considerando el desplazamiento elíptico de la tierra alrededor del sol, se observa en la Figura 2.2, que existen días del año en los que el ángulo de declinación δ_{dec} alcanza su valor máximo de $\pm 23.45^\circ$ o un valor de 0° [14]. Además, la distancia entre la tierra y el sol también varía para cada día del año. Por este motivo, se selecciona arbitrariamente un día significativo del año para realizar la simulación, en este caso, es el solsticio de verano que para el año 2020 ocurre el 20 de junio, en este día el ángulo de dispersión $\delta_{dec} = 23.45^\circ$ y la tierra se encuentra más lejana del sol en comparación con otros días de solsticio o equinoccio.

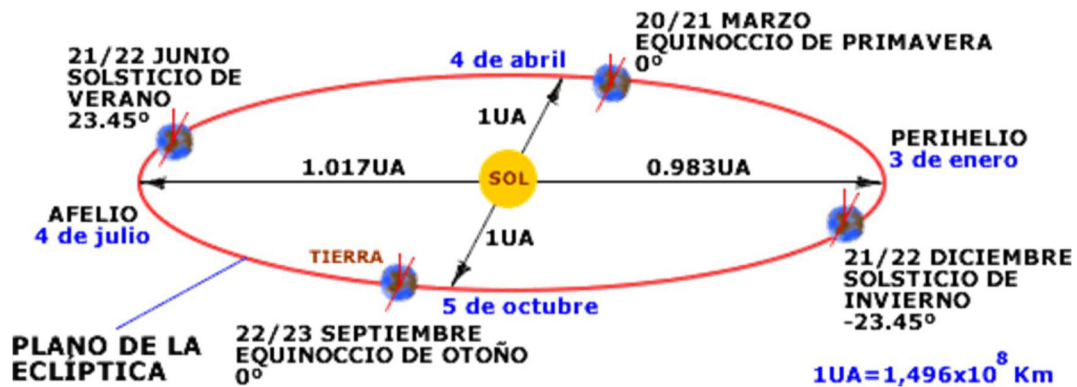


Figura 2.2. Desplazamiento elíptico de la tierra alrededor del sol.

2.3. Descarga de datos meteorológicos

Los datos meteorológicos se obtienen a partir de la base de datos de la NREL (National Renewable Energy Laboratory), para un modelo de cielo despejado (clear sky) en el año 2020. Como información adicional, el usuario también puede adquirir los datos para un año típico meteorológico (TMY por sus siglas en inglés), el cual se obtiene del análisis de un conjunto de datos desde el año 1998 hasta 2017, dando como resultado los valores correspondientes a 12 meses en este intervalo de tiempo que mejor representen las condiciones usuales de la ubicación solicitada [42]. En la Tabla 2.2 se enlistan los datos particulares para la ubicación y fecha seleccionadas para este trabajo y se ilustran en la Figura 2.3.

Tabla 2.2. Datos meteorológicos para la fecha seleccionada.

| Hora | DNI (W/m²) | Velocidad de Viento (m/s) | Temperatura ambiente (°C) |
|-------------|----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 7:00 | 602 | 1.9 | 10.0 |
| 7:30 | 740 | 2.0 | 11.2 |
| 8:00 | 822 | 2.1 | 12.3 |
| 8:30 | 874 | 2.2 | 13.3 |
| 9:00 | 911 | 2.3 | 14.3 |
| 9:30 | 936 | 2.5 | 14.9 |
| 10:00 | 955 | 2.6 | 15.6 |
| 10:30 | 968 | 2.8 | 16.0 |
| 11:00 | 976 | 2.9 | 16.4 |
| 11:30 | 982 | 3.0 | 16.4 |
| 12:00 | 984 | 3.1 | 16.4 |
| 12:30 | 982 | 3.1 | 16.2 |
| 13:00 | 976 | 3.2 | 16.1 |
| 13:30 | 970 | 3.1 | 15.8 |
| 14:00 | 958 | 3.0 | 15.5 |
| 14:30 | 944 | 2.9 | 15.0 |
| 15:00 | 924 | 2.8 | 14.6 |
| 15:30 | 896 | 2.6 | 14.0 |
| 16:00 | 854 | 2.5 | 13.5 |
| 16:30 | 799 | 2.2 | 12.8 |
| 17:00 | 717 | 2.0 | 12.2 |

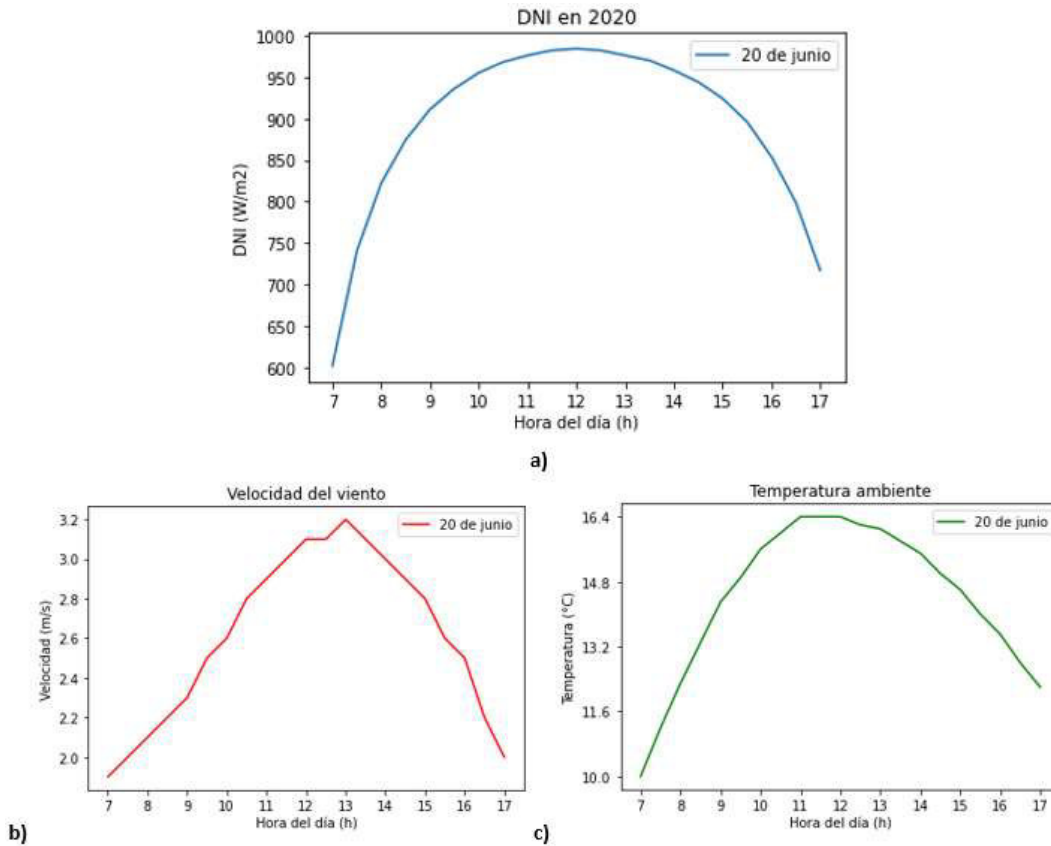


Figura 2.3. Gráficas de datos meteorológicos para el 20 de junio del 2020 a) DNI b) Velocidad del viento c) Temperatura ambiente

En la Figura 2.3a se observa como el DNI aumenta desde la mañana hasta alcanzar su valor máximo a las 12 del día y disminuye de la misma forma en la tarde. Algo similar ocurre con la temperatura ambiente y la velocidad del viento.

2.4. Diseño óptico

Para el diseño óptico se describen las expresiones matemáticas que permiten obtener la geometría del disco reflector parabólico y del receptor plano, incluyendo la relación máxima de concentración. Además, se presentan los ángulos que describen los cambios de posición solar, como son la hora solar, dirección del haz solar, vector solar unitario, ángulos de giro y desplazamientos, teniendo en cuenta que para un observador en la tierra el sol realiza un movimiento continuo, a medida que varían parámetros de tiempo como fecha y hora o parámetros geográficos como latitud y longitud.[43]. Estos datos son calculados mediante el software Python, para crear los archivos de entrada para el software de simulación Solstice.

2.4.1. Geometría del disco parabólico

El PDC es una superficie de revolución paraboloides que se genera al rotar la curva plana de una parábola (generatriz) alrededor de un eje de rotación (directriz) que se encuentra en el mismo plano, su expresión es la siguiente:

$$\frac{x^2 + y^2}{4f} = z \quad (2.1)$$

Donde x e y son las coordenadas en el plano de apertura y en z se da la coordenada desde el vértice en el eje de simetría de la parábola.

Al punto focal que se encuentra a una distancia focal f desde el vértice de la parábola, llegan todos los rayos solares paralelos al eje de simetría que han sido reflejados por la superficie del concentrador.

Para entender de mejor manera esta geometría, en la Figura 2.4 se representa una curva parabólica en el plano x - y , en donde el eje x es el eje de simetría y principalmente se observa la distancia focal f , el diámetro de apertura de la parábola a y el ángulo de borde ϕ_r .

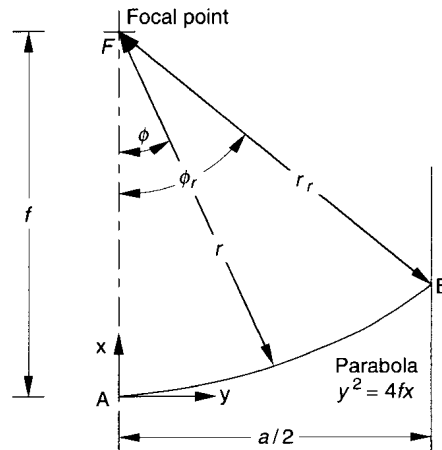


Figura 2.4. Sección transversal del concentrador parabólico con sus dimensiones principales.

(Fuente: [43])

La relación entre la distancia focal y el diámetro de apertura f/a define la forma de la parábola y la ubicación relativa de su foco como se observa en la Figura 2.5. Matemáticamente, se expresa así [30]:

$$\frac{f}{a} = \frac{1}{4 \tan\left(\frac{\phi_r}{2}\right)} \quad (2.2)$$

Para cualquier punto en el disco, el radio es [43]:

$$r = \frac{2f}{1 + \cos(\phi)} \quad (2.3)$$

El radio de borde r_r se obtiene cuando $\phi = \phi_r$.

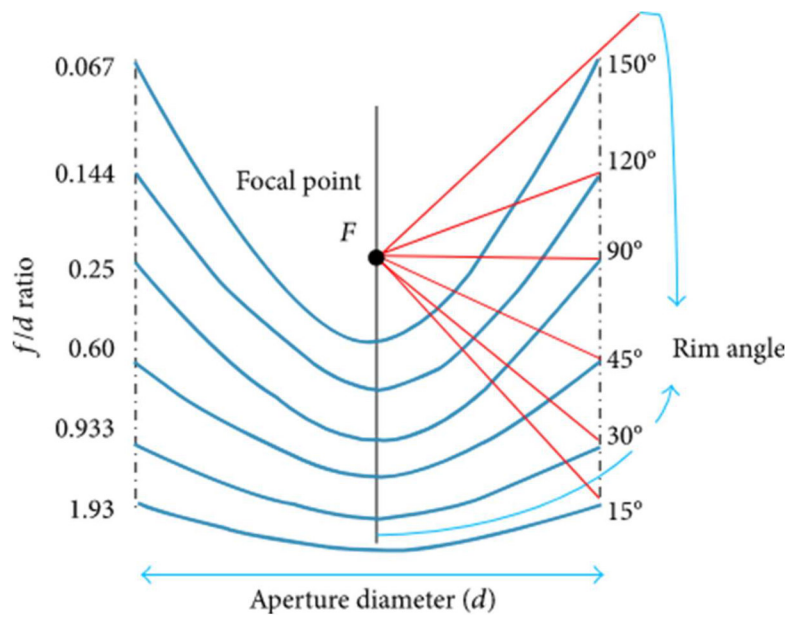


Figura 2.5. Segmentos de distancia focal y ángulos de borde con un punto focal común y el mismo diámetro de apertura del concentrador.

(Fuente: <https://www.hindawi.com/journals/jen/2020/9205283/>)

2.4.2. Geometría del receptor

El haz incidente de radiación solar que llega a cada punto del disco parabólico es un cono con un ángulo de 0.53° (la mitad de este ángulo es 0.267° o $16'$) [43]. Este ángulo se conoce como cono solar. La Figura 2.6 muestra como la radiación reflejada desde el borde de la parábola establece el ancho de la zona focal, si aumenta el ángulo de borde también aumenta la imagen solar en el plano focal y viceversa.

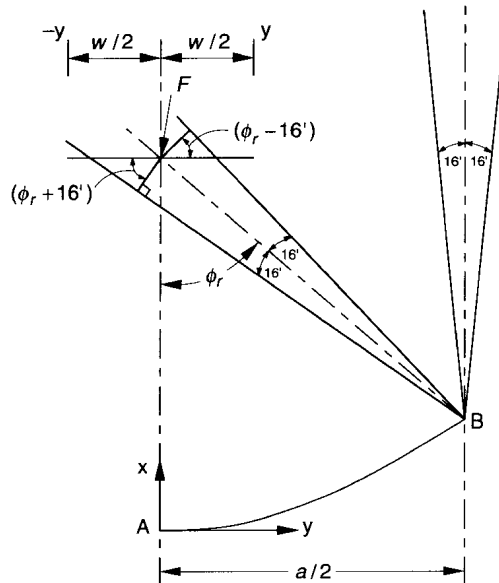


Figura 2.6. Dimensiones de la imagen para un concentrador parabólico.

(Fuente: [43])

A partir del análisis geométrico, el diámetro mínimo de un receptor plano para un reflector parabólico de superficie, forma y alineación perfecta está dado por [43]:

$$W = \frac{2r_r \sin 0.267}{\cos(\phi_r + 0.267)} = \frac{a \sin 0.267}{\sin \phi_r \cos(\phi_r + 0.267)} \quad (2.4)$$

Sin embargo, en la realidad los reflectores son imperfectos y generaran imágenes más grandes que las teóricas, por lo cual se considera un haz reflejado con un ancho angular de $0.53 + \delta$ como se muestra en la Figura 2.7, siendo δ el ángulo de dispersión que representa los errores angulares asociados a la rugosidad de la superficie reflectante, deterioro del reflector, errores por el seguimiento solar y errores debido al conformado de la curvatura de la superficie [30,44]. Este ángulo puede ser estimado realizando mediciones de distribución de flujo, utilizando métodos de trazado de rayos si se conoce la distribución de errores angulares de la superficie [43].

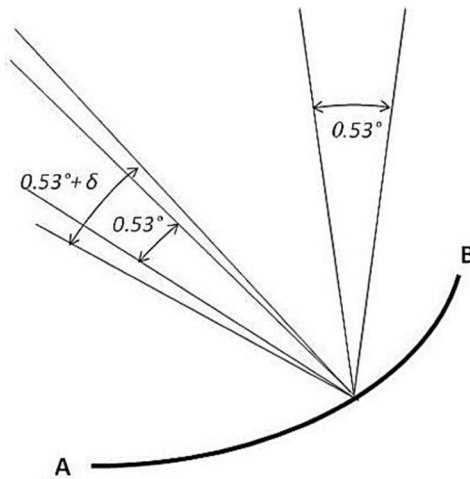


Figura 2.7. Esquema de un concentrador con un ángulo de dispersión δ agregado al ángulo del cono solar de 0.53° .

(Fuente: [45])

Entonces, el diámetro mínimo de un receptor plano para reflectores parabólicos imperfectos se obtiene añadiendo el ángulo de dispersión δ a la ecuación (2.4), así: [27,28,43]:

$$W = \frac{2r_r \sin(0.267 + \delta/2)}{\cos(\phi_r + 0.267 + \delta/2)} = \frac{a \sin(0.267 + \delta/2)}{\sin \phi_r \cos(\phi_r + 0.267 + \delta/2)} \quad (2.5)$$

2.4.3. Relación de concentración máxima

Un aprovechamiento óptimo de la radiación solar captada depende principalmente de la relación de concentración, por esta razón, la relación de concentración máxima es un

parámetro importante para dimensionar el disco parabólico y el receptor. Matemáticamente, este valor se calcula así [27, 28]:

$$C_{max} = \frac{\sin^2 \phi_r \cos^2 (\phi_r + 0.267 + \delta/2)}{\sin^2 (0.267 + \delta/2)} \quad (2.6)$$

Autores como Mendoza et al. [28] y Zayet et al [46], coinciden en que se obtiene el valor más alto de concentración máxima C_{max} cuando $\phi_r = 45^\circ$, por esta razón, se asumirá ese valor para este trabajo.

Como ejemplo, en la Figura 2.8 se muestra la influencia del ángulo de borde y del ángulo de dispersión, sobre la concentración solar. La gráfica compara la curva de concentración sin considerar el ángulo de dispersión y considerándolo. Se observa que la concentración máxima disminuye significativamente para un caso real.

