ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

OPTIMIZACIÓN GEOMÉTRICA DEL CAMPO DE ESPEJOS DE UN RECEPTOR DE CONCENTRACIÓN SOLAR LINEAL DE FRESNEL PARA LATITUDES ECUATORIALES

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

NIETO CÁRATE FREDDY MAURICIO

freddy.nieto@epn.edu.ec

DIRECTOR:
Dr. ORDÓÑEZ MALLA FREDDY

freddy.ordonez@epn.edu.ec

Quito, agosto 2018

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **Freddy Mauricio Nieto Cárate**, bajo mi supervisión.

_____

Dr. Ordóñez Malla Freddy

DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **Freddy Mauricio Nieto Cárate**, 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.

_____

Nieto Cárate Freddy Mauricio

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a toda mi familia, principalmente a mis padres Wilma Cárate y Luis Nieto que han sido la causa de mi existencia, me han hecho todo lo que soy, son el motor que tengo para seguir triunfando porque su felicidad es lo más importante en mi vida. Les dedico todo el esfuerzo que he hecho para este logro y espero retribuir al menos un pequeño porcentaje de todo lo que me han dado.

A mi hermano que ha sido desde el inicio de mi vida hasta la actualidad el ejemplo a seguir, el héroe de mi vida porque conoce mi esencia y comparte mis orígenes, es el hombre ejemplo para mí y mis futuras generaciones sin dudarlo.

Dedicado a la compositora Camila Zaldumbide Flores porque fue la persona que me dio aliento cuando sentía que ya no resistía más el duro trajín de esta fabulosa carrera, por conocer mis límites más que yo mismo, dedicado desde lo profundo de mi corazón este gran esfuerzo que, si no hubiera sido por este maravilloso ser, posiblemente no lo hubiera logrado.

A mis abuelitos de parte de mi madre que cuidaron de mí desde pequeño y aún siguen preocupados por mí existir. Esto es una pequeña parte que les puedo dedicar a ustedes.

A mis abuelitos por parte de mi padre que son ejemplo de cariño y amor más allá del tiempo, si no fuera por ellos mi vida no tendría sentido ya que me regalaron el don de la música.

AGRADECIMIENTO

A mis profesores por formar en mí todos los conocimientos adquiridos a lo largo de este tiempo en la más prestigiosa facultad de la Escuela Politécnica Nacional. Por darme ánimos y ser ejemplo de buenos profesionales lo cual estoy seguro llegar a ser.

A mis compañeros por caminar juntos en este duro sendero que ha sido la carrera de Ingeniería mecánica, ya que con su apoyo pude lograr este objetivo compartido. Por ser parte del mejor grupo de estudiantes de nuestra generación.

A los ingenieros que muy amablemente aceptaron ser parte del jurado de mi defensa oral. Tendré siempre presente sus consejos ya que la excelencia se transmite mediante la sabiduría.

Al Dr. Ordóñez por confiar en mis capacidades para desarrollar el proyecto PIMI 15-06 vinculado a la universidad, y por abrirme las puertas al campo laboral.

Índice de contenido

Certificación i
Declaración ii
Dedicatoria iii
Agradecimiento iv
Índice de contenido v
Índice de figuras viii
Índice de tablas ix
RESUMEN xi
ABSTRACT xii
Glosario de términos xiii
INTRODUCCIÓN 1
Pregunta de Investigación 2
Objetivo general 2
Objetivos específicos 2
1. **MARCO TEÓRICO** 3
1.1. Situación mundial de energía 3
1.2. Situación actual de energía en el Ecuador 4
1.3. Situación mundial de energía solar térmica 5
1.4. Situación en el Ecuador de energía solar térmica 5
1.5. Concentradores solares 6
1.6. Reflectores lineales de Fresnel 7
1.7. Avances en la tecnología Fresnel 8
1.7.1. Reflectores secundarios 8
1.7.2. Nanofluidos 8
1.7.3. Sistema de seguimiento solar 8
1.8. Estudios Realizados sobre la optimización óptica de los CSLF 9
2. **METODOLOGÍA** 11
2.1. Descripción del problema 11
2.2. Valores fijos utilizados 12
2.3. Descripción de la metodología 12
2.4. Selección de días del año para la simulación del LFR 13
2.5. Número de simulaciones por día y horas puntuales para la gráfica 14
2.6. Variación de parámetros geométricos 15
2.7. Modelo de la geometría solar utilizada en las simulaciones 16
2.7.1. Hora solar 16

2.7.2. Dirección del haz de radiación 17
2.7.3. Vector solar unitario 18
2.8. Cálculo de sombras y bloqueos en la geometría del sistema 19
2.8.1. Área de Sombreado 20
2.8.2. Área de bloqueo 22
2.9. Utilización del software SolTrace para simulación de sistemas CSP (Monte Carlo Ray-tracing) 23
2.10. Módulos de SolTrace 23
2.10.1. Datos de entrada de receptor y reflectores para módulos en SolTrace 23
2.11. Cálculo de datos de entrada para la simulación de cada situación en SolTrace 25
2.12. Obtención de la energía anual del receptor para cada configuración 27
2.13. Función objetivo de la optimización geométrica 28
2.14. Análisis de resultados en StatGraphics 30
3. **RESULTADOS Y DISCUSIÓN** 33
3.1. Comprobación del código de programa generado con SolTrace 33
3.1.1. Bloqueos 34
3.1.2. Sombras 35
3.2. Análisis de los datos de DNI utilizados para el cálculo de la potencia del sistema 36
3.3. Análisis de eficiencia energética 38
3.3.1. Configuraciones con reflectores secundarios 40
3.3.2. Configuraciones sin reflectores secundarios 41
3.3.3. Porcentaje de aumento con reflectores secundarios 42
3.3.4. Eficiencia energética anual de las configuraciones 42
3.4. Análisis del *Etendue* 43
3.4.1. Comportamiento de bloqueos y sombras 43
3.4.2. *Etendue* anual de las configuraciones 44
3.5. Resultados obtenidos con StatGraphics 45
3.5.1. StatGraphics 45
3.5.1.1. Análisis paramétrico de *Etendue* anual del sistema 46
3.5.1.2. Análisis paramétrico de eficiencia energética anual del sistema 49
3.5.2. Optimización de múltiples respuestas 52
3.5.2.1. Gráfica de contorno de respuesta de la optimización múltiple 53
3.5.3. Configuración geométricamente óptima según StatGraphics 53
3.6. Rangos de aceptación para las variables geométricas analizadas 55
3.7. Discusión de los resultados de los rangos 56
4. **CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS** 59
4.1. Conclusiones 59

4.2. Recomendaciones 60
4.3. Trabajos futuros 60
Referencias Bibliográficas 61
Anexos 65
Anexo I. Relaciones entre el área de entrada y salida de los rayos en la superficie del reflector 65
Anexo II. Ejemplo de cálculo para una configuración 66
Anexo III. Potencias para cada caso con reflectores secundarios. 75
Anexo IV. Potencias para cada caso sin reflectores secundarios. 76
Anexo V. Energía anual con reflectores secundarios. 77
Anexo VI. Energía anual sin reflectores secundarios. 78
Anexo VII. Análisis de eficiencia energética 79
Anexo VIII. Porcentaje de ganancia de energía anual por reflectores secundarios para cada configuración. 92
Anexo IX. Datos obtenidos de *Etendue* para una configuración 93
Anexo X. *Etendue* para cada caso. 95
Anexo XI. Análisis de *Etendue* para todas las configuraciones 96
Anexo XII. Eficiencia energética anual y *Etendue* para todas las configuraciones. 100

Índice de figuras

Figura 1.1. Producción de electricidad por tipo de combustible. 3
Figura 1.2. Consumo de energía primaria en toneladas equivalentes de petróleo (en inglés, toe). 4
Figura 1.3. Producción de energía primaria 2015. 4
Figura 1.4. Insolación global anual promedio del Ecuador. 6
Figura 2.1. Esquema de un concentrador lineal de Fresnel en SolTrace. 11
Figura 2.2. Movimiento de la tierra alrededor del sol. 13
Figura 2.3. Cajas de bigote para la irradiancia de los días representativos del año. 14
Figura 2.4. Irradiancia normal directa horaria de los meses de un TMY. 15
Figura 2.5. Ecuación del tiempo (E) en minutos como función del tiempo anual. 17
Figura 2.6. Coordenadas del vector solar unitario con respecto al observador (Representación SolTrace). 18
Figura 2.7. Sombreado y bloqueo de un reflector debido al otro. 19
Figura 2.8. Representación geométrica - Ancho sombra frontal. 20
Figura 2.9. Representación geométrica - Ancho lateral de sombra 21
Figura 2.10. Ancho de bloqueo. 22
Figura 2.11. Distribución Gaussiana del sol. 23
Figura 2.12. Área solar de entrada 29
Figura 3.1. (a) Sistema simulado en SolTrace (b) Área de bloqueo de un reflector primario 34
Figura 3.2. (a) Sistema simulado en SolTrace (b) Área de sombra de un reflector primario 35
Figura 3.3. Simulación de la configuración en SolTrace del (a) equinoccio y (b) solsticio. 38
Figura 3.4. Partes del sistema lineal de Fresnel simulado. 39
Figura 3.5. (a) Comportamiento de sombras y (b) comportamiento de bloqueos. 44
Figura 3.6. Diagrama de Pareto Estandarizada para *Etendue* anual del sistema. 47
Figura 3.7. Efectos Principales para *Etendue* anual del sistema. 47
Figura 3.8. Interacciones entre factores para *Etendue* anual del sistema. 48
Figura 3.9. Diagrama de Pareto Estandarizada para Eficiencia energética con reflectores secundarios. 50
Figura 3.10. Efectos Principales para Eficiencia energética con reflectores secundarios. 50
Figura 3.11. Interacciones entre factores para eficiencia energética con reflectores secundarios. 51
Figura 3.12. Superficie de respuesta estimada para la optimización múltiple. 53
Figura 3.13. Contornos de la superficie de respuesta estimada. 54
Figura 4.1. Simulación a primeras horas de la mañana (a) sistema completo y (b) ampliación en el receptor. 79

Índice de tablas

Tabla 1.1. Indicadores de energía renovable 2015. 5
Tabla 2.1. Geometría del concentrador y reflectores secundarios..... 12
Tabla 2.2. Días representativos del año..... 13
Tabla 2.3. Datos de irradiancia normal directa para los días de simulación. 15
Tabla 2.4. Parámetros geométricos. 16
Tabla 2.5. Ecuaciones de la hora solar. 16
Tabla 2.6. Ecuaciones para dirección del haz de radiación. 17
Tabla 2.7. Obtención de las componentes unitarias del sol..... 18
Tabla 2.8. Fórmulas del vector solar unitario..... 18
Tabla 2.9. Ecuaciones para sombra frontal. 21
Tabla 2.10. Ecuaciones para sombra lateral. 21
Tabla 2.11. Ecuaciones para ancho de bloque 22
Tabla 2.12. Propiedades ópticas. 24
Tabla 2.13. Etapas del sistema. 24
Tabla 2.14. Opciones de trazado. 25
Tabla 2.15. Fórmulas para obtención de coordenadas objetivo de los reflectores. 26
Tabla 2.16. Parámetros de entrada a SolTrace..... 26
Tabla 2.17: Factores de los parámetros geométricos..... 31
Tabla 3.1. Porcentaje de error para Bloqueos. 34
Tabla 3.2. Porcentaje de error para Sombras. 36
Tabla 3.3. Configuración para análisis de DNI 36
Tabla 3.4. Datos de DNI utilizados para las simulaciones. 37
Tabla 3.5. Datos obtenidos de potencia en [kW]. 37
Tabla 3.6. Análisis de eficiencia energética. 40
Tabla 3.7. Porcentaje de ganancia de los reflectores secundarios. 42
Tabla 3.8. Análisis de *Etendue*. 44
Tabla 3.9. ANOVA para *Etendue* anual del sistema. 46
Tabla 3.10. ANOVA para eficiencia energética anual del sistema. 49
Tabla 3.11. Deseabilidad de la optimización de múltiples respuestas. 52
Tabla 3.12. Respuesta de StatGraphics para valor óptimo de deseabilidad. 54
Tabla 3.13. Resultados de simulación de parámetros óptimos. 55
Tabla 3.14. Rangos de aceptación para las variables geométricas analizadas. 55
Tabla 3.15. Configuraciones utilizadas en estudios relacionados. 56
Tabla 3.16. Datos de planta termoeléctrica Puerto Errado 2. 57
Tabla 3.17. Subsistema de la planta Puerto Errado 2. 57
Tabla 4.1. Relaciones entre áreas de entrada y salida del reflector. 65
Tabla 4.2. Datos de entrada para ejemplo de cálculo. 66
Tabla 4.3. Ejemplo de cálculo de la hora solar. 66
Tabla 4.4. Ejemplo de cálculo del vector unitario solar. 66
Tabla 4.5. Geometría del concentrador para ejemplo de cálculo. 67
Tabla 4.6. Ejemplo de cálculo de las coordenadas del receptor y ref. sec. en SolTrace. 67
Tabla 4.7. Valores del receptor para el ejemplo de cálculo. 67
Tabla 4.8. Geometría del reflector para ejemplo de cálculo. 67
Tabla 4.9. Ejemplo de cálculo de las coordenadas del reflector en SolTrace. 68
Tabla 4.10. Valores del reflector para el ejemplo de cálculo. 69
Tabla 4.11. Ejemplo de cálculo del ancho de sombra frontal. 69
Tabla 4.12. Ejemplo de cálculo del ancho de sombra lateral..... 70
Tabla 4.13. Ejemplo de cálculo del ancho de bloqueo. 70