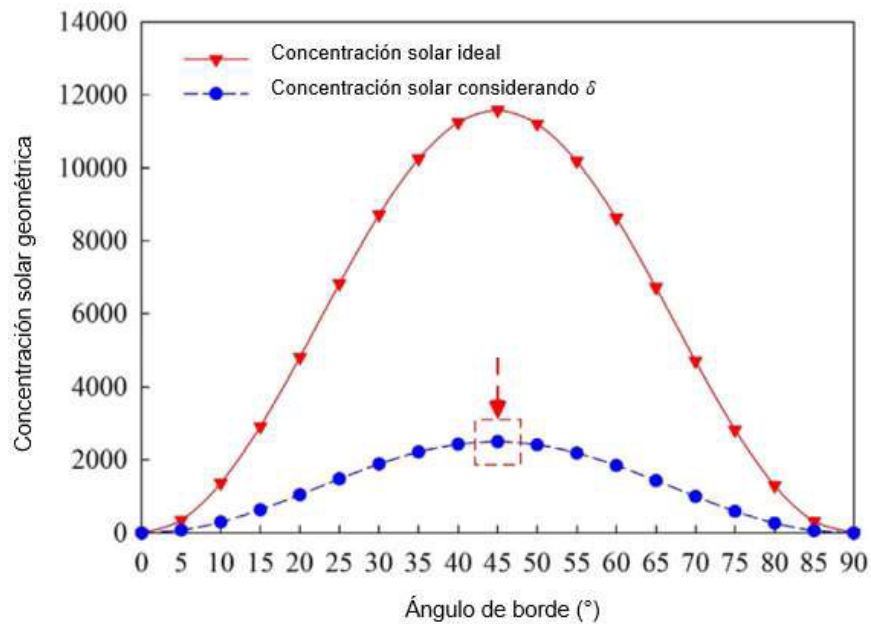


Figura 2.8. Variación de concentración en función del ángulo de borde, considerando un ángulo de dispersión de 0.605° .

(Fuente: Adaptación [46])

2.4.4. Hora solar y dirección del haz solar

La hora local no es igual a la hora solar, la diferencia radica en que la hora local está dada por un reloj que considera que los días tienen la misma duración durante todo el año, pero en realidad, la duración del día varía para cada día del año debido a la órbita elíptica de la tierra alrededor del sol y la inclinación del plano ecuatorial de la tierra con respecto a esta órbita [14]. Por esta razón, para aplicaciones solares conviene determinar la hora solar para calcular la posición correcta del sol. Los ángulos solares

con respecto al reflector permiten determinar la posición solar y obtener la dirección del haz solar. Se calculan mediante las expresiones de la Tabla 2.3, las cuales han sido utilizadas en trabajos anteriores como los de Flores E. [47] y Nieto F. [48].

Tabla 2.3. Ecuaciones para el cálculo de hora solar y dirección del haz solar.

| Nombre | Sím | Expresión matemática | Unid | Observación |
|---------------------|----------------|---|------|--|
| Factor B | B | $B = (n - 1) * \frac{360}{365}$ | ° | Día del año $n \in [1, 365]$ |
| Ecuación del tiempo | E | $E = 229.2 (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B)$ | min | --- |
| Hora Solar | Hr | $Hr = Hora\ local * 60 + 4(H_{Horario} * 15 - Lon) + E$ | min | Hora civil en horas |
| Ángulo Horario | ω | $\omega = 15 * \left(\frac{Hr}{60} - 12 \right)$ | ° | Mañana (+) Tarde (-) |
| Declinación | δ_{dec} | $\delta_{dec} = 23.45 * \sin \left(360 * \frac{284 + n}{365} \right)$ | ° | $\delta_{dec} \in [-23.45^\circ, 23.45^\circ]$ |
| Ángulo cenital | α_s | $\alpha_s = \arcsin(\cos(Lt) * \cos(\delta_{dec}) * \cos(\omega) + \sin(Lt) * \sin(\delta_{dec}))$ | ° | Ángulo entre el sol y la horizontal |
| Ángulo acimutal | γ_s | $\gamma_s = \operatorname{sgn}(\omega) \left \arccos \left(\frac{\sin \alpha_s \sin Lt - \sin \delta_{dec}}{\cos \alpha_s \cos Lt} \right) \right $ | ° | Medido desde el eje sur |

(Fuente: [47],[48],[43])

2.4.5. Vector solar unitario

Las componentes del vector solar se visualizan al trazar un sistema de coordenadas con respecto al observador, en este caso, el disco reflector. En el plano horizontal se establecen los puntos cardinales y en el plano vertical el cenit solar. La Tabla 2.4 contiene las ilustraciones y ecuaciones necesarias para el cálculo de las componentes. Estos cálculos permiten determinar la inclinación del sistema y el ángulo con respecto al eje vertical tanto del disco reflector como del receptor plano, los cuales servirán más adelante para el análisis térmico del receptor.

Tabla 2.4. Ecuaciones para el cálculo de componentes del vector solar unitario.

| Coordenadas con respecto al observador | |
|--|--|
| | |
| Plano XY: | $S_{xy} = S * \cos\alpha_s$ |
| Componente en el eje X: $\cos\gamma_s = \frac{S_x}{S_{xy}}$ | Reemplazando S_{xy} se obtiene: $S_x = S * \cos\alpha_s * \cos\gamma_s$ |
| Componente en el eje Y: $\sin\gamma_s = \frac{S_y}{S_{xy}}$ | Reemplazando S_{xy} se obtiene: $S_y = S * \cos\alpha_s * \sin\gamma_s$ |
| Componente en el eje Z: | $S_z = S * \sin\alpha_s$ |
| Siendo el módulo del vector unitario $S = 1$ | Vector solar unitario: $S_x = \cos\alpha_s * \cos\gamma_s$ $S_y = \cos\alpha_s * \sin\gamma_s$ $S_z = \sin\alpha_s$ |

(Fuente: [47])

2.4.6. Ángulos de giro del disco reflector parabólico

Una vez conocido el vector solar unitario se debe posicionar el disco reflector para lograr una reflexión óptima, el reflector no se desplaza en ningún eje, únicamente realiza movimientos de giro. Para el software Solstice estos ángulos de giro se calculan con las ecuaciones de la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Ecuaciones para el cálculo de ángulos de giro del reflector en Solstice.

| Ilustración de la posición del disco | |
|---|---|
| | |
| Plano YZ: ψ: Ángulo entre componentes $S_y - S_z$ | $\psi = \arctan\left(\frac{S_z}{S_y}\right) = \arctan\left(\frac{\sin\alpha_s}{\cos\alpha_s * \sin\gamma_s}\right)$ |
| Vector S_{yz} | $S_{yz} = S_y + S_z$ |
| Giro del disco en el eje X: a_x Este ángulo posiciona el reflector perpendicular al ángulo cenital | <p>Si $S_y \geq 0$ se tiene:</p> $a_x = \psi - 90^\circ = \arctan\left(\frac{\sin\alpha_s}{\cos\alpha_s * \sin\gamma_s}\right) - 90^\circ$ <p>Si $S_y < 0$ se tiene:</p> $a_x = \psi + 90^\circ = \arctan\left(\frac{\sin\alpha_s}{\cos\alpha_s * \sin\gamma_s}\right) + 90^\circ$ |

| | |
|---|---|
| <p>Giro del disco en el eje Y: a_y Este ángulo posiciona el reflector hacia el ángulo acimutal</p> | <p>Ecuación para el cálculo del ángulo entre 2 vectores:</p> $\cos a_y = \frac{\vec{a} \cdot \vec{b}}{ \vec{a} \vec{b} }$ <p>Siendo a el vector S y b el vector S_{yz}</p> <p>Entonces:</p> $\vec{S} \cdot \vec{S}_{yz} = S_x * 0 + S_y * S_y + S_z * S_z$ $ \vec{S} = \sqrt{S_x^2 + S_y^2 + S_z^2} = 1$ $ \vec{S}_{yz} = \sqrt{S_y^2 + S_z^2}$ <p>Finalmente:</p> <p>Si $S_x > 0$ se tiene:</p> $a_y = \arccos \frac{\vec{S} \cdot \vec{S}_{yz}}{ \vec{S} \vec{S}_{yz} }$ <p>Si $S_x \leq 0$ se tiene:</p> $a_y = -\arccos \frac{\vec{S} \cdot \vec{S}_{yz}}{ \vec{S} \vec{S}_{yz} }$ |
|---|---|

(Fuente: Propia)

2.4.7. Ángulos de giro y desplazamientos del receptor

El receptor deberá realizar los mismos giros que el disco reflector, es decir, con los ángulos a_x y a_y . Adicionalmente, en el software Solstice se requiere ingresar los desplazamientos en los ejes para que el receptor se posicione en frente del receptor a la distancia focal de diseño y justamente en el centro. Las ecuaciones para calcular estos desplazamientos se detallan en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6. Ecuaciones para el cálculo de desplazamientos del receptor en Solstice.

| Desplazamiento | Ecuación |
|----------------|-----------------|
| Eje X | $r_x = f * S_x$ |
| Eje Y | $r_y = f * S_y$ |
| Eje Z | $r_z = f * S_z$ |

(Fuente: Propia)

2.5. Software Solstice con Monte Carlo Ray Tracing

Solstice es un software libre desarrollado por Méso-Star para analizar y diseñar sistemas de concentración solar mediante el cálculo de la potencia total recolectada por el sistema. El algoritmo de Solstice se basa en el método de integración de Monte-Carlo de la ecuación de transferencia radiativa, que consiste en realizar un muestreo aleatorio de la trayectoria de un determinado número de rayos solares con potencia conocida, para calcular la integral de la cantidad de rayos que llegan al objetivo (target) y así obtener la potencia útil del sistema. Adicionalmente, determina las pérdidas (con su incertidumbre estadística) que ocurren cuando los rayos no llegan al receptor debido a la presencia de sombras en los reflectores o absorción por materiales (reflectores imperfectos o sólidos semitransparentes) [49].

La principal razón para utilizar Solstice en este trabajo es que la tasa de convergencia de su algoritmo es más rápida que otras herramientas computacionales (como por ejemplo, SolTrace y Tonatiuh) [34]. Además, está diseñado para ejecutarse como una herramienta de línea de comandos, lo cual permite acoplar la simulación al software Python.

El algoritmo de Solstice obtiene el flujo solar concentrado sobre el objetivo a través de la integral recursiva para un flujo solar P (en Watts) incidente sobre una superficie, [50,51,52]:

$$P = \int_{S_R} ds(r_1) \int_{\Omega_{sun}} d\omega_0 |n(r_1) \cdot \omega_0| \frac{DNI}{\Omega_{sun}} H(r_0 \in sun) I_1 \quad (2.7)$$

$$I_i = \int_{2\pi} d\omega_i \rho''(\omega_i | \omega_{i-1}) |n(r_i) \cdot \omega_i| [H(r_{i+1} \in Target) + H(r_{i+1} \in S_R) I_{i+1}] \quad (2.8)$$

Donde:

r_1 : primera superficie reflectante

$\int_{S_R} ds(r_1)$: integral de superficie sobre la primera superficie reflectante

ω_0 : dirección del flujo de radiación solar incidente

r_0 : ubicación del flujo de radiación solar incidente

$\int_{\Omega_{sun}} d\omega_0 |n(r_1) \cdot \omega_0| \frac{DNI}{\Omega_{sun}}$: integral del flujo de radiación sobre por la superficie reflectante

$H(x)$: función de prueba, $H(x) = 1$ si $x = true$ y $H(x) = 0$ si $x = false$

I_i : indicador recurrente para múltiples reflexiones de los rayos

$\rho''(\omega_i | \omega_{i-1})$: función de distribución de reflexión bidireccional

$H(r_{i+1} \in Target)$: significa que, si la intersección posterior a una reflexión está dentro del receptor entonces $H = 1$ y se guarda la realización.

$H(r_{i+1} \in S_R)I_{i+1}$: significa que, si la intersección posterior a una reflexión está fuera del receptor, nuevamente utiliza la ecuación (2.7) para calcular la nueva intersección.

En las ecuaciones (2.7) y (2.8) se tienen dos suposiciones: a nivel del suelo la radiación no es afectada por la atmósfera y en la definición de la Irradiación Normal Directa se encuentra contenida la dependencia espectral de la intensidad del sol I_{sun} , asumiendo que las propiedades ópticas se mantienen constantes en todo el espectro solar, se genera la integral sobre todas las frecuencias del rango espectral $\int_{v_{min}}^{v_{max}} dv$ [50]. Aplicando todo lo anteriormente mencionado, la ecuación para el DNI queda de la siguiente forma:

$$DNI = \int_{v_{min}}^{v_{max}} dv \int_{\Omega_{sun}} d\omega_0 I_{sun}(\omega_0, v) \quad (2.9)$$

Donde:

v : frecuencias del espectro solar

ω_0 : ubicación del flujo de radiación solar incidente

Cabe señalar que para implementar el algoritmo Monte-Carlo, son necesarias algunas reformulaciones en la integral, como se muestra en el trabajo de Roccia J. et al. [51], quienes introducen funciones de distribución de probabilidad en cada integral y reemplazan la función de distribución de reflexión bidireccional $\rho''(\omega_i|\omega_{i-1})$ (BRDF, por sus siglas en inglés), por un modelo de distribución de microfacetas que permite simular las irregularidades de superficie reflectante. El algoritmo final para el software y el esquema de reflexión para un rayo se muestran en la Figura 2.9.

Inicialmente, el algoritmo realiza un muestreo uniforme de la posición r_1 sobre la superficie reflectante S_R y posteriormente toma una muestra de la dirección en el disco solar ω_0 . El peso Monte-Carlo w_p se calcula si no se presentan sombras entre el rayo y r_1 . A través del modelo de microfacetas y reflexión especular se calcula la posición r_2 , si esta se encuentra dentro del receptor se guarda el dato de potencia obtenido y se repite el proceso para el siguiente rayo, hasta alcanzar la cantidad N de rayos ingresada en el software. A partir de los datos de potencia guardados se obtiene como resultado final el flujo de potencia en el receptor y su incertidumbre numérica.

```

 $\bar{P} = 0;$ 
foreach event do
  Uniform sampling of  $\mathbf{r}_1$  on  $S_r$ ;
  Sampling of  $\omega_0$  on solar disk ;
  if No shadowing between sun and  $\mathbf{r}_1$  then
    |  $w_p = \rho DNI |\mathbf{n}(\mathbf{r}_1) \cdot \omega_0| S_R$ ;
  else
    |  $w_p = 0$  and break ;
  end
  sampling a normal  $\mathbf{n}_1$  (microfacets model) and specular reflection ;
  if  $\mathbf{r}_2 \in \text{Target}$  (blocking and spillage test) then
    |  $\bar{P} = \bar{P} + w_p$ 
  end
end
 $\bar{P} = \frac{1}{N} \bar{P};$ 

```

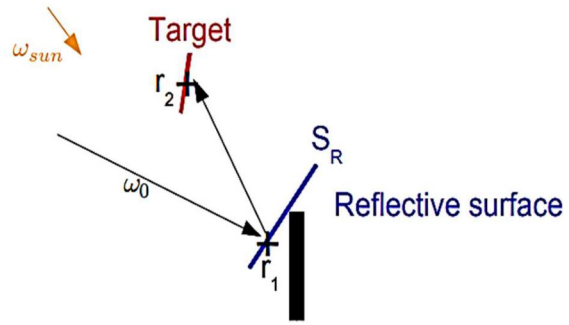


Figura 2.9. Algoritmo Monte-Carlo y esquema de reflexión para un rayo.

(Fuente: [51])

Adicionalmente, el usuario puede utilizar las herramientas de post-procesamiento del software para obtener los mapas del flujo de la energía que llega al receptor, visualizar las geometrías de reflectores y receptores o las trayectorias ópticas de los rayos. El uso de estos complementos implica mayor tiempo de simulación y requieren de un software adicional para abrir el tipo de archivos que se obtienen (con extensión .vtk), para lo cual en este trabajo se utiliza el software Paraview. En el ejemplo de la Figura 2.10 se observa el esquema básico del PDC que se va a simular, en donde, el disco parabólico reflector está en color azul, el receptor en rojo y los rayos incidentes en blanco.

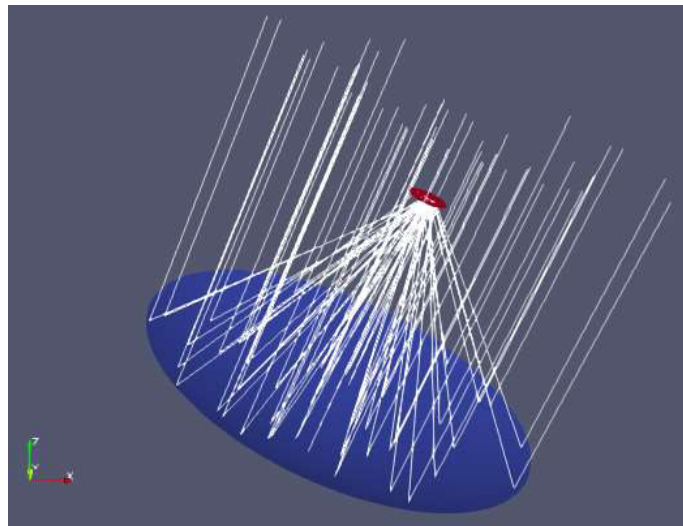


Figura 2.10. Ejemplo del trazado de rayos en el disco parabólico obtenido en Solstice.

(Fuente: Propia)

Ejecución de Solstice

Solstice requiere de dos archivos de entrada con extensión .yaml para ejecutar la simulación. El primer archivo contiene los datos de entrada que definen la geometría, posición, rotación y propiedades que corresponden al reflector y al receptor, en la Tabla 2.7 se detallan estos datos. El segundo archivo especifica el receptor en el que se desea conocer el flujo de llegada y/o el flujo absorbido, y también, la parte del receptor en donde se requiere conocer estos flujos (frontal o trasera).