Tabla 4.14. Valores de *Etendue* para el ejemplo de cálculo. 71
Tabla 4.15. Ejemplo de cálculo del *Etendue* del sistema. 72
Tabla 4.16. Potencias para cada hora y fecha representativo con reflectores secundarios. 75
Tabla 4.17. Potencias para cada hora y fecha representativo sin reflectores secundarios. 76
Tabla 4.18. Datos de energía anual con reflectores secundarios en [MWh] 77
Tabla 4.19. Datos de energía anual sin reflectores secundarios en [MWh]. 78
Tabla 4.20. Potencias para horas de la mañana a un metro de alto en [kW]. 80
Tabla 4.21. Potencias para horas de la mañana a 3,5 y 6 metros de alto en [kW]. 81
Tabla 4.22. Energía anual para horas de la mañana. 81
Tabla 4.23. Potencia para horas del mediodía a un metro de alto en [kW]. 82
Tabla 4.24. Potencias para horas del mediodía a 3,5 y 6 metros de alto en [kW]. 83
Tabla 4.25. Energía anual para horas del mediodía. 83
Tabla 4.26. Energía anual para todas las horas. 84
Tabla 4.27. Rangos de energía anual por configuración. 84
Tabla 4.28. Potencias para horas de la mañana a un metro de alto sin reflectores secundarios en [kW]. 85
Tabla 4.29. Potencia para horas de la mañana a 3,5 y 6 metros de altura sin reflectores secundairos en [kW]. 86
Tabla 4.30. Energía anual para horas de la mañana sin reflectores secundarios. 87
Tabla 4.31. Potencia para horas del mediodía a un metro de alto sin reflectores secundarios en [kW]. 87
Tabla 4.32. Potencia para horas del mediodía a 3,5 y 6 metros de alto sin reflectores secundarios en [kW]. 88
Tabla 4.33. Energía anual para horas del mediodía sin reflectores secundarios. 88
Tabla 4.34. Energía anual sin reflectores secundarios para todas las horas 89
Tabla 4.35. Rangos de energía anual por configuración sin reflectores secundarios. 89
Tabla 4.36. Eficiencia energética anual de las configuraciones. 90
Tabla 4.37. Resultados de análisis energético de las configuraciones. 91
Tabla 4.38. Ganancia de energía anual por reflectores secundarios en %. 92
Tabla 4.39. Promedio de *Etendue* del campo de espejos. 93
Tabla 4.40. *Etendue* del sistema. 93
Tabla 4.41. *Etendue* para cada hora y fecha representativa. 95
Tabla 4.42. *Etendue* para horas de la mañana a un metro de alto. 96
Tabla 4.43. *Etendue* para horas de la mañana a 3,5 y 6 metros de altura. 96
Tabla 4.44. *Etendue* para horas del mediodía a un metro de alto. 97
Tabla 4.45. *Etendue* para horas del mediodía a 3,5 y 6 metros de altura. 97
Tabla 4.46. Rangos de *Etendue* anual por configuración. 98
Tabla 4.47. *Etendue* anual de las mejores configuraciones. 99
Tabla 4.48. Eficiencia energética anual y *Etendue* de las configuraciones. 100

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal la optimización geométrica del campo de espejos de un receptor de concentración lineal de Fresnel (LFC) para latitudes ecuatoriales. Se realizó una revisión bibliográfica sobre la situación mundial de energía, enfocándose principalmente en la energía térmica y en la ubicación específica de Quito-Ecuador. Se investigó acerca de estudios previos realizados sobre optimización geométrica de un LFC. Se calculó la posición de cada uno de los 20 reflectores primarios del campo de espejos según las variables de entrada (fecha y hora civil del año). Se realizó una descripción del sistema LFC con reflectores primarios, secundarios y los errores ópticos generados en las configuraciones presentadas para luego ejecutar las simulaciones del sistema mediante el programa SolTrace - Ray tracing (método de Monte-Carlo). Se desarrolló un programa computacional de bloqueos y sombras para su posterior validación. Se estudiaron los resultados de eficiencia energética y *Etendue* para las configuraciones presentadas mediante una optimización múltiple utilizando StatGraphics y se obtuvieron los rangos de aceptación de las variables geométricas analizadas (ancho de los reflectores primarios entre 10-30 [cm], separación entre reflectores primarios entre 5-25 [cm] y alto del receptor entre 1-6 [m]). Como resultado se obtuvo que la mejor configuración debe tener el menor ancho y la menor separación entre reflectores. Con respecto a la altura se consideró que debe estar en un valor aproximado a 350 cm que es el nivel medio que se utilizó para esta variable geométrica.

Palabras clave: Energía, Fresnel, optimización, Ray tracing, SolTrace, StatGraphics.

ABSTRACT

The main objective of the present work is the geometric optimization of the mirror field of a linear Fresnel solar concentrator (LFC) for equatorial latitudes. A literature review on the global energy situation was made, focusing mainly on thermal energy and the specific location of Quito-Ecuador. Previous studies about geometric optimization of this system were investigated. The position of each of the 20 primary reflectors of the mirror field was calculated according to the input variables (date and calendar hour of the year). A description of the LFC system with primary, secondary reflectors and the optical errors generated in the configurations was made, then run the simulations of the system through the program SolTrace - Ray tracing (Monte-Carlo method). The computational procedure of blocks and shadows was developed for its subsequent validation. The energy efficiency and *Etendue* results were studied for the configurations and made with these results a multiple optimization using StatGraphics and the acceptance ranges of the geometric variables analyzed (10 to 30 [cm] width of the primary reflectors, 5 to 25 [cm] separation between primary reflectors and 1 to 6 [m] receiver height) were obtained. As a result, it was obtained that the best configuration should have the smallest width and the smallest separation between reflectors. About the height, it was considered that it should be at an approximate value of 350 cm, which is the average level that was used for this geometric variable.

Keywords: Energy, Fresnel, optimization, Ray tracing, SolTrace, StatGraphics.

Glosario de términos

DNI	Irradiancia Normal Directa (Direct Normal Irradiance) [W/m^2]
E	Ecuación del tiempo [min]
B	Factor de ecuación del tiempo
n	Número del día del año
Hr	Hora solar [min]
L_{st}	Meridiano estándar [º]
L_{loc}	Longitud de la localidad [º]
Lat	Latitud de la localidad [º]
ω	Ángulo horario [º]
δ	Declinación [º]
α_s	Altitud solar [º]
γ_s	Azimut solar [º]
S	Vector solar
S_x	Componente del vector solar en el eje x
S_y	Componente del vector solar en el eje y
S_z	Componente del vector solar en el eje z
S_{xz}	Componente del vector solar en el plano xz
$\vec{x}$	Vector solar unitario en el eje x
$\vec{y}$	Vector solar unitario en el eje y
$\vec{z}$	Vector solar unitario en el eje z
β	Ángulo entre la horizontal y el plano del reflector [º]
L	Largo de los reflectores primarios [m]
w	Ancho de los reflectores primarios [m]
p	Separación entre centros de los reflectores primarios [m]
A_{s_i}	Área sombreada del reflector primario i [m^2]
W_{s_i}	Ancho de sombra frontal del reflector primario i [m]