Para definir el sol, el único parámetro indispensable es su DNI, adicionalmente se puede elegir un modelo del disco solar. El modelo de pillbox define una intensidad uniforme sobre el disco solar y su único parámetro es el ángulo medio del cono solar (half angle), en grados. También están disponibles otros modelos como el Gaussiano o el Buie, pero cuando no se especifica un modelo, toda la radiación solar proviene de la dirección solar principal dada (radiación colimatada) [49].

La propiedad de reflectividad oscila entre 0 y 1, se define como la razón entre la cantidad reflejada y la cantidad total de radiación incidente. La absorptividad oscila entre 0 y 1, se define como la razón entre la cantidad de radiación absorbida y la cantidad total de radiación incidente sobre una superficie [14].

El slope error se asocia a las imperfecciones de la superficie y produce que el rayo reflejado se desvíe de la dirección de reflexión especular y del objetivo, como se muestra en la Figura 2.11. Cuanto mayor sea el slope error de la superficie, peor será el rendimiento óptico del concentrador, ya que aumenta la dispersión del punto focal y disminuye la relación de concentración máxima. Generalmente se mide en miliradianes [53].

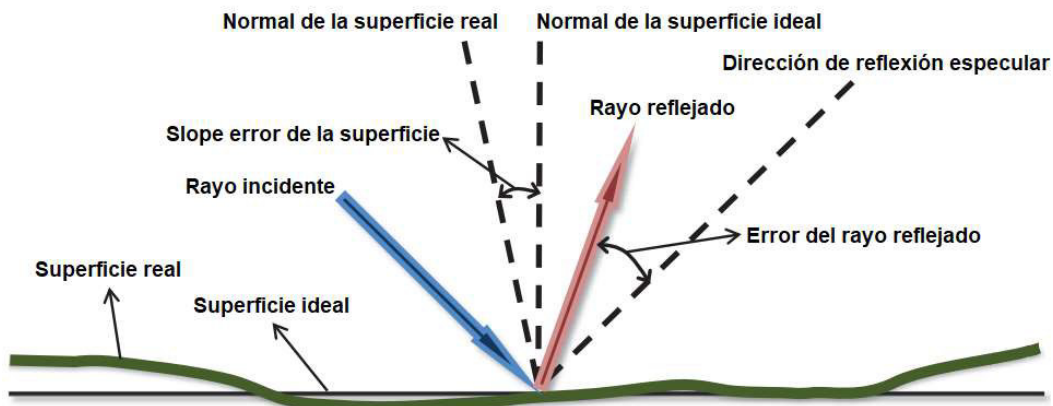


Figura 2.11. Esquema del error del rayo reflejado debido al slope error de la superficie.

(Fuente: Traducción [53])

En este trabajo se asume el valor de reflectividad de 0.9 tomando como referencia el trabajo de Zayed et al [30]. El valor de reflectividad del receptor cambia en función del material que se esté utilizando.

Tabla 2.7. Datos del archivo de entrada para Solstice.

| Parámetro | Nombre | Propiedades |
|------------------|-----------|--|
| Definición solar | DNI | <ul style="list-style-type: none"> Modelo del disco solar: Pillbox Ángulo del cono solar (half angle): 0.267° |
| Entidades | Reflector | <ul style="list-style-type: none"> Geometría: Disco parabólico Medidas: Distancia focal f, Radio de apertura $a/2$ Material: Mirror Reflectividad: 0.9 Slope error: ## mrad Traslación: $[0, 0, 0]$ Rotación: $[a_x, a_y, 0]$ |
| | Receptor | <ul style="list-style-type: none"> Geometría: Plana Medidas: Diámetro del receptor W Material: Matte Reflectividad: Varía según el material Traslación: $[r_x, r_y, r_z]$ Rotación: $[a_x, a_y, 0]$ |

(Fuente: Propia)

Para que Solstice lea el archivo de entrada e inicie la simulación, se requiere ingresar un comando específico, que incluye el ángulo cenital, el ángulo acimutal y el número de rayos N para simular [49], ver el ejemplo de la Figura 2.12.

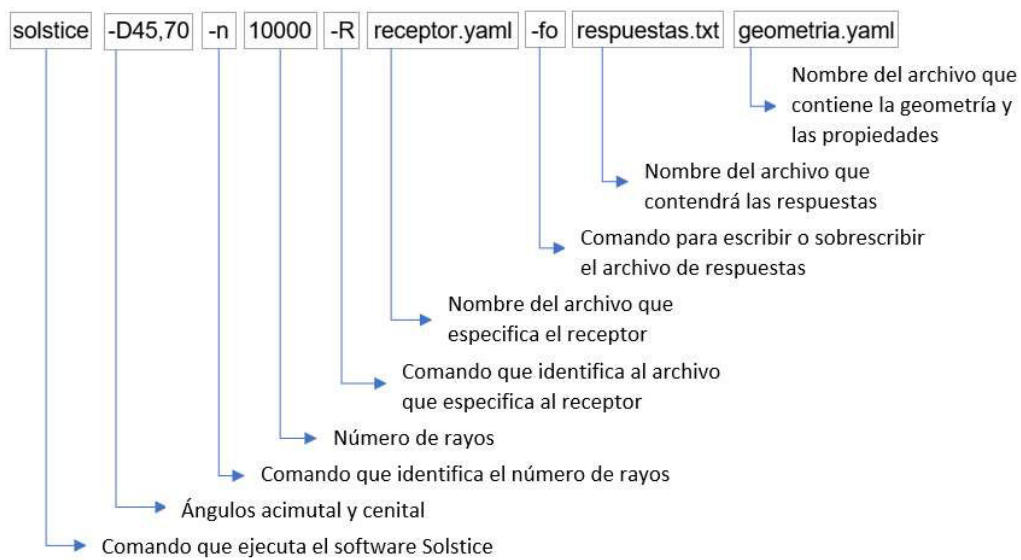


Figura 2.12. Ejemplo de línea de comando para Solstice.

En cuanto al ángulo acimutal γ_s , Solstice lo mide desde el eje Norte (ver Figura 2.13) y los cálculos de la sección 2.4.4. determinan el ángulo desde el eje Sur. Para corregir esta diferencia, se deberá sumar 180° al ángulo acimutal para obtener el dato final que ingresará a Solstice.

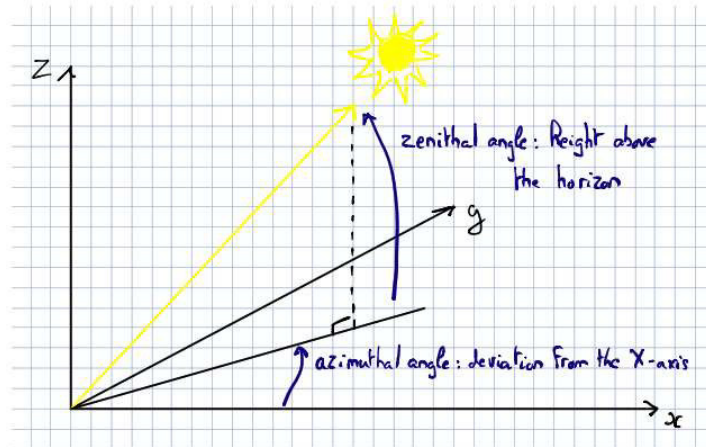


Figura 2.13. Ángulo acimutal y cenital en Solstice.

(Fuente: [49])

2.6. Diseño térmico

Recordando que el alcance de este trabajo se limita a diseñar un concentrador para uso en laboratorio, se realiza el diseño térmico considerando al receptor como una probeta circular plana (ver Figura 2.14), por lo cual se elabora un modelo simplificado de resistencias térmicas, debido a que su geometría no compleja se adapta favorablemente a este método sencillo, evitando así el uso de modelos de dinámica de fluidos computacional (CFD, por sus siglas en inglés), los cuales requieren mayores recursos computacionales e inclusive representan costos adicionales.

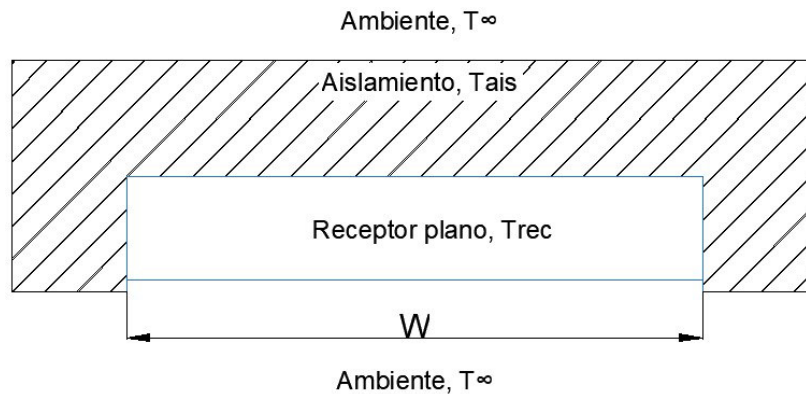


Figura 2.14. Esquema del receptor plano y el aislamiento con sus respectivas temperaturas.

(Fuente: Propia)

Para simplificar los cálculos se plantean las siguientes consideraciones:

- Transferencia de calor en estado estable (no existe almacenamiento de energía).
- Flujo de calor unidimensional.
- Se desprecia las pérdidas de calor en los bordes laterales del receptor.
- Se desprecia la resistencia térmica del material del receptor plano, por lo cual, se tiene la misma temperatura en la parte frontal y en la posterior.

Las ecuaciones que rigen la transferencia de calor originada por la interacción del receptor plano con los alrededores y el aislante se describen a continuación, como procesos de conducción, radiación y convección.

2.6.1. Conducción

Las pérdidas por conducción que existen en el aislamiento que está en contacto con en el receptor plano se calculan mediante la ley de Fourier [54]:

$$Q_{conducción} = k \frac{\Delta T}{L} \quad (2.10)$$

Donde:

k : Conductividad térmica [W/m·K]

ΔT : Variación de temperatura

L : Longitud [m]

2.6.2. Radiación

Todos los cuerpos que se encuentran a una temperatura superior al cero absoluto emiten radiación térmica, esta pérdida de calor hacia los alrededores se debe tener en cuenta durante el análisis del receptor plano debido a las altas temperaturas que alcanza, a través de la siguiente expresión:

$$Q_{radiación} = \varepsilon \sigma A_s (T_s^4 - T_\infty^4) \quad (2.11)$$

Donde:

ε : emisividad del material

σ : Constante de Stefan-Boltzmann $5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$

A_s : Área superficial [m²]

T_s : Temperatura superficial [K]

T_∞ : Temperatura ambiente [K]

2.6.3. Convección

La convección es la manera en la que ocurre la transferencia de calor entre una superficie sólida y el fluido de sus alrededores (líquido o gas), se expresa por la ley del enfriamiento de Newton [54]:

$$Q_{convección} = hA_s(T_s - T_\infty) \quad (2.12)$$

Donde:

h : Coeficiente de transferencia de calor por convección [W/m²]

A_s : Área superficial [m²]

T_s : Temperatura superficial [K]

T_∞ : Temperatura ambiente [K]

La convección puede ser natural (libre) cuando se produce debido a las diferencias de densidad por la variación de temperatura del fluido o puede ser convección forzada cuando el fluido es forzado a fluir con mayor velocidad por la acción de una bomba, un ventilador o por las corrientes del viento [54]. En el caso particular del receptor plano, al estar en contacto con el viento se sometería a convección forzada, por lo que para su estudio se hará uso de números adimensionales y correlaciones empíricas, que matemáticamente se expresan así [54]:

$$Nu = \frac{hL_c}{k} \quad (2.13)$$

$$Nu = 0.325Re^{0.6255}(1 + \sin\theta)^{0.5} \quad (2.14)$$

$$Re = \frac{V_\infty L_c}{\nu} \quad (2.15)$$

La ecuación (2.13) permite comprender el significado físico del número de Nusselt, el cual representa el aumento de transferencia de calor a través de una capa de fluido como resultado de la convección en relación con la conducción que ocurre en la misma capa [54]. La longitud característica L_c varía dependiendo de la geometría del objeto, para el caso del receptor circular esta longitud es su diámetro. La correlación empírica (2.14) está dada para determinar el número de Nusselt específicamente en una placa inclinada con un ángulo θ con respecto al eje vertical en condiciones de convección forzada [55,56]. El número de Reynolds (2.15) representa la razón entre las fuerzas viscosas y fuerzas de inercia del fluido.

Es importante mencionar que para obtener las propiedades del fluido requeridas en las ecuaciones (2.13) y (2.15) se utiliza la temperatura de película, la misma que resulta ser el promedio entre la temperatura superficial y la temperatura del fluido:

$$T_f = \frac{T_s + T_\infty}{2} \quad (2.16)$$

Al reemplazar la ecuación (2.14) en la (2.13), se podrá despejar el coeficiente de transferencia de calor por convección:

$$h = \frac{k * [0.325Re^{0.6255}(1 + \sin\theta)^{0.5}]}{Lc} \quad (2.17)$$

Observando la Figura 2.14 se puede notar que el receptor plano y el aislamiento se encuentran a diferentes temperaturas, sin embargo, ambos elementos disipan calor hacia el ambiente, por tal motivo, cada elemento tendrá una temperatura de película y un coeficiente de transferencia de calor por convección diferentes, los cuales serán determinados al resolver las ecuaciones que se plantearán más adelante en el balance energético.

2.6.4. Balance energético en el receptor

En la Figura 2.15 se muestran los flujos de energía que se presentan en el receptor plano y el aislamiento, mismos que serán tomados en cuenta para realizar el balance energético del sistema.

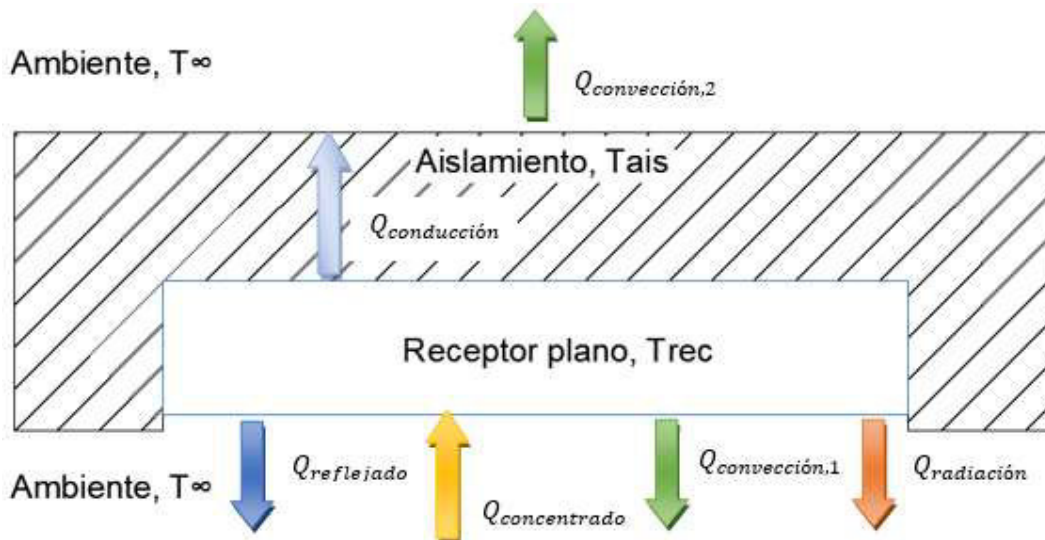


Figura 2.15. Esquema de flujos de energía en el receptor y el aislamiento.

(Fuente: Propia)

Entonces, dado que el sistema se considera en estado estable, el balance energético se plantea de la siguiente manera:

$$Q_{ingresa} = Q_{sale} \quad (2.18)$$

$$Q_{concentrado} = (Q_{ref} + Q_{conv,1} + Q_{rad}) + (Q_{cond} + Q_{conv,2}) \quad (2.19)$$

Donde, el flujo de energía concentrada por el disco parabólico $Q_{concentrado}$ es el dato numérico que se obtiene del software Solstice. Además, el flujo de energía reflejado por el material Q_{ref} también se puede obtener directamente del software al incluir en la simulación la propiedad de absortividad solar del material del receptor.