W_{L_i}	Ancho lateral no sombreado [m]
$\angle C_1$	Ángulo suplementario del triángulo exterior [º]
β_i	Ángulo de inclinación del reflector i [º]
θ_{rayo}	Ángulo desde la horizontal hacia el sol [º]
C_1	Lado inferior del triángulo exterior [m]
C_2	Lado inferior del triángulo interior [m]
W_{s_i}	Ancho de sombra frontal [m]
$W'_{s_{i+1}}$	Ancho de sombra de la mitad del reflector $(i+1)$ [m]
$W_{s_{i+1}}$	Ancho sombra frontal del reflector $(i+1)$ [m]
W_{L_i}	Ancho de sombra lateral [m]
P	Lado lateral del triángulo exterior [m]
P_1	Longitud de la proyección del rayo solar hacia el reflector $(i+1)$ [m]
P_2	Lado lateral del triángulo interior [m]
$W_{L_{i+1}}$	Ancho de sombra lateral del reflector $(i+1)$ [m]
A_{b_i}	Área de bloqueo [m^2]
W_{b_i}	Ancho total de bloqueo del reflector [m]
λ_2	Ángulo suplementario del triángulo inferior [º]
$\theta_{receptor_{i+1}}$	Ángulo desde la horizontal hacia el receptor [º]
λ_1	Ángulo suplementario del triángulo superior [º]
d_2	Lado horizontal del triángulo inferior [m]
d_1	Complemento de la separación entre centros y d_2 [m]
W'_{b_i}	Ancho no bloqueado de la mitad del reflector [m]
W_{b_i}	Ancho total de bloqueo del reflector [m]
sep	Separación entre reflectores primarios [m]
$d_{\overline{\frac{ref}{rec}}}$	Diagonal reflector-receptor [m]
$\overrightarrow{x_{\overline{\frac{ref}{rec}}}}$	Componente en x del vector reflector-receptor [m]

$\overrightarrow{y_{\underset{rec}{ref}}}$	Componente en y del vector reflector-receptor [m]
X_{real}	Componente real en x [m]
Y_{real}	Componente real en y [m]
$X_{receptor}$	Componente del receptor en x [m]
$Y_{receptor}$	Componente del receptor en y [m]
θ_{normal}	Ángulo normal al reflector [º]
x_{normal}	Componente normal al reflector en x [m]
y_{normal}	Componente normal al reflector en y [m]
x_{aim}	Componente objetivo en x [m]
y_{aim}	Componente objetivo en y [m]
$E_{día}$	Energía diaria por configuración [MWh]
E_{rep}	Energía de los días representativos por configuración [MWh]
E_{anual}	Energía anual por configuración [MWh]
U_{sist}	Etendue del sistema
U_{ref}	Etendue del reflector primario
A_{in}	Área de entrada de los rayos [m^2]
A_{out}	Área de salida hacia el receptor [m^2]
d	Deseabilidad
η_e	Eficiencia energética

OPTIMIZACIÓN GEOMÉTRICA DEL CAMPO DE ESPEJOS DE UN RECEPTOR DE CONCENTRACIÓN SOLAR LINEAL DE FRESNEL PARA LATITUDES ECUATORIALES

INTRODUCCIÓN

Debido a la latitud en la que se encuentra el Ecuador, el movimiento aparente del sol en la bóveda celeste es casi perpendicular a la superficie terrestre durante todo el año. Esto es muy ventajoso, si se requiere aprovechar el recurso solar con fines energéticos. Adicionalmente, la irradiancia normal directa (DNI, por sus siglas en inglés) es elevada en algunas provincias como Imbabura, Pichincha, Cotopaxi y Loja sobre todo en los meses de verano (Junio, Julio y Agosto) [1], [2]. Esto hace viable el uso de sistemas que utilizan concentración solar. De entre las tecnologías actuales de aprovechamiento solar por concentración: colectores de cilindro parabólico (PTC), colector solar lineal de Fresnel (LFC), colector de disco parabólico con Stirling (PDC) y torres de energía solar (SPT) [3], los LFC se han enfocado en dos grandes áreas de uso, la primera para generación de energía eléctrica a baja escala y la otra para procesos industriales de pequeña escala y cogeneración [4]. Esta es una tecnología con mucho potencial de mejora tecnológica ya que presenta un sistema simple y de bajo costo [5].

Se revisaron los fundamentos de radiación solar que involucran a la dirección que tiene esta al entrar en la tierra, con el fin de conocer los ángulos usados en las superficies de seguimiento solar en Ecuador [6], también se revisó la relación del haz de radiación en superficies inclinadas como lo son los reflectores primarios de este sistema Fresnel [7]. Con los anteriores fundamentos se realizó el cálculo de sombras y bloqueos producidos en el campo de espejos del sistema.

Con la ayuda del *Etendue* se obtuvo una configuración que logra que la mayoría de los rayos entrantes al sistema salgan de este. *Etendue* (viene del francés *étendue* y su traducción al español es extensión) es una cantidad geométrica que mide la cantidad de espacio disponible para la salida de los rayos que entran al sistema [8].

Con respecto a la configuración geométrica de un LFC se tienen estudios sobre: el diseño óptico analítico de un LFC con anchuras variables de espejos, análisis de las configuraciones de los LFC para concentrar la energía solar, modelado de dos receptores en un campo de espejos emparejados a estos, optimización del receptor para la conservación del *Etendue* en un LFC. Una investigación reciente sobre el diseño del

colector fue desarrollada por Manikumar et al. (2014) que trata de una cavidad trapezoidal del receptor con el objeto de obtener una máxima velocidad de transferencia de calor y una alta temperatura de salida [9].

Esta investigación se la realizó por el motivo de contribuir con el estudio de este tipo de sistema LFC en latitudes ecuatoriales, donde se busca implementar la aplicación del sistema LFC en Quito-Ecuador con la mejor configuración geométrica posible a lo largo del año. Estos sistemas son baratos y fáciles de instalar dando una opción viable a empresas que usan vapor a mediana temperatura como son: agroalimentarias, textiles, cervecería, etc. Estos sistemas favorecen a la disminución de contaminación en las zonas implementadas y es un tipo de energía más accesible para cualquier parte del Ecuador.

Pregunta de Investigación

¿Cuál es la geometría óptima del campo de espejos de un receptor de concentración solar lineal de Fresnel para latitudes ecuatoriales?

Objetivo general

Optimizar la geometría del campo de espejos de un receptor de concentración solar lineal de Fresnel para latitudes ecuatoriales.

Objetivos específicos

- Desarrollar un programa para el cálculo de: inclinación, sombras y bloqueos entre espejos del campo de reflectores de un concentrador Fresnel para cualquier configuración, fecha y hora del año.
- Validar numéricamente el programa desarrollado mediante la comparación con resultados obtenidos en el programa SolTrace.
- Calcular la eficiencia energética anual y el *Etendue* del sistema para cada configuración generada y estudiarla en StatGraphics.
- Obtener un rango de aceptación de las variables geométricas de ancho, altura y separación del campo de reflectores.