Las pérdidas por convección en el receptor plano $Q_{conv,1}$ se expresan así:

$$Q_{conv,1} = h_1 A_{rec} (T_{rec} - T_{\infty}) \quad (2.20)$$

Las pérdidas por radiación térmica en el receptor plano Q_{rad} se expresan como:

$$Q_{rad} = \varepsilon_{rec} \sigma A_{rec} (T_{rec}^4 - T_{\infty}^4) \quad (2.21)$$

Finalmente, las pérdidas de calor por conducción en el aislamiento que se disipan por convección están dadas por:

$$Q_{cond} + Q_{conv,2} = \frac{T_{rec} - T_{\infty}}{\frac{L_{ais}}{k_{ais} A_{rec}} + \frac{1}{h_2 A_{ais}}} \quad (2.22)$$

Reemplazando las ecuaciones (2.20), (2.21) y (2.22) en la ecuación (2.19) y considerando que el software Solstice ya ha restado los valores de $Q_{concentrado} - Q_{ref}$ dando como resultado el flujo total absorbido por el receptor plano Q_{abs} , se obtiene el balance de energía para todo el sistema:

$$Q_{abs} = h_1 A_{rec} (T_{rec} - T_{\infty}) + \varepsilon_{rec} \sigma A_{rec} (T_{rec}^4 - T_{\infty}^4) + \frac{T_{rec} - T_{\infty}}{\frac{L_{ais}}{k_{ais} A_{rec}} + \frac{1}{h_2 A_{ais}}} \quad (2.23)$$

La ecuación (2.23) es de cuarto grado y tiene como incógnita principal a la temperatura del receptor plano T_{rec} , y como se explicó anteriormente en el apartado de convección, existen 2 coeficientes de transferencia de calor por convección h_1 y h_2 que se calculan a través de las ecuaciones (2.24)-(2.27):

$$Re_1 = \frac{V_{\infty} L_c}{\nu_{aire,1}} \quad (2.24)$$

$$Re_2 = \frac{V_{\infty} L_c}{\nu_{aire,2}} \quad (2.25)$$

$$h_1 = \frac{k_{aire,1} * [0.325Re_1^{0.6255} (1 + \sin\theta)^{0.5}]}{Lc} \quad (2.26)$$

$$h_2 = \frac{k_{aire,2} * [0.325Re_2^{0.6255} (1 + \sin\theta)^{0.5}]}{Lc} \quad (2.27)$$

La diferencia entre las ecuaciones anteriores radica en las propiedades del aire, como son la conductividad térmica k_{aire} y la viscosidad cinemática v_{aire} . Esto sucede porque estas propiedades dependen de la temperatura de película, que en este caso son dos, una en el receptor plano y otra en el aislamiento, dadas por las ecuaciones (2.28) y (2.29).

$$T_{f,rec} = \frac{T_{rec} + T_{\infty}}{2} \quad (2.28)$$

$$T_{f,ais} = \frac{T_{ais} + T_{\infty}}{2} \quad (2.29)$$

Observando que las ecuaciones (2.24)-(2.27) dependen de las temperaturas de película (2.28) y (2.29), y estas últimas a su vez dependen de dos temperaturas desconocidas T_{rec} y T_{ais} , para poder calcular $T_{f,rec}$ y $T_{f,ais}$ para resolver la ecuación del balance de energía (2.23), será necesario asumir T_{rec} y T_{ais} dentro de un rango de temperaturas esperado.

Con las consideraciones anteriores, se calcula una temperatura en el receptor plano $T_{rec,calculada}$, la cual se deberá contrastar con el valor de temperatura asumida $T_{rec,asumida}$ a través del error relativo que existe entre estos dos valores:

$$ER_1 = \left| \frac{T_{rec,calculada} - T_{rec,asumida}}{T_{rec,calculada}} \right| * 100\% \quad (2.30)$$

Posteriormente, se calcula la temperatura del aislamiento $T_{ais,calculada}$ planteando un balance de energía en estado estable en el aislamiento, obteniendo así la ecuación (2.31). Igualmente, se determinará el error relativo (2.32) entre $T_{ais,calculada}$ y la temperatura asumida en aislamiento $T_{ais,asumida}$.

$$\frac{k_{ais}A_{rec}}{L_{ais}} (T_{rec,calculada} - T_{ais}) = h_2A_{rec}(T_{ais} - T_{\infty}) \quad (2.31)$$

$$ER_2 = \left| \frac{T_{ais,calculada} - T_{ais,asumida}}{T_{ais,calculada}} \right| * 100\% \quad (2.32)$$

El sistema se considerará resuelto si se cumple la condición de que los errores relativos ER_1 y ER_2 son menores a 0.1%. En vista de que esta resolución es un proceso iterativo, es decir, se deberá repetir varias veces asumiendo diferentes temperaturas hasta alcanzar la condición de resolución, se resolverá utilizando el software Python que permite automatizar todo este proceso y guardar los resultados finales.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Estudio de los parámetros ópticos que influyen en el flujo de potencia instantáneo

En esta sección se determina la influencia de la calidad superficial sobre la cantidad de energía solar que llega al receptor. Los datos de entrada necesarios para ejecutar la simulación óptica en Solstice se calculan como se explica en las secciones 2.1-2.5, tomando como referencia el valor más alto de DNI que se obtiene a las 12:00 del día. Estos valores se resumen en Tabla 3.1 y Tabla 3.2.

Tabla 3.1. Resumen de datos de ubicación, fecha, DNI y hora para la simulación óptica.

| Nombre | Símbolo | Unidad | Valor |
|---------------|---------------|---------|---------------------|
| Latitud | Lt | ° | -0.2095 |
| Longitud | Lon | ° | -78.4898 |
| Huso Horario | $H_{Horario}$ | --- | -5 |
| Fecha del año | --- | --- | 20 de junio de 2020 |
| DNI | dni | W/m^2 | 984 |
| Hora local | --- | h | 12:00 |

Tabla 3.2. Resumen de datos calculados para la simulación óptica.

| Nombre | Símbolo | Unidad | Valor |
|---------------------|----------------|--------|----------|
| Factor B | B | ° | 167.6712 |
| Ecuación del tiempo | E | min | -1.1049 |
| Hora Solar | Hr | h | 11.7489 |
| Ángulo Horario | ω | ° | -3.7660 |
| Declinación | δ_{dec} | ° | 23.4445 |
| Ángulo cenital | α_s | ° | 66.0645 |
| Ángulo acimutal | γ_s | ° | 171.4581 |

3.1.1. Slope error

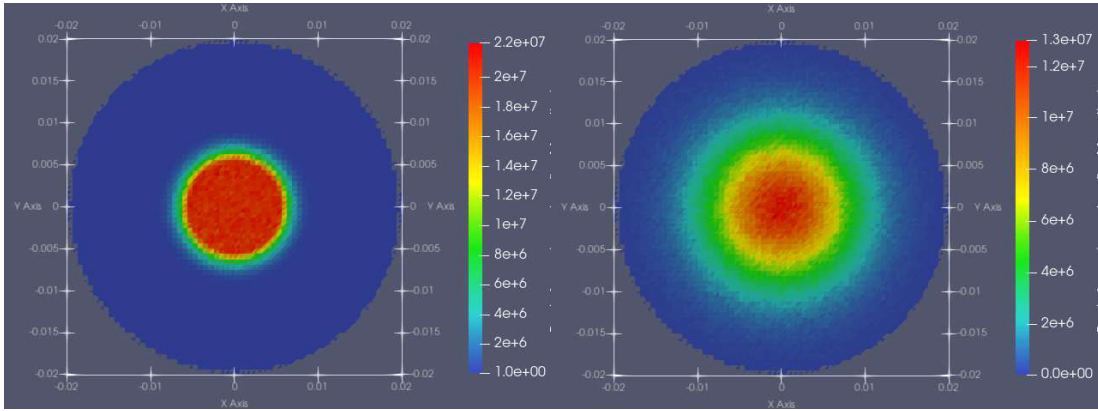
El slope error de la superficie reflectora juega un papel importante durante el diseño, debido a que influye directamente en la distribución del flujo de energía que llega al receptor, en la bibliografía comúnmente se encuentran valores que van desde 1.75 hasta 5 mrad [53], [57]. En este trabajo se plantea hasta 8 mrad debido a que en el país aún resulta difícil y muy costoso adquirir reflectores de buena calidad para aplicaciones solares. Para observar la sensibilidad del diseño planteado frente a la variación de este parámetro, se toma como referencia un disco parabólico de tamaño mediano de 2

metros de diámetro y se establece un receptor de 0.04 m de diámetro. En la Tabla 3.3 se presentan los resultados numéricos de las pérdidas que se producen con diferentes valores de slope error y se compara en porcentaje el valor del flujo de energía que llega al receptor para cada slope error con el valor de flujo que llegaría si el reflector tuviese una superficie perfecta, es decir, un slope error igual a cero.

Tabla 3.3. Resultados de flujo de energía en el receptor y pérdidas para diferentes valores de slope error.

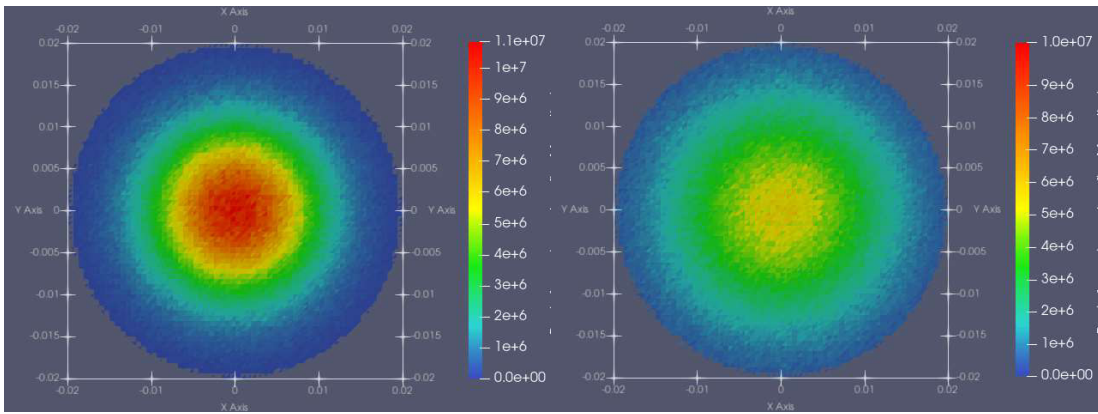
| Slope error [mrad] | Flujo que llega al receptor [W] | Pérdidas por rayos perdidos [W] | Pérdidas por sombras [W] | Porcentaje de pérdida de radiación [%] |
|---------------------------|--|--|---------------------------------|---|
| 0 | 2776.69 | 0 | 1.15739 | --- |
| 1.75 | 2757.42 | 19.1347 | 1.29937 | 0.69 |
| 2 | 2733.32 | 43.3753 | 1.14813 | 1.56 |
| 3 | 2487.67 | 288.989 | 1.17591 | 10.41 |
| 4 | 2085.18 | 691.487 | 1.17591 | 24.90 |
| 5 | 1680.14 | 1096.53 | 1.17591 | 39.49 |
| 6 | 1342.39 | 1434.23 | 1.23455 | 51.66 |
| 7 | 1082.56 | 1694.14 | 1.15122 | 61.01 |
| 8 | 880.809 | 1895.86 | 1.18517 | 68.28 |

En la Figura 3.1 se muestra de manera gráfica la distribución de flujo en el receptor para cada slope error, se puede notar que mientras mayor es el valor de slope error, mayor es el radio de distribución del flujo. Sin embargo, este aumento del área de distribución es menos uniforme y comienza a generar pérdidas por rayos perdidos que no llegan al receptor cuando este no es lo suficientemente grande para atrapar todos los rayos reflejados. Por lo tanto, para cada valor de slope error se deberá calcular un tamaño adecuado del receptor, el cual no debe ser exagerado ya que podría ocasionar mayores pérdidas por sombras.



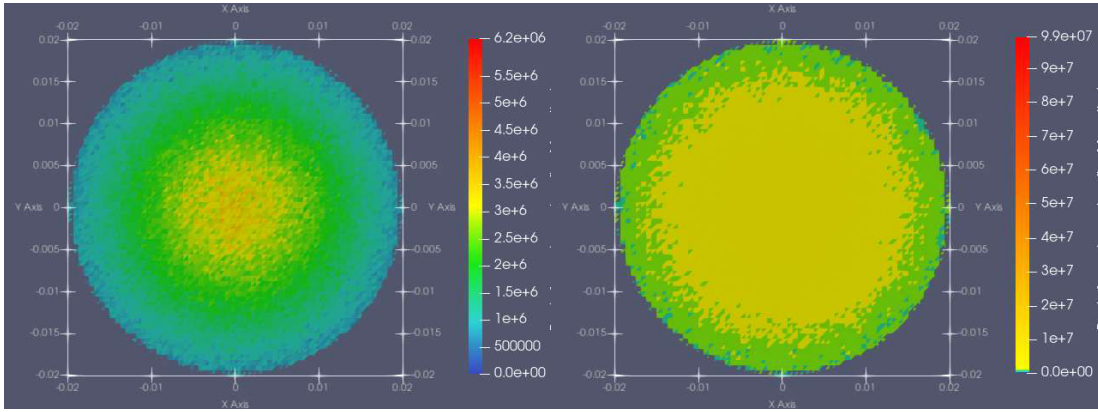
a) Slope error: 0 mrad

b) Slope error: 1.75 mrad



c) Slope error: 2 mrad

d) Slope error: 3 mrad



e) Slope error: 4 mrad

f) Slope error: 5 mrad

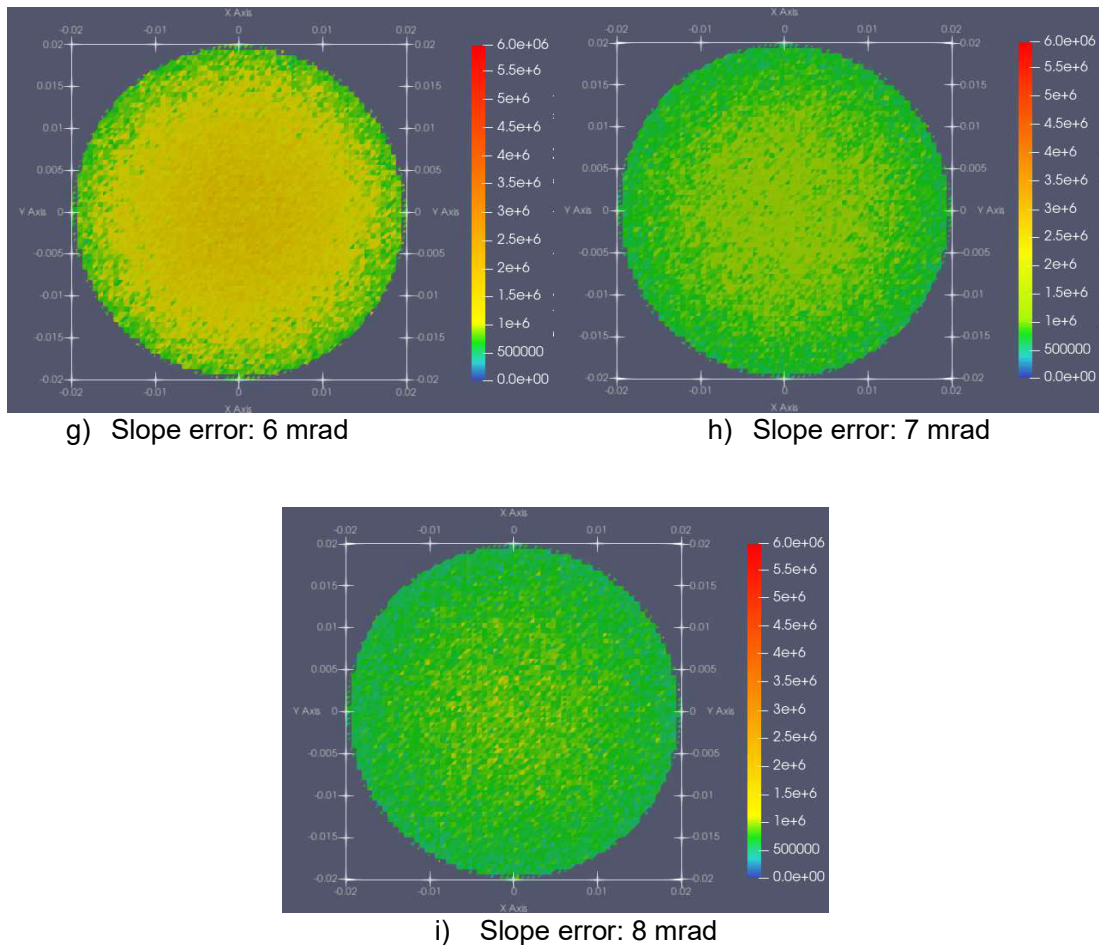


Figura 3.1. Distribución del flujo de energía en el receptor con diferentes valores de slope error.

3.1.2. Ángulo de dispersión

Para determinar el ángulo de dispersión δ adecuado para cada valor de slope error comprendido entre 1.75 y 8 mrad, se escoge un rango arbitrario de 0 a 10 grados, lo cual implica calcular diferentes diámetros para el receptor. La Figura 3.2a muestra que existe una relación de proporcionalidad directa entre el ángulo de dispersión y el diámetro del receptor. Por el contrario, la Figura 3.2b muestra la relación de proporcionalidad inversa entre el ángulo de dispersión y la concentración geométrica.

En la Figura 3.3a se observa que el ángulo de dispersión es un parámetro crítico para el correcto dimensionamiento del receptor, ya que si este ángulo no se toma en cuenta, el receptor será muy pequeño y se perderá gran parte de la energía por rayos que se pierden y no logran llegar al receptor como se ve en la Figura 3.4. Mientras mayor es el slope error, mayor es el ángulo de dispersión que se requiere para alcanzar el valor máximo de energía en el receptor, lo cual también implica un receptor de mayor tamaño. A primera vista, todas las curvas convergen en este valor máximo de energía, sin

embargo, al realizar un acercamiento como se muestra en la Figura 3.3b, se observa que al sobrepasar el valor óptimo del ángulo de dispersión, existe una tendencia a perder energía, estas pérdidas ópticas se deben principalmente a la sombra que produce el receptor sobre el reflector como se ve en la Figura 3.5.

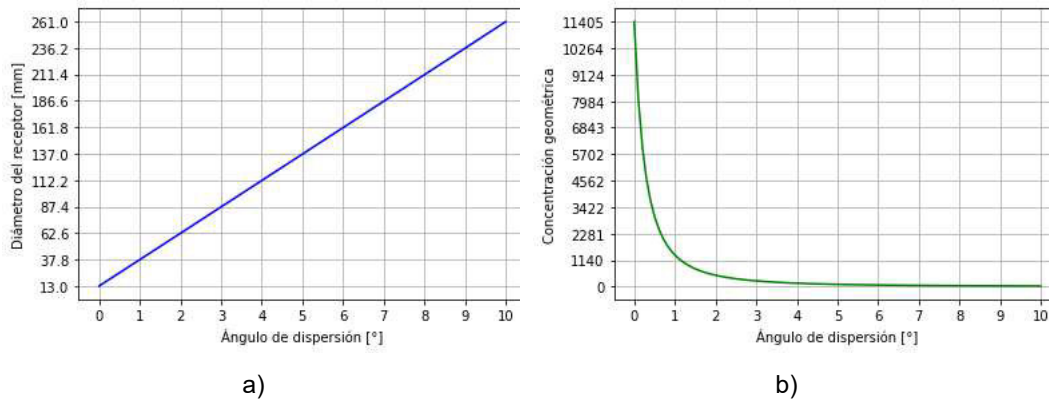
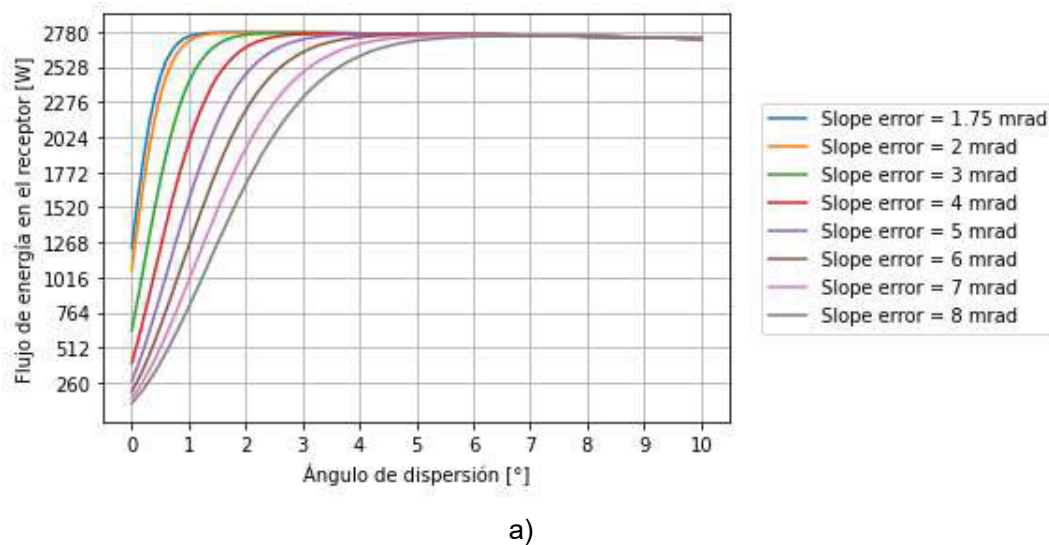
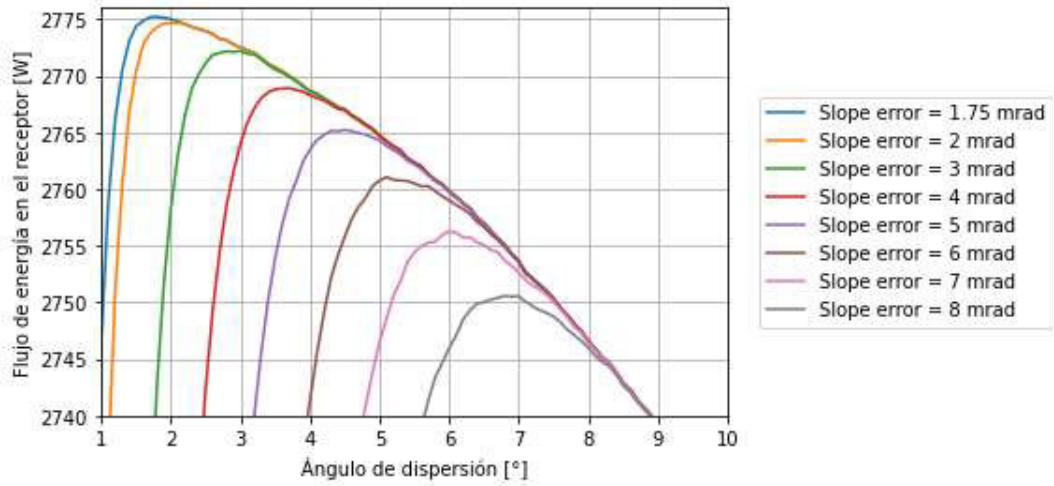


Figura 3.2. Relación entre el ángulo de dispersión y: a) el diámetro del receptor b) la concentración geométrica.

Analizando con mayor detenimiento las pérdidas por rayos perdidos de la Figura 3.4, se observa que se reducen completamente a cero en un determinado ángulo de dispersión, por consecuencia, al sobrepasar dicho ángulo, ya no se obtendrá ningún beneficio adicional con respecto a la captación de energía, por el contrario, resulta contraproducente como se observa en la Figura 3.5, en donde las pérdidas debido a la sombra proyectada del receptor sobre el reflector también aumentan al incrementar el ángulo de dispersión.



a)



b)

Figura 3.3. Flujo de energía en el receptor para diferentes ángulos de dispersión.

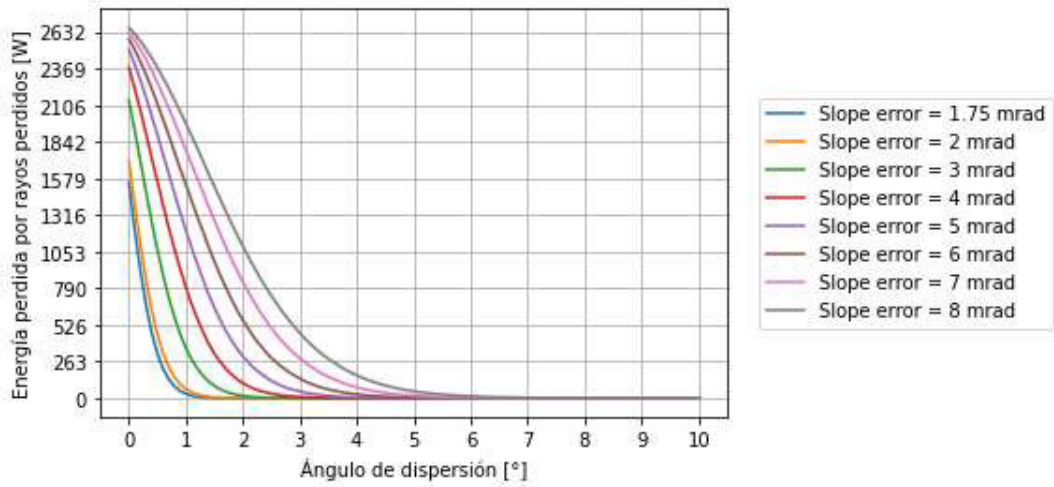


Figura 3.4. Pérdidas por rayos perdidos.

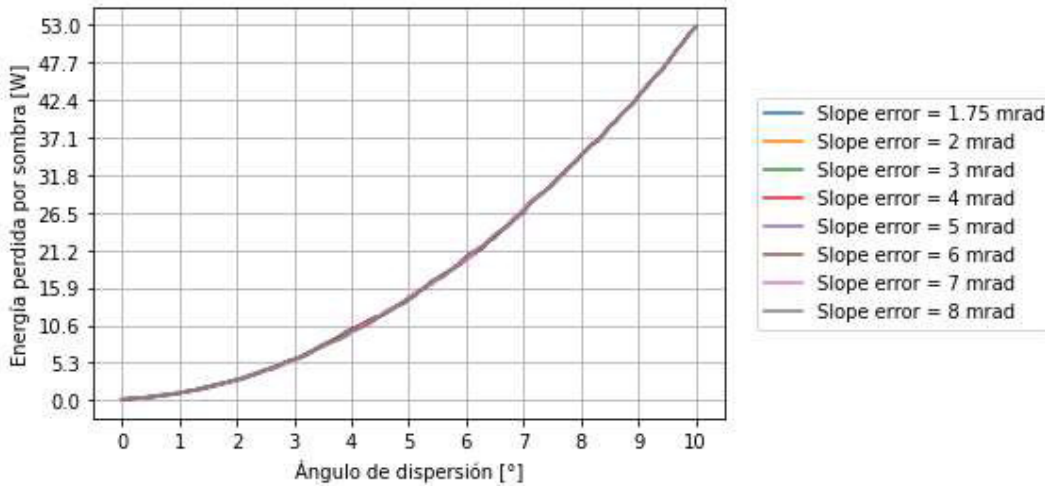


Figura 3.5. Pérdidas por la sombra del receptor proyecta en el reflector.

En síntesis, el tamaño del receptor depende de la calidad superficial del reflector, ya que para cada valor de slope error se tiene un valor óptimo del ángulo de dispersión y por ende un tamaño diferente del receptor. Las pérdidas de energía son mucho mayores cuando el tamaño del receptor es menor que el tamaño óptimo, en contraste con las pérdidas que se producen si el receptor es de mayor tamaño, lo cual se observa a detalle en la Tabla 3.4. Entre los valores máximos de energía para un slope error de 1.75 y 8 mrad existe una diferencia de 25 W. Si para todos los casos se reduce el tamaño del receptor, utilizando un ángulo de dispersión de un 1°, las pérdidas ópticas van desde 1.02% en el caso de 1.75 mrad hasta 70.76% para 8 mrad, es evidente que las pérdidas son mayores en reflectores de menor calidad superficial. Al utilizar un valor de 3° para el ángulo de dispersión, se observa que hasta 4 mrad las pérdidas no superan el 0.2%, pero en el caso de 8 mrad se presenta una pérdida importante del 16.18%. Al utilizar un ángulo de dispersión de 7° se observa como las perdidas no superan el 1% y que el valor de flujo ha comenzado a converger para todos los casos con tendencia a descender, como se muestra gráficamente en la Figura 3.3b.

El ángulo de dispersión depende exclusivamente de la calidad superficial y es independiente del tamaño del sistema, como se muestra en la Tabla 3.5, en donde se muestran los resultados obtenidos al repetir los cálculos anteriores para un disco parabólico de 1.2 metros de diámetro elegido arbitrariamente. Los parámetros que si varían son el tamaño óptimo del receptor y el flujo de energía máximo en el receptor.

Tabla 3.4. Valores de flujo de energía al variar el ángulo de dispersión.

| Slope error [mrad] | Ángulo de dispersión óptimo [°] | Diámetro del receptor [mm] | Flujo de energía máximo en el receptor [W] | Flujo con ángulo de dispersión igual a 1° (37.86 mm) [W] | | |
|--------------------|---------------------------------|----------------------------|--|---|-----------|----------|
| 1.75 | 1.8 | 57.62 | 2775.22 | 2746.67 | 1.02 % ▼ | |
| 2 | 2.1 | 65.03 | 2774.67 | 2712.45 | 2.24 % ▼ | |
| 3 | 3.0 | 87.25 | 2772.20 | 2418.21 | 12.76 % ▼ | |
| 4 | 3.7 | 104.55 | 2768.91 | 1982.11 | 28.41 % ▼ | |
| 5 | 4.5 | 124.33 | 2765.23 | 1571.33 | 43.17 % ▼ | |
| 6 | 5.1 | 139.17 | 2761.07 | 1243.15 | 54.97 % ▼ | |
| 7 | 6.0 | 161.45 | 2756.3 | 993.489 | 63.95 % ▼ | |
| 8 | 6.8 | 181.27 | 2750.57 | 804.23 | 70.76 % ▼ | |
| | | | Flujo con un ángulo de dispersión de 3° (87.26 mm) [W] | Flujo con ángulo de dispersión igual a 7° (186.23 mm) [W] | | |
| | | | 2772.51 | 0.09 % ▼ | 2753.6 | 0.77 % ▼ |
| | | | 2772.51 | 0.07 % ▼ | 2753.6 | 0.75 % ▼ |
| | | | 2772.2 | 0.00 % ▼ | 2753.6 | 0.67 % ▼ |
| | | | 2764.02 | 0.17 % ▼ | 2753.6 | 0.55 % ▼ |
| | | | 2725.18 | 1.44 % ▼ | 2753.61 | 0.42 % ▼ |
| | | | 2632.06 | 4.67 % ▼ | 2753.59 | 0.27 % ▼ |
| | | | 2487.53 | 9.75 % ▼ | 2752.66 | 0.13 % ▼ |
| | | | 2305.49 | 16.18 % ▼ | 2750.56 | 0.00 % ▼ |

Nota: ▼ = Pérdida de energía en el receptor con respecto al valor máximo

Tabla 3.5. Resultados de la simulación de un disco parabólico de 1.2 metros.

| Slope error [mrad] | Ángulo de dispersión óptimo [°] | Diámetro del receptor [mm] | Flujo de energía máximo en el receptor [W] |
|--------------------|---------------------------------|----------------------------|--|
| 1.75 | 1.8 | 34.57 | 999.09 |
| 2 | 2.1 | 39.01 | 998.885 |
| 3 | 3.0 | 52.35 | 997.991 |
| 4 | 3.7 | 62.73 | 996.832 |
| 5 | 4.5 | 124.33 | 995.49 |

3.2. Estudio de la influencia de las propiedades del material del receptor

En esta sección se comparan las temperaturas que alcanzan dos diferentes materiales de uso común en las prácticas del laboratorio, cuyas propiedades ópticas superficiales son diferentes. Para el primer caso de estudio se tiene un acero maquinado y en el segundo caso un aluminio comercial. Adicionalmente, se estudia como alternativa la implementación de un recubrimiento de pintura negra comercial para aplicaciones alta temperatura (hasta 1093 °C), la cual se aplicaría sobre la probeta receptora para mejorar sus características ópticas y térmicas. Para este análisis se toma como referencia un reflector de mediana calidad de 5 mrad de slope error y su tamaño óptimo de receptor de la Tabla 3.4. Las propiedades de estos materiales se detallan en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Propiedades térmicas de los materiales de estudio.

| Material receptor | Absortancia solar | Emisividad térmica |
|-------------------------------|-------------------|--------------------|
| Aluminio comercial | 0.12 | 0.09 |
| Acero maquinado | 0.47 | 0.14 |
| Pintura negra (Pyromark 2500) | 0.97 | 0.9 |

(Fuente:[58] [59] [60] [61])

En la Figura 3.6 se observa como varían las temperaturas para cada material a pesar de que el valor de DNI es el mismo, esto se debe a que tienen diferentes propiedades ópticas. El aluminio comercial alcanza la menor temperatura, cercana a 531°C debido a su baja absorptividad solar y su baja emisividad térmica, en comparación con el acero que alcanza una mayor temperatura cercana a 1320 °C debido a que posee un valor medio de absorptividad solar y una baja emisividad. El recubrimiento de pintura negra Pyromark 2500 posee el valor más alto de absorptividad solar, pero también el valor más alto de emisividad, lo cual genera una mayor tasa de pérdida de calor hacia el ambiente, logrando alcanzar una temperatura de 1084 °C.

En ambos casos, tanto para el aluminio como para el acero, las temperaturas que se alcanzan resultan ser muy altas, si bien para otras aplicaciones industriales es ideal, cuando se trata de tratamientos térmicos estas temperaturas no son las adecuadas. Por otro lado, el recubrimiento Pyromark 2500 se acerca bastante hasta su temperatura límite de uso y para este caso en específico, se podría utilizar únicamente con una probeta de acero ya que se adapta muy bien a su temperatura de tratamiento térmico y esta por debajo de su punto de fusión. Por el contrario, si se colocase este recubrimiento sobre una probeta de aluminio provocaría que la superficie de la probeta se comience a fundir. Cabe mencionar que en el país actualmente es difícil adquirir este tipo de

recubrimientos para alta temperatura e implicaría altos costos adicionales en el tratamiento térmico.

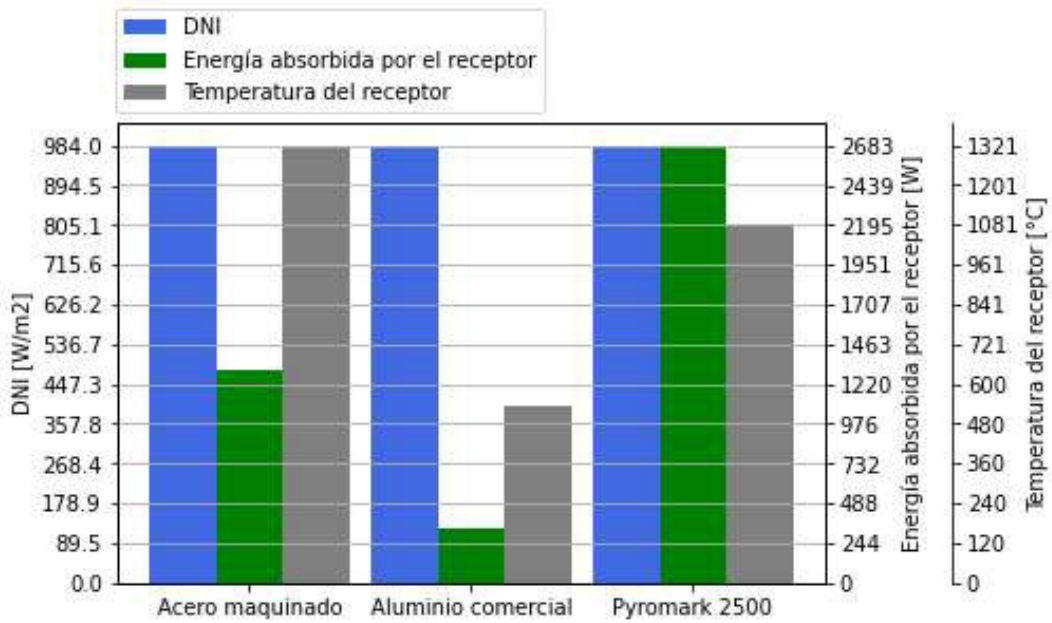


Figura 3.6. Comparación entre la temperatura que alcanza el acero maquinado, aluminio comercial y pintura Pyromark 2500.