1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se presenta la situación actual de energía a nivel mundial y del Ecuador, posteriormente se prioriza la energía solar térmica utilizada en los sistemas de concentración LFC y se presentan avances tecnológicos actuales que se han logrado en estos sistemas.

1.1. Situación mundial de energía

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD) con datos tomados hasta Febrero de 2018 a nivel mundial se tiene un aumento del 18,8 % en producción de electricidad de energías alternativas con relación al año anterior [10]. La tendencia de crecimiento de las energías renovables se puede ver reflejada en la Figura 1.1. Como dato importante, actualmente el continente europeo es el que produce más electricidad a base de fuentes renovables.

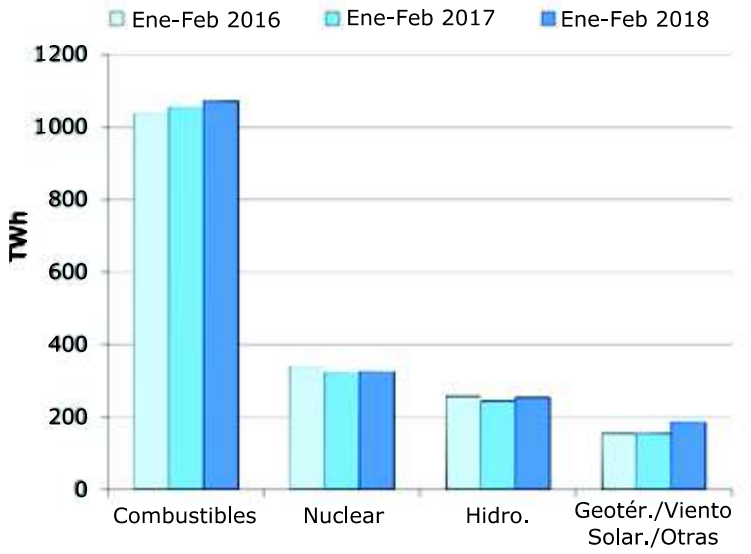


Figura 1.1. Producción de electricidad por tipo de combustible.
(Fuente: [10])

El consumo de energía primaria a nivel mundial está basado en combustibles fósiles como se puede observar en la Figura 1.2, pero se puede notar que las energías renovables conformadas por: eólica, solar, geotérmica, biomasa y biocombustibles tienen una tendencia a un crecimiento importante en el consumo de energía primaria dentro de los 20 años siguientes [11].

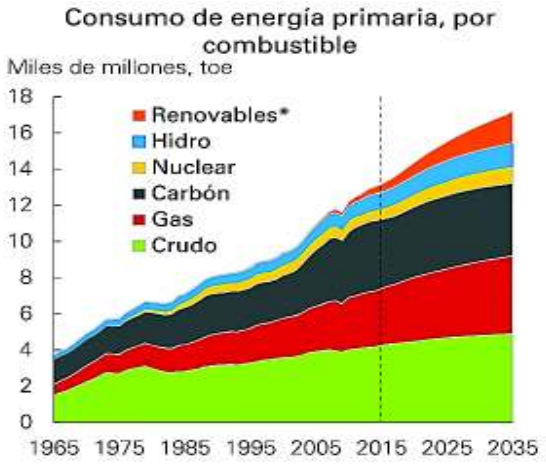


Figura 1.2. Consumo de energía primaria en toneladas equivalentes de petróleo (en inglés, toe).
(Fuente: [11])

La utilización de combustibles fósiles como fuente primaria de energía tienen como consecuencia: el ascenso del nivel del mar, cambios en las precipitaciones, desaparición de bosques, extinción de organismos vivos y problemas para la agricultura [12], por lo que se motiva al uso y desarrollo de energía con fuentes renovables [13].

1.2. Situación actual de energía en el Ecuador

La matriz de producción de energía primaria del Ecuador históricamente ha sido predominada por la producción de petróleo, cabe destacar que las energías renovables no han tenido una mayor participación en la matriz de energía primaria.

En la Figura 1.3 se puede observar que el 88 % de energía primaria del Ecuador representa el petróleo. Por otro lado, la producción de energía primaria mediante energías renovables que están conformadas por: hidroenergía, leña, productos de caña, energía eólica y fotovoltaica, tiene una participación del 8 %. Se recalca también un incremento en hidroenergía en más del 14% comparado con el 2015 [14].

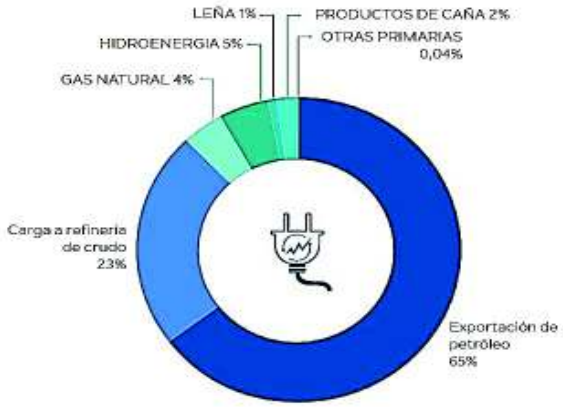


Figura 1.3. Producción de energía primaria 2015.
(Fuente: [14])

1.3. Situación mundial de energía solar térmica

La energía solar que recibe la tierra es aproximadamente de 178.000 TW-año, en donde el 30% se refleja al espacio y el 50% se absorbe; de este porcentaje, un poco más de la mitad se reenvía como energía calórica de radiación electromagnética y lo demás como energía calórica normal las que pueden ser utilizadas en sistemas de concentración solar [2].

En el mundo se han construido nuevas instalaciones de energía solar térmica de concentración lineal. Entre los países más destacados en estas instalaciones están: España, Marruecos, Estados Unidos y la India, con respecto al año 2016 [15]. En China se tuvo un incremento del 77 % de nuevas instalaciones de estos concentradores, pero la demanda ha ido disminuyendo por el bajo precio del petróleo y del gas en Europa. El interés en sistemas de concentración solar se ha dado por la reducción de costos que implica y los continuos avances en el mejoramiento de su eficiencia. A continuación, en la Tabla 1.1 se presentan los principales países productores de electricidad y calor mediante concentración solar térmica para los años 2014 y 2015.

Tabla 1.1. Indicadores de energía renovable 2015.

				Países productores				
Electricidad		2014	2015	1	2	3	4	5
Energía solar fotovoltaica	GW	117,0	227,0	China	Alemania	Japón	Estados Unidos	Italia
Energía solar térmica de concentración	GW	4,3	4,8	España	Estados Unidos	India	Marruecos	Sudáfrica
Calor								
Capacidad de calentamiento solar de agua	GW	409,0	435,0	China	Estados Unidos	Alemania	Turquía	Brasil

(Fuente: [16])

1.4. Situación en el Ecuador de energía solar térmica

En latitudes ecuatoriales se puede tener un aprovechamiento ventajoso del recurso solar con fines energéticos. Tomando en cuenta los meses de verano (Junio, Julio y Agosto) y las provincias donde la DNI es elevada, se hace viable el uso de sistemas que utilizan concentración solar. Actualmente los colectores solares planos son mayormente utilizados en el país [1,2].