Es importante notar que las excesivas temperaturas se obtienen con un receptor de tamaño óptimo de 124.33 mm de diámetro, por lo que es necesario realizar un aumento en el diámetro del receptor para incrementar las pérdidas térmicas que dependen del área o reducir el tamaño del receptor para incrementar las pérdidas ópticas, este análisis de pérdidas térmicas versus pérdidas ópticas se realiza en la sección 3.3 para un día completo de trabajo.

3.3. Estudio del funcionamiento del PDC durante un día completo

En esta sección se compara el comportamiento del acero maquinado y del aluminio comercial en un día completo de trabajo considerando un reflector de 5 mrad de slope error y el tamaño óptimo de receptor de la Tabla 3.4. En la Figura 3.7 se observa como el acero alcanza su mayor temperatura a las 9 am, a pesar de que el valor de DNI es mayor entre las 9:30 y 14:30, esto se debe a que en ese rango horario existen velocidades del viento superiores a 2.5 m/s como se observa en la Figura 2.3, lo cual produce un aumento en la tasa de pérdida de calor por convección. Algo similar ocurre con el aluminio como se observa en la Figura 3.8, el cual presenta una baja de temperatura en el mismo rango horario, sin embargo, dicha baja de temperatura es más notoria en comparación con lo que se observa en el acero. La pintura negra Pyromark 2500 es la que menos se ve afectada por los efectos del viento como se observa en la Figura 3.9, debido a sus propiedades térmicas mejoradas.

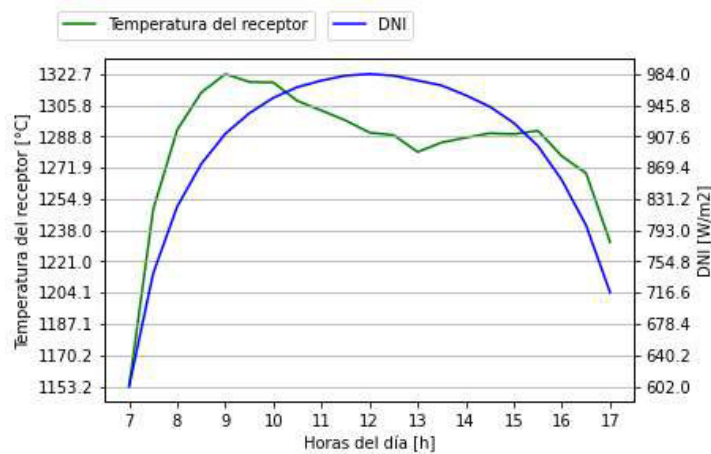


Figura 3.7. Temperatura del acero maquinado durante un día completo.

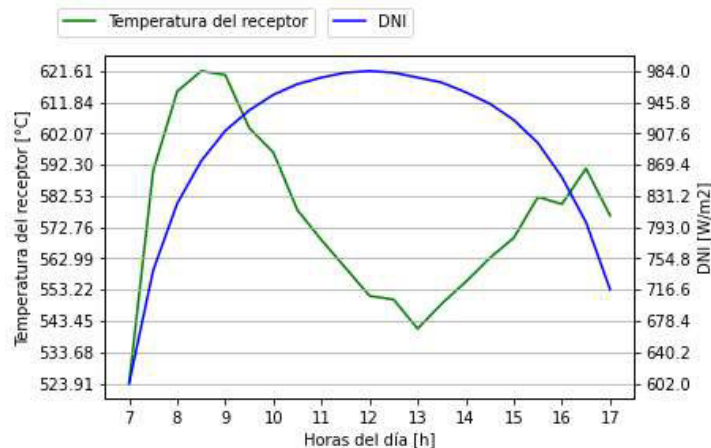


Figura 3.8. Temperatura del aluminio comercial durante un día completo.

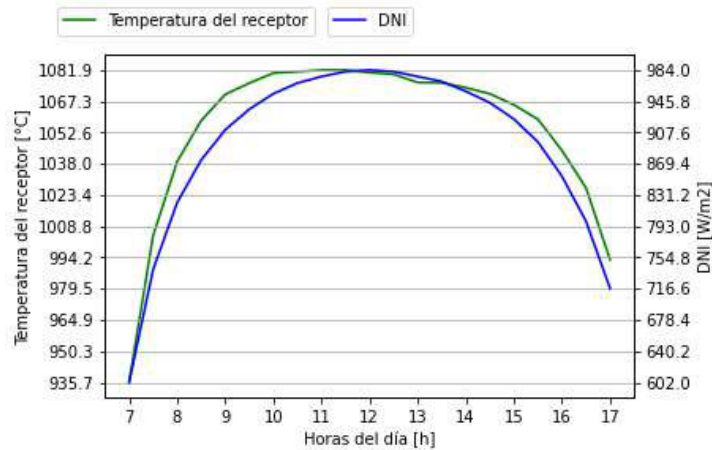


Figura 3.9. Temperatura de la pintura negra Pyromark 2500 durante un día completo.

En la Figura 3.10 se muestra una comparación más directa entre los 2 metales y la pintura Pyromark 2500, en donde se puede observar con mayor claridad que existe mayor uniformidad de temperatura en la pintura Pyromark 2500, seguido por el acero maquinado y el que presenta cambios de temperatura más notorios es el aluminio comercial.

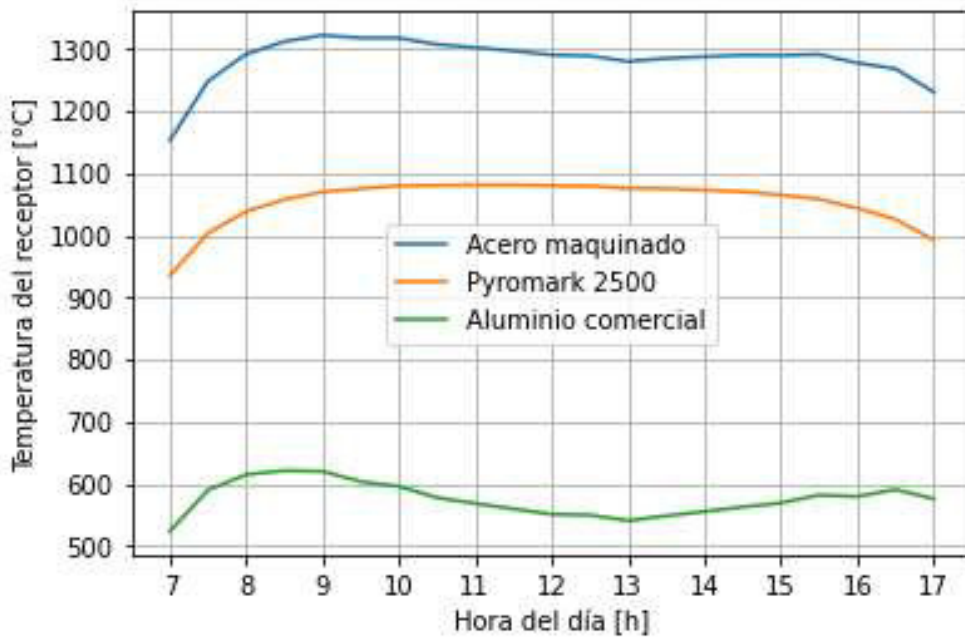


Figura 3.10. Comparación de temperaturas entre acero maquinado, aluminio comercial y Pyromark 2500.

Además, como se mencionó en la sección 3.2, en ambos metales los rangos de temperatura alcanzados son superiores a las temperaturas ideales para sus respectivos tratamientos térmicos. En el caso de la pintura Pyromark 2500 la temperatura alcanzada es cercana a la temperatura límite, por esta razón a continuación se realiza una

comparación entre las pérdidas ópticas que se producen al reducir el tamaño del receptor y las pérdidas térmicas que se producen al aumentar el tamaño del receptor, a fin de encontrar el tamaño adecuado para que cada material alcance el rango apropiado de temperatura para su tratamiento térmico.

3.3.1. Comparación entre pérdidas ópticas y pérdidas térmicas

Para el primer caso de estudio se presenta un PDC de 2 metros de diámetro y calidad superficial de 5 mrad. En la Tabla 3.7 se observan los valores máximos, mínimos y promedios, obtenidos al aumentar y reducir el tamaño del receptor en función de su ángulo de dispersión para un rango de 10 a 50%. Se observa que disminuir el tamaño del receptor resulta contraproducente, si bien reduce la energía que llega al receptor por las pérdidas ópticas, debido al tamaño reducido del receptor, la energía que llega es suficiente para alcanzar temperaturas excesivas e incluso alcanzar el punto de fusión del material o sobrepasar la temperatura límite de uso de la pintura Pyromark 2500.

Por otro lado, lo más conveniente es aumentar el tamaño del receptor, como lo que sucede con el acero maquinado, en donde el diámetro del receptor que mejor se adapta para realizar su tratamiento térmico es 174.45 mm, ya que permite obtener temperaturas de entre 902 a 963 °C desde las 8:30 am hasta las 17:00 pm, como se observa en la Figura 3.11. Este rango de temperatura es cercano al rango de temperaturas típico para el tratamiento térmico de los aceros. En la Figura 3.12 se muestra que para el aluminio resulta conveniente trabajar con un diámetro de 157.53 mm, el cual permite alcanzar temperaturas de entre 380 y 443 °C en un rango horario de 8:30 am hasta las 17:00 pm. En el caso de la pintura Pyromark 2500, el diámetro de uso deberá ser igual o mayor 124.33 mm para no sobrepasar su temperatura límite de uso como se muestra en la Figura 3.13. Además, debido a las altas temperaturas que alcanza, se adapta de mejor manera a probetas de acero y no a probetas pequeñas de aluminio, porque provocaría que el material sobrepase su punto de fusión.

Tabla 3.7. Temperaturas máximas y mínimas para diferentes diámetros del receptor y materiales para un PDC de 2 metros de diámetro y 5 mrad de slope error.

| Acero maquinado | | | | | |
|--------------------------------------|-------|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Ángulo de dispersión [°] | | Diámetro del receptor [mm] | Temperatura máxima [°C] | Temperatura mínima [°C] | Temperatura promedio [°C] |
| -45% | 2.47 | 71.21 | 1925.34 | 1691.97 | 1881.60 |
| -30% | 3.15 | 90.96 | 1684.24 | 1477.80 | 1644.25 |
| -10% | 4.05 | 113.21 | 1427.36 | 1247.90 | 1389.11 |
| Óptimo | 4.5 | 124.33 | 1322.73 | 1153.21 | 1283.86 |
| +10% | 4.95 | 135.46 | 1229.78 | 1069.17 | 1190.39 |
| +30% | 5.85 | 157.73 | 1071.82 | 926.63 | 1031.74 |
| +45% | 6.525 | 174.45 | 972.45 | 837.25 | 932.22 |
| Aluminio comercial | | | | | |
| Ángulo de dispersión [°] | | Diámetro del receptor [mm] | Temperatura máxima [°C] | Temperatura mínima [°C] | Temperatura promedio [°C] |
| -50% | 2.25 | 68.75 | 1202.90 | 1039.83 | 1145.77 |
| -30% | 3.15 | 90.96 | 917.05 | 784.42 | 862.67 |
| -10% | 4.05 | 113.21 | 703.75 | 595.78 | 654.59 |
| Óptimo | 4.5 | 124.33 | 621.60 | 523.90 | 575.59 |
| +10% | 4.95 | 135.46 | 552.32 | 463.77 | 509.65 |
| +30% | 5.85 | 157.73 | 443.95 | 370.65 | 407.80 |
| +50% | 6.75 | 180.03 | 364.86 | 303.37 | 334.39 |
| Pintura negra (Pyromark 2500) | | | | | |
| Ángulo de dispersión [°] | | Diámetro del receptor [mm] | Temperatura máxima [°C] | Temperatura mínima [°C] | Temperatura promedio [°C] |
| -50% | 2.25 | 68.75 | 1567.81 | 1362.94 | 1527.27 |
| -30% | 3.15 | 90.96 | 1334.35 | 1157.60 | 1300.39 |
| -10% | 4.05 | 113.21 | 1155.00 | 999.85 | 1125.99 |
| Óptimo | 4.5 | 124.33 | 1081.87 | 935.67 | 1054.95 |
| +10% | 4.95 | 135.46 | 1017.38 | 879.07 | 992.27 |
| +30% | 5.85 | 157.73 | 909.08 | 783.65 | 886.51 |
| +50% | 6.75 | 180.03 | 821.34 | 705.92 | 800.26 |

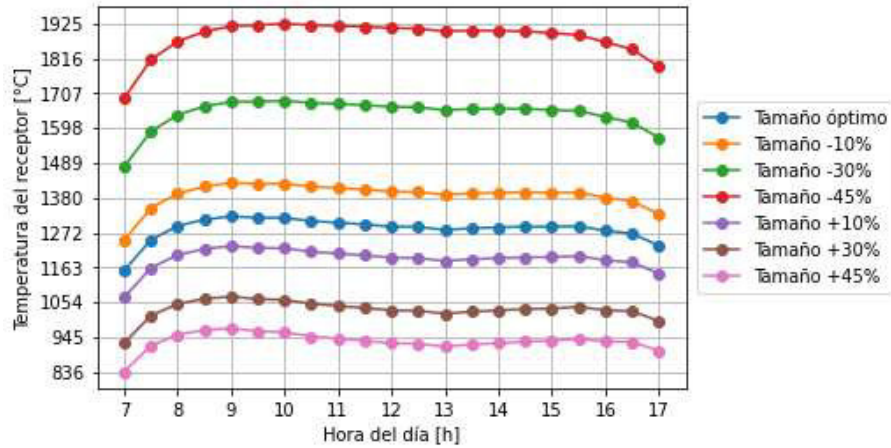


Figura 3.11. Temperaturas del acero maquinado con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 2 metros de diámetro y 5 mrad de slope error.

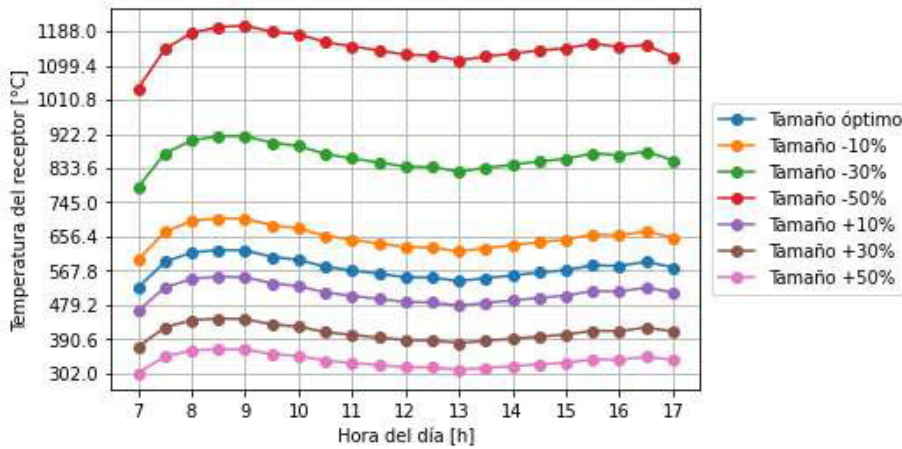


Figura 3.12. Temperaturas del aluminio comercial con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 2 metros de diámetro y 5 mrad de slope error.

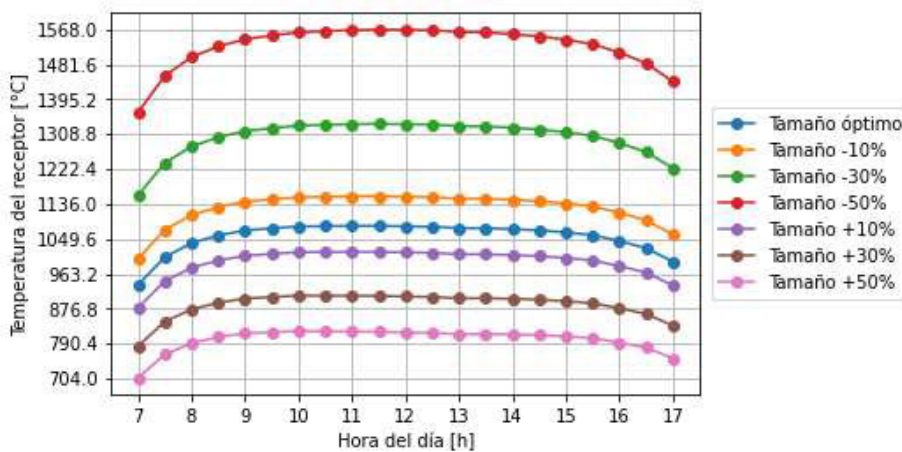


Figura 3.13. Temperaturas de la pintura Pyromark 2500 con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 2 metros de diámetro y 5 mrad de slope error.

En vista de que para el caso anterior resulta conveniente utilizar probetas de gran tamaño, a continuación, se realiza el mismo análisis para un PDC de menor tamaño, de 1 metro de diámetro. Se observa en Tabla 3.8 que este disco de menor tamaño se adapta de mejor manera al tamaño de probetas que generalmente se utilizan en el laboratorio. Otra similitud con el caso anterior, es que se obtienen temperaturas demasiado altas al reducir el tamaño del receptor, por lo tanto, para tratamientos térmicos no se debe reducir el tamaño óptimo del receptor cuando se tiene una calidad superficial de 5 mrad. Asimismo, es notoria la reducción de las temperaturas promedio, especialmente en el aluminio y el acero. Además, gráficamente en la Figura 3.14, Figura 3.15 y Figura 3.16 se muestra que el comportamiento térmico es el mismo que en el caso anterior para todos los materiales

Tabla 3.8. Temperaturas máximas y mínimas para diferentes diámetros del receptor y materiales para un PDC de 1 metro de diámetro y 5 mrad de slope error.

| Acero maquinado | | | | | |
|--------------------------------------|-------|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Ángulo de dispersión [°] | | Diámetro del receptor [mm] | Temperatura máxima [°C] | Temperatura mínima [°C] | Temperatura promedio [°C] |
| -45% | 2.47 | 37.08 | 1859.17 | 1636.67 | 1815.48 |
| -30% | 3.15 | 45.48 | 1614.927 | 1416.56 | 1571.09 |
| -10% | 4.05 | 56.60 | 1354.28 | 1180.77 | 1308.80 |
| Óptimo | 4.5 | 62.16 | 1246.45 | 1083.40 | 1200.37 |
| +10% | 4.95 | 67.73 | 1150.79 | 997.17 | 1104.32 |
| +30% | 5.85 | 78.86 | 988.69 | 851.59 | 942.20 |
| +45% | 6.525 | 87.22 | 887.50 | 761.17 | 841.61 |
| Aluminio comercial | | | | | |
| Ángulo de dispersión [°] | | Diámetro del receptor [mm] | Temperatura máxima [°C] | Temperatura mínima [°C] | Temperatura promedio [°C] |
| -50% | 2.25 | 34.36 | 1075.04 | 925.32 | 1010.98 |
| -30% | 3.15 | 45.48 | 797.12 | 677.88 | 738.84 |
| -10% | 4.05 | 56.60 | 597.14 | 503.21 | 548.20 |
| Óptimo | 4.5 | 62.16 | 522.47 | 438.85 | 478.25 |
| +10% | 4.95 | 67.73 | 460.84 | 386.04 | 420.99 |
| +30% | 5.85 | 78.86 | 366.75 | 305.99 | 334.37 |
| +50% | 6.75 | 90.01 | 299.77 | 249.36 | 273.20 |
| Pintura negra (Pyromark 2500) | | | | | |
| Ángulo de dispersión [°] | | Diámetro del receptor [mm] | Temperatura máxima [°C] | Temperatura mínima [°C] | Temperatura promedio [°C] |
| -50% | 2.25 | 34.36 | 1547.73 | 1347.77 | 1509.24 |
| -30% | 3.15 | 45.48 | 1313.36 | 1141.93 | 1281.64 |
| -10% | 4.05 | 56.60 | 1132.42 | 982.93 | 1105.63 |
| Óptimo | 4.5 | 62.16 | 1059.08 | 917.98 | 1033.64 |
| +10% | 4.95 | 67.73 | 994.43 | 860.67 | 970.08 |
| +30% | 5.85 | 78.86 | 885.20 | 763.95 | 862.69 |
| +50% | 6.75 | 90.01 | 796.05 | 685.14 | 775.06 |

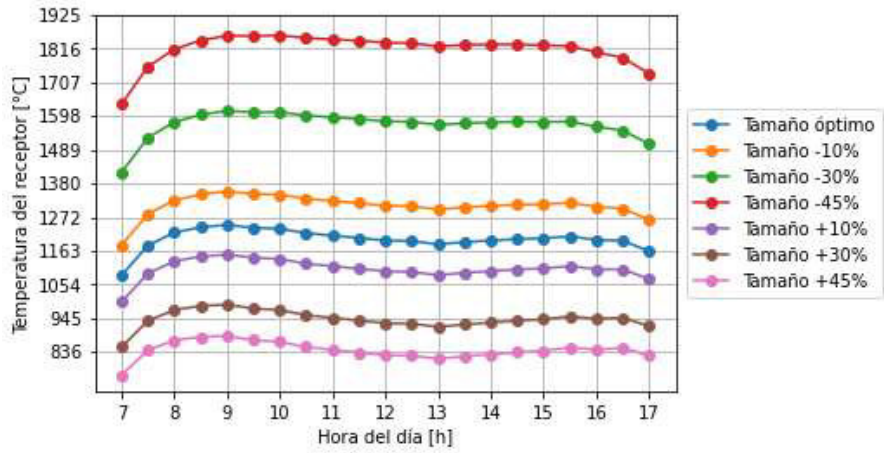


Figura 3.14. Temperaturas del acero maquinado con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 5 mrad de slope error.

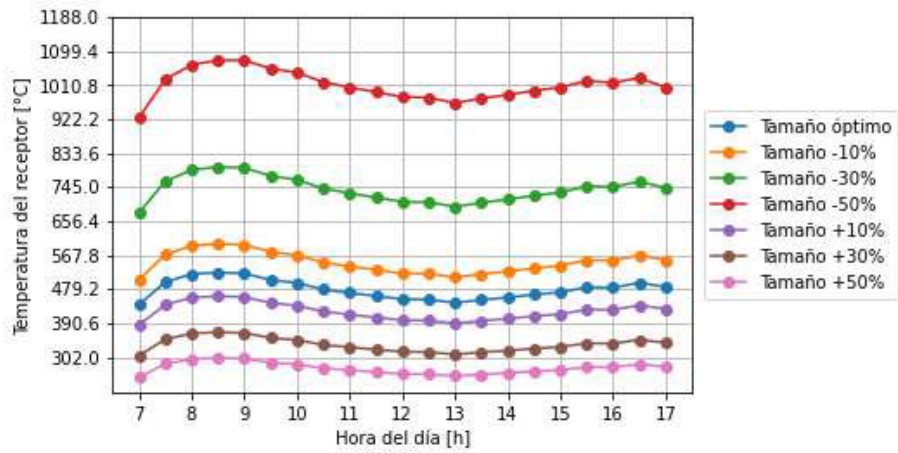


Figura 3.15. Temperaturas del aluminio comercial con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 5 mrad de slope error.

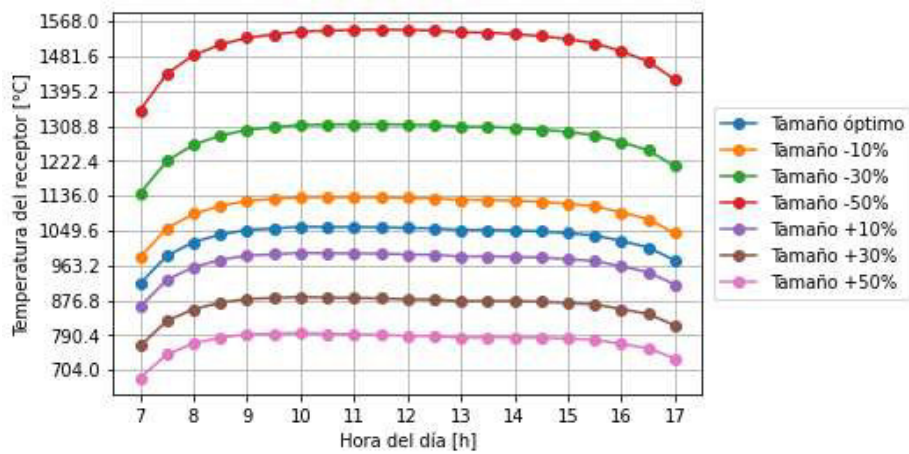


Figura 3.16. Temperaturas de la pintura Pyromark 2500 con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 5 mrad de slope error.

Finalmente, considerando la construcción de un prototipo de bajo costo en trabajos futuros, se realiza un análisis considerando la calidad superficial más baja de 8 mrad para un disco de 1 metro de diámetro. En la Tabla 3.9 se observa que se alcanzan temperaturas mucho menores y en contraste al caso anterior, resulta conveniente reducir el tamaño del receptor para alcanzar temperaturas adecuadas para el tratamiento térmico. En el caso del acero como se muestra en la Figura 3.17, resulta más favorable mantener el tamaño óptimo del ángulo de dispersión o incluso reducirlo hasta un 10%. En la Figura 3.18 se muestra como el aluminio comercial ha reducido drásticamente su temperatura promedio a 269 °C con su ángulo de dispersión óptimo, esta temperatura se adapta bien al tratamiento térmico T5 del aluminio 6063. Si se requiere un tratamiento a mayor temperatura para otras aleaciones de aluminio, se puede reducir hasta un 30% el ángulo de dispersión para alcanzar una temperatura promedio de 434°C. Por otro lado, la pintura negra Pyromark 2500 permitiría utilizar probetas de aluminio de diámetro superior a 132 mm, es decir, con aumento del 50% a su ángulo de dispersión óptimo, lo cual no sucede con el acero, ya que las probetas deberán mantener prácticamente es mismo tamaño que la probeta sin recubrimiento, como se observa en la Figura 3.19.

Tabla 3.9. Temperaturas máximas y mínimas para diferentes diámetros del receptor y materiales para un PDC de 1 metro de diámetro y 8 mrad de slope error.

| Acero maquinado | | | | | |
|--------------------------------------|------|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Ángulo de dispersión [°] | | Diámetro del receptor [mm] | Temperatura máxima [°C] | Temperatura mínima [°C] | Temperatura promedio [°C] |
| -30% | 4.76 | 65.38 | 1174.73 | 1018.85 | 1128.25 |
| -10% | 6.12 | 82.21 | 944.02 | 811.59 | 897.67 |
| Óptimo | 6.8 | 90.63 | 849.50 | 727.32 | 803.97 |
| +10% | 7.48 | 99.06 | 767.01 | 654.16 | 722.73 |
| +30% | 8.84 | 115.94 | 631.73 | 535.12 | 590.90 |
| +45% | 9.86 | 128.62 | 551.38 | 464.81 | 513.24 |
| Aluminio comercial | | | | | |
| Ángulo de dispersión [°] | | Diámetro del receptor [mm] | Temperatura máxima [°C] | Temperatura mínima [°C] | Temperatura promedio [°C] |
| -30% | 4.76 | 65.38 | 475.24 | 398.43 | 434.28 |
| -10% | 6.12 | 82.21 | 343.04 | 285.90 | 312.66 |
| Óptimo | 6.8 | 90.63 | 296.20 | 246.34 | 269.94 |
| +10% | 7.48 | 99.06 | 258.64 | 214.71 | 235.81 |
| +30% | 8.84 | 115.94 | 203.15 | 168.12 | 185.55 |
| +50% | 10.2 | 132.86 | 164.93 | 136.12 | 151.03 |
| Pintura negra (Pyromark 2500) | | | | | |
| Ángulo de dispersión [°] | | Diámetro del receptor [mm] | Temperatura máxima [°C] | Temperatura mínima [°C] | Temperatura promedio [°C] |
| -30% | 4.76 | 65.38 | 1011.17 | 875.64 | 986.58 |
| -10% | 6.12 | 82.21 | 855.15 | 737.36 | 833.14 |
| Óptimo | 6.8 | 90.63 | 790.99 | 680.68 | 770.10 |
| +10% | 7.48 | 99.06 | 734.43 | 630.77 | 714.51 |
| +30% | 8.84 | 115.94 | 639.29 | 547.01 | 621.10 |
| +50% | 10.2 | 132.86 | 563.06 | 479.46 | 545.60 |

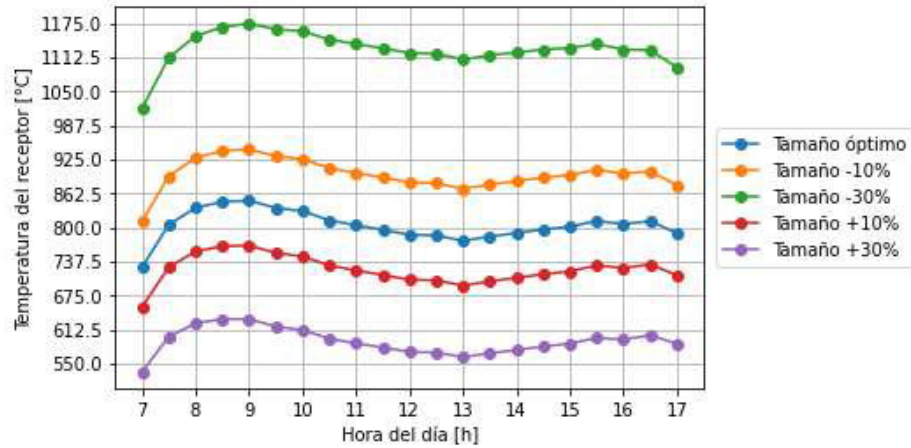


Figura 3.17. Temperaturas del acero maquinado con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 8 mrad de slope error.

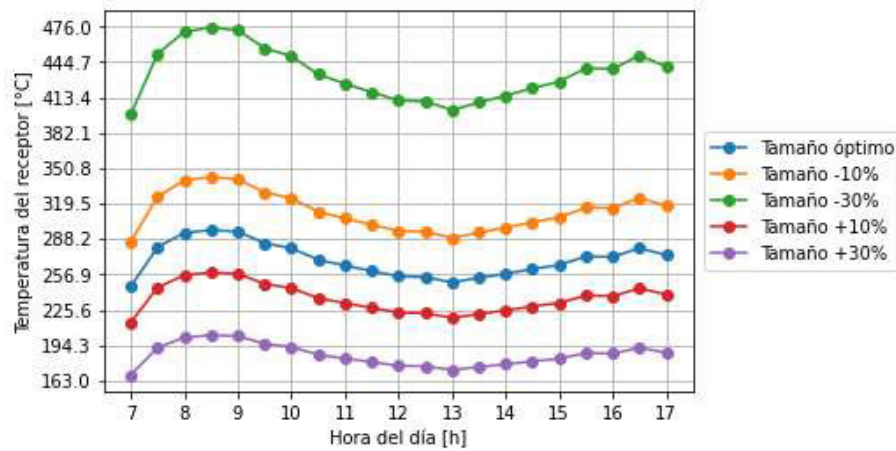


Figura 3.18. Temperaturas del aluminio comercial con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 8 mrad de slope error.

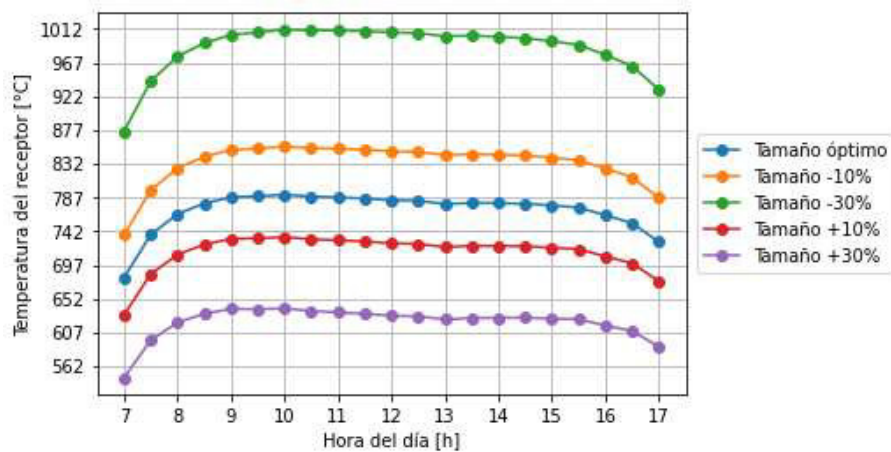


Figura 3.19. Temperaturas de la pintura Pyromark 2500 con diferentes tamaños de receptor para un PDC de 1 metro de diámetro y 8 mrad de slope error.

En la Tabla 3.10 se presenta un resumen de los valores considerados propicios para cada caso de estudio en este trabajo y que servirán como guía para futuros proyectos.

Tabla 3.10. Resumen de resultados para los casos de estudio.

| Diámetro del PDC [m] | Slope error [mrad] | Material | Diámetro del receptor [mm] | Ángulo de dispersión [°] | Temperatura promedio [°C] |
|-----------------------------|---------------------------|--------------------|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| 2 | 5 | Acero maquinado | 174.45 | 6.525 | 932.22 |
| | | Aluminio comercial | 157.73-180.03 | 5.85-6.75 | 407.80-334.39 |
| | | Pyromark 2500 | ≤ 124.33 | ≤ 4.5 | 1054.95 |
| 1 | 5 | Acero maquinado | 78.86-87.22 | 5.85-6.525 | 942.20-841.6 |
| | | Aluminio comercial | 67.73-90.01 | 4.95-6.75 | 273.20-420.99 |
| | | Pyromark 2500 | 62.16 | ≤ 4.5 | 1033.64 |
| | 8 | Acero maquinado | 82.21-90.63 | 6.12-6.8 | 803.97-897.67 |
| | | Aluminio comercial | 65.38-90.63 | 4.76-6.8 | 269.94-434.28 |
| | | Pyromark 2500 | 65.38-132.86 | 4.76-10.2 | 545.60-986.58 |

4. CONCLUSIONES

Se desarrolló una herramienta de código en Python que permite generar rápidamente los archivos de datos de entrada para el software Solstice, el cual utiliza el método Monte Carlo Ray-Tracing para realizar la simulación óptica de un PDC. La variación de parámetros como el DNI, posición del PDC, calidad superficial del reflector mediante su slope error y propiedades ópticas del material del receptor, permitieron analizar diferentes escenarios de trabajo y obtener un diseño óptico adecuado para el sistema.