Para conocer la distribución del recurso solar en el Ecuador, CONELEC y MEER elaboraron un atlas del recurso solar y eólico del Ecuador. Los datos tomados de las imágenes satelitales tienen una resolución baja y no han podido ser validadas, por este

motivo el INER promovió un proyecto de validación que consiste en instalar estaciones meteorológicas en Cuenca y Chimborazo [17]. La Figura 1.4 muestra el Mapa de Insolación Global Anual Promedio en el Ecuador [18].

Como ejemplo de aplicación en la ciudad de Guayaquil se tiene una irradiación solar anual promedio de 5 kW/m^2/día y con una temperatura media mensual entre 20ºC y 35ºC, estos datos sugieren que en esta zona se puede hacer uso de concentradores solares para aire acondicionado o para generación de electricidad en los sectores residenciales [1].

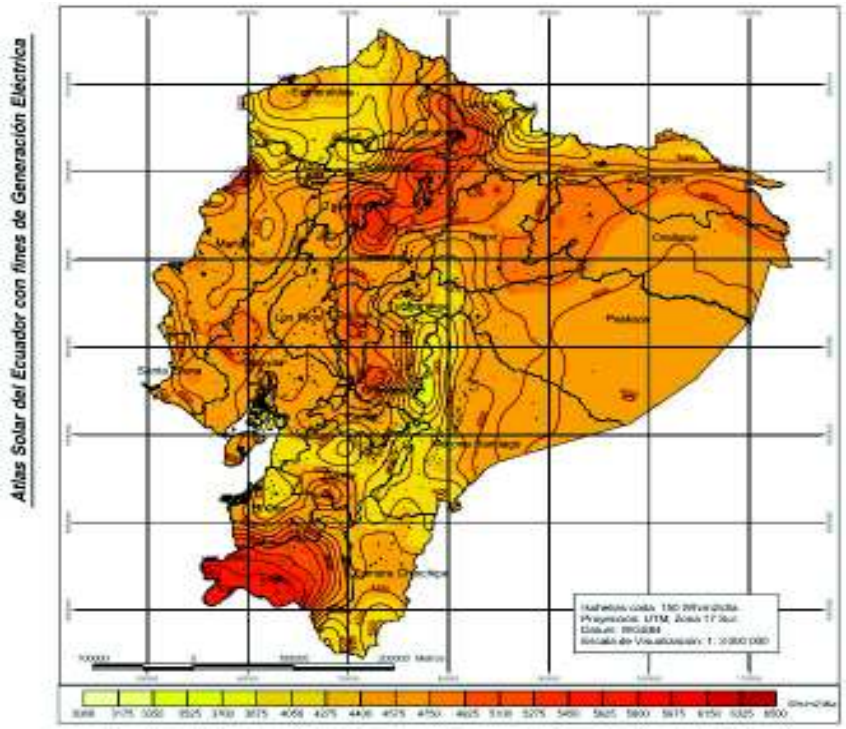


Figura 1.4. Insolación global anual promedio del Ecuador.
(Fuente: [2])

1.5. Concentradores solares

La tecnología solar térmica trata de extraer la energía calórica trasferida por radiación solar y transmitirla a un fluido. El calor obtenido puede ser utilizado para aplicaciones de calentamiento o enfriamiento. Esta tecnología de concentración de energía termosolar (CSP, por sus siglas en inglés), utiliza una fuente renovable y disponible diariamente como es el sol. Existen 4 tecnologías CSP las que son: colectores de cilindro parabólico (PTC), colector solar lineal de Fresnel (CSLF), colector de disco parabólico con Stirling (PDC) y torres de energía solar (SPT) [3, 14, 18].

Esta energía termosolar de concentración produce calor mediante un sistema de espejos que concentran los rayos del sol y calientan un fluido en un rango de mediana

temperatura desde 25ºC hasta 500ºC. Esta forma de energía no emite gases de efecto invernadero en su proceso y es fácilmente adaptable a cualquier zona del mundo que tenga un considerable recurso solar como por ejemplo el continente africano, el sur de Europa en España, la India, China, Estados Unidos y Australia entre los principales [20].

El sistema de concentración solar de energía consta de espejos, lentes, receptor y un medio térmico o fluido. Estos sistemas se clasifican por: el diseño óptico, las formas del receptor, la naturaleza del fluido de transferencia y la capacidad de almacenamiento de calor. La eficiencia de estos sistemas es ~30 % [21]. Un mejoramiento en su diseño es la utilización de una superficie espectralmente selectiva que tenga una absorción máxima para la radiación solar de longitud de onda corta (0,3 – 2,5 μm) y una emisión mínima para la radiación térmica de longitud de onda larga (3,0 - 30,0 μm).

La necesidad de agua de los CSP, es un problema grave en las regiones que poseen bajo recurso hídrico [15]. Las aplicaciones principales de los colectores de energía térmica se dan en las microempresas para calefacción solar urbana, calor solar de proceso y enfriamiento solar [16]. La concentración solar podría llegar a abastecer hasta un 12 % de la demanda mundial en el 2050 ya que se prevé un aumento de este tipo de energía [20]. Un ejemplo de este tipo de tecnología que se ha construido en España es la planta Puerto Errado 2 que se encuentra en Murcia [22].

1.6. Reflectores lineales de Fresnel

El primer reflector lineal de Fresnel (LFR) fue desarrollado en 1961 por el italiano Giovanni Francia de la universidad de Génova. Sus avances comenzaron en Australia en la universidad de Sídney en 1993 y se patentó en 1995 [3, 23].

El sistema LFR es una tecnología con mucho potencial ya que presenta un sistema simple y de bajo costo con relación a las tecnologías asociadas a la radiación térmica. En 1976 se realizó un análisis de rendimiento de este sistema con un absorbedor de cuerpo negro cilíndrico, en el cual se obtuvo un rango de temperatura de salida entre 130 ºC a 370 ºC [5]. El LFR se considera aún una tecnología poco desarrollada y joven, pero con grandes avances a futuro. Actualmente se desarrollan estudios basados en la geometría y la óptica del sistema para el aumento de su eficiencia.

Uno de los elementos más importantes en este sistema es el receptor ya que es el encargado de recoger y absorber toda la energía acumulada por el sistema y transferirla a un fluido para el aumento de su temperatura.

Los CSLF se han concentrado en dos grandes áreas de uso, la primera para generación de energía eléctrica a baja escala y también para procesos industriales de pequeña escala y cogeneración [4].

1.7. Avances en la tecnología Fresnel

A continuación, se presentan los avances tecnológicos actuales más representativos que ha tenido este tipo de sistemas en sus diferentes componentes.