Se probó el comportamiento del PDC frente a los valores de slope error comprendidos entre 1.75 y 8 mrad, en los cuales se pudo observar de manera gráfica como varía la distribución del flujo en el receptor y como se presentan pérdidas ópticas a medida que este parámetro aumenta.

Se calculó el ángulo de dispersión óptimo para cada valor de slope error y se comprobó que es independiente del tamaño del reflector, lo cual servirá como base para el cálculo del tamaño óptimo del receptor para diferentes tamaños de discos parabólicos en el futuro. En este análisis no se tomaron en cuenta factores que contribuyen al ángulo de dispersión como son el error en el conformado de la curvatura del disco, desgaste del reflector o errores de seguimiento solar.

El diseño térmico se basó en un balance energético que permite tomar en cuenta factores ambientales como la velocidad del viento y la temperatura ambiental, su resolución es iterativa a través del software Python.

Velocidades del viento superiores a 2.5 m/s implican pérdidas térmicas por convección importantes en el sistema, especialmente para materiales de baja emisividad térmica como el acero maquinado y el aluminio comercial (siendo más perjudicial en el aluminio). Esto se debe a que por su baja emisividad las pérdidas por convección son relativamente más importantes que las pérdidas por radiación. La pintura para alta temperatura Pyromark 2500, considerada como recubrimiento de la probeta por sus mejores propiedades ópticas y térmicas, no presenta cambios bruscos de temperatura debido a los efectos del viento. Si bien podría resultar llamativo el uso de este recubrimiento, su uso en casos reales implicaría costos adicionales para el tratamiento térmico e incluso se requerirían procesos mecánicos adicionales para remover el recubrimiento de la probeta para poder realizar análisis metalográficos o químicos en el laboratorio de la EPN.

Debido a las altas temperaturas que se pueden alcanzar utilizando recubrimientos, su uso está limitado a probetas cuyo tratamiento térmico se realiza en altas temperaturas, como es el caso del acero, más no para aluminio u otras aleaciones de menor temperatura.

El tamaño de la probeta varía en función de la calidad superficial del reflector y del tipo de material, en otras palabras, el tamaño ideal que permite alcanzar las temperaturas adecuadas para el tratamiento térmico de una probeta de acero, no es el mismo para una probeta de aluminio, como se determinó en la sección 3.3.1.

4.1. Recomendaciones

Para futuros proyectos de investigación relacionados a los PDC o incluso construcción de prototipos, se recomienda tomar como referencia los valores del ángulo de dispersión de las tablas Tabla 3.4 y Tabla 3.5. Para el caso de PDC destinados a laboratorio, se recomienda tomar como referencia los casos estudiados en la Tabla 3.10.

En un caso práctico, con el fin conseguir altas temperaturas y un sistema estable, cabe la posibilidad de colocar una placa de acero de mayor tamaño adelante de la probeta del material en el que se requiere realizar el tratamiento térmico, para lograr que la pieza se caliente hasta la temperatura deseada por medio de un proceso de conducción de calor.

4.2. Trabajos futuros

Es importante realizar un diseño mecánico de la estructura soporte y un estudio económico de los materiales y accesorios disponibles en el país para construir un prototipo de PDC para el laboratorio de la EPN. Además, este trabajo consideró un posicionamiento solar siempre perpendicular a los rayos del sol, por lo que se requiere el diseño de un sistema de seguimiento solar automatizado y un estudio de las pérdidas ópticas que se producen debido a los errores de seguimiento, para lo cual se podría utilizar como base el código desarrollado en este trabajo.

El uso de un PDC en la fundición de metales es otra aplicación que merece ser estudiada, ya que estos procesos no necesitan un control de temperatura tan estricto, a diferencia de los tratamientos térmicos en los que se requiere un rango de temperatura específico para cada material.

Referencias Bibliográficas

- [1] REN21, “Renewables 2021 Global Status Report”. <https://www.ren21.net/gsr-2021> (consultado sep. 04, 2021).
- [2] IEA, “Global Energy Review 2021”. 2021. Consultado: sep. 03, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>
- [3] H. Ritchie y M. Roser, “Energy”, *Our World Data*, nov. 2020, Consultado: sep. 03, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/energy-mix>
- [4] D. Vaca Revelo y F. Ordóñez, *Mapa Solar del Ecuador 2019*. 2020.
- [5] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, “Balance Nacional de Energía Eléctrica Diciembre 2020”. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/balance-nacional-de-energia-electrica/> (consultado mar. 02, 2021).
- [6] M. P. Groover, *Fundamentos de Manufactura Moderna*. México, D.F: McGraw-Hill, 2007.
- [7] M. U. H. Joardder, P. K. Halder, M. A. Rahim, y M. H. Masud, “Chapter Eight - Solar Pyrolysis: Converting Waste Into Asset Using Solar Energy”, en *Clean Energy for Sustainable Development*, M. G. Rasul, A. kalam Azad, y S. C. Sharma, Eds. Academic Press, 2017, pp. 213–235. doi: 10.1016/B978-0-12-805423-9.00008-9.
- [8] Solar Payback, “Calor solar para la industria”, mar. 2017. https://www.solrico.com/fileadmin/solrico/media/doc/Solar_payback/Calor_Solar_Para_La_Industria_Solar_Payback_April_2017.pdf (consultado sep. 04, 2021).
- [9] R. Vallés, “Qué países van ganando la carrera de las renovables”, *elconfidencial.com*, abr. 22, 2021. https://www.elconfidencial.com/medioambiente/energia/2021-04-22/que-paises-van-ganando-la-carrera-de-las-renovables-bra_3043792/ (consultado sep. 05, 2021).
- [10] R. Pitz-Paal, “Concentrating Solar Power”, en *Future Energy*, Elsevier, 2020, pp. 413–430. doi: 10.1016/B978-0-08-102886-5.00019-0.
- [11] S. Z. Qamar y M. Al-Kindi, “Renewability and Sustainability: Current Status and Future Prospects”, en *Encyclopedia of Renewable and Sustainable Materials*, Elsevier, 2020, pp. 717–730. doi: 10.1016/B978-0-12-803581-8.11574-7.
- [12] A. Zurita, C. Mata-Torres, J. M. Cardemil, y R. A. Escobar, “Assessment of time resolution impact on the modeling of a hybrid CSP-PV plant: A case of study in Chile”, *Sol. Energy*, vol. 202, pp. 553–570, may 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.03.100.

- [13]J. Constante Segura y E. Palacios Chacón, *El recurso solar para generación de energía: análisis para el Distrito Metropolitano de Quito*. Quito, Ecuador: Abya-Yala, 2014.
- [14]L. G. Gomez-Azpeitia y A. Martínez, *Prontuario Solar de México*. 2015.
- [15]J. Hernandez, I. Escobar, y N. Castilla, “La radiacion solar en invernaderos mediterraneos”, *Hortic. Technol Prod*, vol. 157, pp. 18–26, ene. 2001.
- [16]F. K. Lutgens y E. J. Tarbuck, *The Atmosphere: An Introduction to Meteorology*. Pearson, 2013.
- [17]J. Cevallos-Sierra y J. Ramos-Martin, “Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 1154–1165, sep. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.015.
- [18]M. R. Peláez y J. L. Espinoza, *Energías renovables en el Ecuador situación actual, tendencias y perspectivas*. Cuenca: Universidad de Cuenca, 2015.
- [19]O. Taylan y H. Berberoglu, “Fuel Production Using Concentrated Solar Energy”, en *Application of Solar Energy*, 2013, pp. 33–67. doi: 10.5772/54057.
- [20]M. S. Răboacă *et al.*, “Concentrating Solar Power Technologies”, *Energies*, vol. 12, núm. 6, Art. núm. 6, ene. 2019, doi: 10.3390/en12061048.
- [21]E. Zarza-Moya, “7 - Concentrating Solar Thermal Power”, en *A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems*, T. M. Letcher y V. M. Fthenakis, Eds. Academic Press, 2018, pp. 127–148. doi: 10.1016/B978-0-12-811479-7.00007-5.
- [22]P. Breeze, “Chapter 6 - Solar Dishes”, en *Solar Power Generation*, P. Breeze, Ed. Academic Press, 2016, pp. 41–46. doi: 10.1016/B978-0-12-804004-1.00006-3.
- [23]M. J. Blanco y S. Miller, “1 - Introduction to concentrating solar thermal (CST) technologies”, en *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*, M. J. Blanco y L. R. Santigosa, Eds. Woodhead Publishing, 2017, pp. 3–25. doi: 10.1016/B978-0-08-100516-3.00001-0.
- [24]D. Fernández-González *et al.*, “Concentrated solar energy applications in materials science and metallurgy”, *Sol. Energy*, vol. 170, pp. 520–540, ago. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.05.065.
- [25]E. M. A. Mokheimer, Y. N. Dabwan, M. A. Habib, S. A. M. Said, y F. A. Al-Sulaiman, “Techno-economic performance analysis of parabolic trough collector in Dhahran, Saudi Arabia”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 622–633, oct. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.06.023.
- [26]L. Pheng, R. Affandi, M. R. Ab Ghani, C. Gan, Z. Jano, y T. Sutikno, “A Review of Parabolic Dish-Stirling Engine System Based on Concentrating Solar Power”, *TELKOMNIKA Telecommunucation Comput. Electron. Control*, vol. 12, pp. 1142–1152, dic. 2014, doi: 10.12928/telkomnika.v12i4.1132.

- [27]C. Kandilli y K. Ulgen, "Review and modelling the systems of transmission concentrated solar energy via optical fibres", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, núm. 1, pp. 67–84, ene. 2009, doi: 10.1016/j.rser.2007.05.005.
- [28]S. Mendoza, G. Carrillo, V. Cobas, E. Lora, y A. Reyes, "Mathematical modeling of the geometrical sizing and thermal performance of a Dish/Stirling system for power generation", *Renew. Energy*, vol. 107, ene. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.01.020.
- [29]P. H. Shaikh, A. A. Lashari, Z. H. Leghari, y Z. A. Memon, "Techno-enviro-economic assessment of a stand-alone parabolic solar dish stirling system for electricity generation", *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, núm. 7, pp. 10250–10270, jun. 2021, doi: 10.1002/er.6513.
- [30]M. E. Zayed, J. Zhao, A. H. Elsheikh, W. Li, y M. A. Elaziz, "Optimal design parameters and performance optimization of thermodynamically balanced dish/Stirling concentrated solar power system using multi-objective particle swarm optimization", *Appl. Therm. Eng.*, vol. 178, p. 115539, sep. 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.115539.
- [31]S. R. Pavlovic y V. P. Stefanovic, "Ray Tracing Study of Optical Characteristics of the Solar Image in the Receiver for a Thermal Solar Parabolic Dish Collector", *J. Sol. Energy*, vol. 2015, pp. 1–10, oct. 2015, doi: 10.1155/2015/326536.
- [32]A. A. Sagade, A. Mawire, B. Belgasim, M. A. Tawfik, y N. A. Sagade, "Experimental performance evaluation of a parabolic dish solar geyser using a generalized approach for decentralized applications", *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 47, p. 101454, oct. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101454.
- [33]J. E. P. Navalho y J. C. F. Pereira, "A comprehensive and fully predictive discrete methodology for volumetric solar receivers: application to a functional parabolic dish solar collector system", *Appl. Energy*, vol. 267, p. 114781, jun. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114781.
- [34]Y. Wang *et al.*, "Verification of optical modelling of sunshape and surface slope error for concentrating solar power systems", *Sol. Energy*, vol. 195, pp. 461–474, ene. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2019.11.035.
- [35]K. R. Gopalakrishna y S. Seshan, "Solar furnace for small scale metallurgical applications", en *Energy Developments: New Forms, Renewables, Conservation*, F. A. Curtis, Ed. Pergamon, 1984, pp. 585–593. doi: 10.1016/B978-0-08-025407-4.50106-X.
- [36]D. Patidar, S. Tiwari, P. Sharma, R. Pardeshi, L. Chandra, y R. Shekhar, "Solar Convective Furnace for Metals Processing", *JOM*, vol. 67, sep. 2015, doi: 10.1007/s11837-015-1633-z.

- [37]M. N. Salán, *Tecnología de proceso y transformación de materiales*. Barcelona: Edicions UPC, 2005. Consultado: feb. 28, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://biblioteca.upc.es/edupc/locate4.asp?codi=EM047XXX>
- [38]S. Kalpakjian y S. R. Schmid, *Manufactura, ingeniería y tecnología*. México: Pearson Educación, 2008.
- [39]"Revista Industrias Diciembre 2018", *Issuu*, vol. 12, 2018. Consultado: mar. 03, 2021. [En línea]. Disponible en: https://issuu.com/industrias/docs/revista_industrias_diciembre_2018_w
- [40]D. Askeland y W. Wright, *Ciencia e ingeniería de materiales*. 2016.
- [41]Z. Huda, *Metallurgy for Physicists and Engineers: Fundamentals, Applications, and Calculations*. Boca Raton, 2020.
- [42]NREL, "TMY - NSRDB". <https://nsrdb.nrel.gov/about/tmy.html> (consultado oct. 05, 2021).
- [43]J. A. Duffie, W. A. Beckman, y N. Blair, *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind, 5th Edition*. John Wiley & Sons, 2020.
- [44]O. Jaramillo, "Transporte de energía solar concentrada a través de fibras ópticas: acoplamiento fibra-concentrador y estudio térmico.", Universidad Nacional Autónoma de México, Temixco, Morelos, 1998. Consultado: oct. 03, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.ier.unam.mx/~ojs/pub/Tesis_Maestria/TESIS_MES.pdf
- [45]P. Duran, G. Barbosa, P. Quinto, y L. Moreno, "Concentrador Solar PDR Con Seguimiento Solar", *Evista Apl. Ing. 2016*, vol. 3, p. 11, 2016.
- [46]M. Zayed, J. Zhao, A. Elsheikh, Z. Zhao, Z. Shengyuan, y A. E. Kabeel, "Comprehensive parametric analysis, design and performance assessment of a solar dish/Stirling system", *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 146, pp. 276–291, feb. 2021, doi: 10.1016/j.psep.2020.09.007.
- [47]E. Flores, "Desarrollo de un modelo óptico y térmico de un colector solar lineal fresnel con receptor trapezoidal", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2019.
- [48]F. M. Nieto Cárate, "Optimización geométrica del campo de espejos de un receptor de concentración solar lineal de Fresnel para latitudes ecuatoriales", Quito, 2018., 2018. Consultado: dic. 07, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19627>
- [49]Méso-Star, "SOLSTICE ABG (Absolute Beginner's Guide)". abr. 17, 2018.
- [50]B. Piaud, C. Coustet, C. Caliot, E. Guillot, y G. Flamant, "Application of Monte-Carlo sensitivities estimation in Solfast-4D", 2012. <https://www.semanticscholar.org/paper/Application-of-Monte-Carlo-sensitivities->

- estimation-Piaud-Coustet/8928fa5260f93a2d182ecbd2c309a6956059e0db
(consultado ago. 23, 2021).
- [51] J.-P. Rocca *et al.*, “SOLFAST, a Ray-Tracing Monte-Carlo software for solar concentrating facilities”, *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 369, jun. 2012, doi: 10.1088/1742-6596/369/1/012029.
- [52] J. Delatorre *et al.*, “Monte Carlo advances and concentrated solar applications”, *Sol. Energy*, vol. 103, may 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.02.035.
- [53] H. Lee, “The geometric-optics relation between surface slope error and reflected ray error in solar concentrators”, *Sol. Energy*, vol. 101, pp. 299–307, mar. 2014, doi: 10.1016/j.solener.2013.12.035.
- [54] Y. A. Çengel y A. J. Ghajar, *Transferencia de calor y masa: fundamentos y aplicaciones*, 6ta. McGraw Hill, 2020.
- [55] M. Bahrami, V. Madadi Avargani, y M. Bonyadi, “Comprehensive experimental and theoretical study of a novel still coupled to a solar dish concentrator”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 151, pp. 77–89, mar. 2019, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.01.103.
- [56] A. El-Shamy, R. Sakr, y N. S. Berbish, “Experimental and numerical study of forced convection heat transfer from an inclined heated plate placed beneath a porous medium”, *Al-Azhar Univ. Eng. J.*, vol. 2, 2007.
- [57] W. G. Le Roux y J. P. Meyer, “Small-Scale Dish-Mounted Solar Thermal Brayton Cycle”, en *Clean Energy for Sustainable Development*, Elsevier, 2017, pp. 167–190. doi: 10.1016/B978-0-12-805423-9.00006-5.
- [58] J. H. Henninger, “Solar absorptance and thermal emittance of some common spacecraft thermal-control coatings”, Art. núm. REPT-84F0248, ene. 1984, Consultado: nov. 12, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://ntrs.nasa.gov/citations/19840015630>
- [59] R. L. Bowman, J. R. Jack, E. W. Spisz, y A. J. Weigand, “Solar absorptances and spectral reflectances of 12 metals for temperatures ranging from 300 to 500 K”, NASA-TN-D-5353, ago. 1969. Consultado: nov. 12, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://ntrs.nasa.gov/citations/19690022517>
- [60] Engineering ToolBox, “Aluminum - Radiation Heat Emissivity”, 2003. https://www.engineeringtoolbox.com/radiation-heat-emissivity-aluminum-d_433.html (consultado nov. 12, 2021).
- [61] C. K. Ho, A. R. Mahoney, A. Ambrosini, M. Bencomo, A. Hall, y T. N. Lambert, “Characterization of Pyromark 2500 Paint for High-Temperature Solar Receivers”, *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 136, núm. 1, p. 014502, feb. 2014, doi: 10.1115/1.4024031.