1.7.1. Reflectores secundarios

Los reflectores secundarios son utilizados para mejorar el rendimiento del colector, dándole mayor capacidad de concentración y menor pérdida de calor del absorbedor. Comúnmente los reflectores secundarios presentan una geometría trapezoidal, parabólica u otras definidas por un polinomio de orden superior. El perfil trapezoidal tiene una facilidad de fabricación y permite colocar una capa aislante para reducir pérdidas de calor del absorbedor. El perfil parabólico concentra los rayos paralelos al punto focal pero los reflectores primarios no reflejan de forma paralela a los rayos lo que produce un bajo rendimiento óptico. Se investigan perfiles adaptativos óptimos que dependan de la configuración del sistema, tamaño, posición del receptor y reflectores [24].

1.7.2. Nanofluidos

Los nanofluidos se los obtiene mediante la dispersión de nanopartículas en fluidos huéspedes para mejorar sus propiedades térmicas de absorción. Los nanofluidos más utilizados son: Al_2O_3, SiO_2, TiO_2 y CuO. Durante los últimos años los nanofluidos se han caracterizado por poseer una mejor conductividad térmica, estabilidad y un mayor coeficiente de transferencia de calor que los fluidos convencionales como: agua, etilenglicol o aceites utilizados en los CSLF [25].

1.7.3. Sistema de seguimiento solar

Este sistema es el encargado de inclinar cada reflector del campo de espejos a la posición más adecuada. Esta unidad de control compara la posición calculada del sol con la posición del absorbedor, la posición del sol se obtiene usando las fórmulas de geometría solar basadas en la ubicación y el tiempo en donde se ubica el sistema. Cuando la diferencia entre el ángulo de inclinación y la elevación del sol es mayor a 0,5 ºC, el controlador refocaliza a los reflectores hacia el receptor, esta comparación se realiza cada 20 ms por el controlador.

Los avances en la unidad de control de seguimiento se centran en aumentar la precisión del ángulo de inclinación de los espejos [5].

1.8. Estudios Realizados sobre la optimización óptica de los CSLF

A continuación, se presentan trabajos relacionados con el tema de investigación, para poder conocer la situación actual en la que se encuentra el estudio de este campo. Se presentan estudios sobre la configuración geométrica del sistema, variables de comparación utilizadas, desarrollo de una función objetivo para la optimización geométrica de un PTC y otros avances.

Montes et al. [26] realiza un estudio sobre el problema de la caracterización de la configuración del campo de espejos y define como variable de comparación a la eficiencia energética útil que es la radiación que incide en el receptor frente a la radiación total de entrada al sistema, además compara los reflectores lineales de Fresnel compactos y centrales para posteriormente presentar los efectos negativos de cada uno.

En el trabajo sobre los LFR de Abbas y Martínez-Val [27], se estudia analíticamente el ancho de los espejos, su ubicación relativa al receptor y la separación mínima entre ellos. Con este estudio se desea obtener un diseño coherente, capaz de aumentar la eficiencia óptica sin elevar el costo del sistema. Las variables consideradas en el estudio de Boito y Grena [28] para la optimización geométrica de un LFR son: las posiciones, anchuras y distancias focales de los espejos. La función objetivo a optimizar es el costo de la planta dividido por la radiación solar recolectada en un año.

La investigación de Rungasamy et al. [29], se basa en la modificación del campo plano de los LFR por un campo de espejos curvo con el objetivo de mantener la conservación del *Etendue*. Este parámetro geométrico se utiliza como indicador de las pérdidas dentro del sistema.

R. Ae et al. [30] presentan un estudio de optimización sobre la geometría interna de un receptor emparejado con un campo de reflectores mejorado. La optimización consistió en maximizar la radiación absorbida por el receptor y minimizar la desviación estándar en la superficie de la tubería del receptor

Un estudio importante presentado por Cheng et al. [31] consiste en el desarrollo de un modelo de optimización del rendimiento óptico de los colectores cilindro-parabólicos (PTC), basados en el algoritmo de optimización de enjambre de partículas (PSO) y el método de Monte Carlo Ray-Tracing (MCRT). El ancho de apertura y la distancia focal son los dos parámetros geométricos más importantes para un reflector cilíndrico

parabólico. Este estudio se enfoca en la utilización de la eficiencia óptica de un PTC como función objetivo. Para la validación del modelo se realiza un estudio preliminar para un sistema PTC existente, con un rendimiento óptico conocido. Los resultados obtenidos de optimización del estudio preliminar son comparados con el modelo de optimización PSO-MCRT para observar la concordancia entre estos datos.

2. METODOLOGÍA

A continuación, se presenta la descripción del problema y la metodología a seguir. De acuerdo con los estudios sobre la optimización óptica de concentradores solares lineales de Fresnel y sus configuraciones geométricas, se seleccionan las variables geométricas del sistema a ser analizadas. Se genera un código de programación con la finalidad de obtener los datos de entrada para el programa SolTrace. Por último, se realizan las simulaciones para obtener el comportamiento anual de eficiencia energética y *Etendue* para cada configuración presentada.

2.1. Descripción del problema

En la Figura 2.1 se observa la geometría básica de un concentrador lineal de Fresnel y se especifican las variables a ser utilizadas en este estudio.

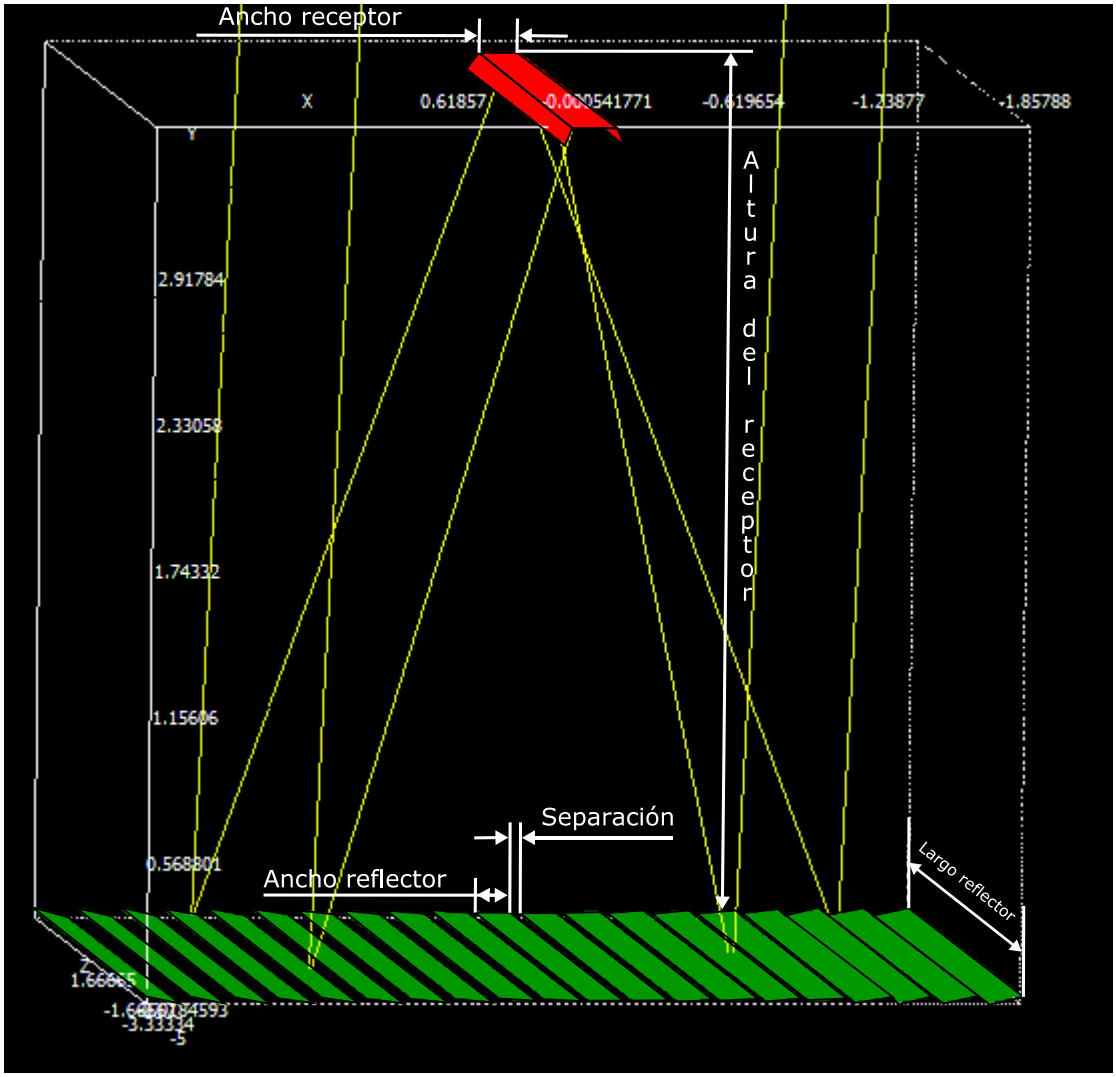


Figura 2.1. Esquema de un concentrador lineal de Fresnel en SolTrace.
(Fuente: Propia)

Se requiere conocer la configuración geométrica óptima de un concentrador lineal de Fresnel para ser aplicada en latitudes ecuatoriales, para lo cual se presenta una variación de los principales parámetros geométricos de este sistema. Se prioriza encontrar la mejor configuración tomando en cuenta la eficiencia energética anual entregada por el sistema y su *Etendue*. También se calcula el porcentaje de sombras, bloqueos o áreas desperdiciadas en el sistema. Cabe recalcar que no existen estudios previos de la influencia de las variables geométricas para la eficiencia óptica en latitudes ecuatoriales.

2.2. Valores fijos utilizados

Este estudio se realiza para la ubicación de Quito-Ecuador por lo que la latitud utilizada es de -0,2298º. Con respecto al estudio previo de desempeño térmico de un receptor trapezoidal lineal de Fresnel realizado por Ordóñez y Jaramillo [32], se toma como referencia un factor de concentración de 20 soles por lo que se utiliza un campo de 20 reflectores. Se dispone de una longitud de 10 [m] del sistema conformado por el receptor y el campo de reflectores, con el fin de asemejarse a los valores utilizados en diseños reales. Por último, se escoge la geometría presentada en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Geometría del concentrador y reflectores secundarios.

Longitud	10,00	m
Ancho del receptor	17,94	cm
Ancho de reflectores secundarios	7,10	cm
Ángulo de inclinación	60,00	º

(Fuente: [32])

2.3. Descripción de la metodología

Se comienza con el cálculo de las posiciones del campo de espejos según las variables de entrada [27]. Se realiza una descripción del sistema LFC con reflectores primarios y secundarios y los errores ópticos generados en las configuraciones para luego ejecutar las simulaciones del sistema con SolTrace - Ray tracing (método de Monte-Carlo). Se desarrolla el código computacional en un archivo Excel para su posterior validación [26].

2.4. Selección de días del año para la simulación del LFR

Se considera el movimiento de la tierra alrededor del sol y el ángulo entre la línea ecuatorial de la tierra y el plano que contiene el sistema orbital sol-tierra [7].

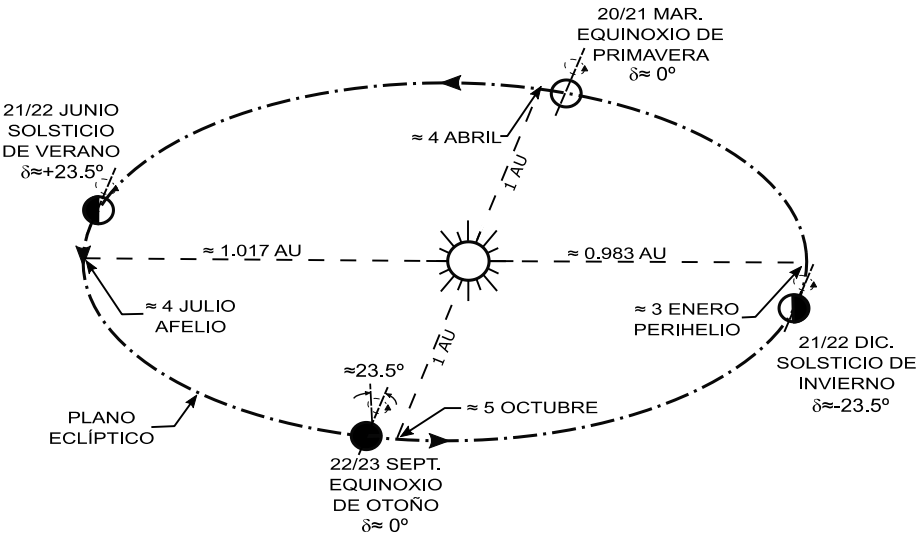


Figura 2.2. Movimiento de la tierra alrededor del sol.
(Fuente: [7])

En la Figura 2.2 se puede observar cuatro puntos definidos de la elipse que ocurren en las siguientes fechas: 20/21 de marzo - equinoccio de primavera, 21/22 de junio - solsticio de verano, 22/23 de septiembre – equinoccio de otoño, 21/22 de diciembre – solsticio de invierno. Se nota una equivalencia aproximada de cada cuarto de elipse, por lo que el área de estudio se reduce a ¼ de la elipse para la selección de los días de simulación.

Se considera la sección del cuarto de elipse desde el equinoccio de marzo al solsticio de junio que es el punto más lejano de la tierra al sol de estos cuatro puntos y se toma un día intermedio entre estas fechas con la finalidad de obtener 3 días representativos del año para las simulaciones como se presenta en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Días representativos del año.

Días representativos	Fechas
Equinoccios	21 de marzo y septiembre
Intermedio	6 de mayo
Solsticios	21 de junio y diciembre

(Fuente: Propia)

2.5. Número de simulaciones por día y horas puntuales para la gráfica

Para esta selección se parte de un año típico meteorológico (TMY, por sus siglas en inglés) con valores de 15 años para obtener los datos de irradiancia por hora a ser utilizados. En la Figura 2.3 se presentan las gráficas de caja y bigotes de DNI con el modelo de cielo despejado (clear sky) para los días representativos según el estudio

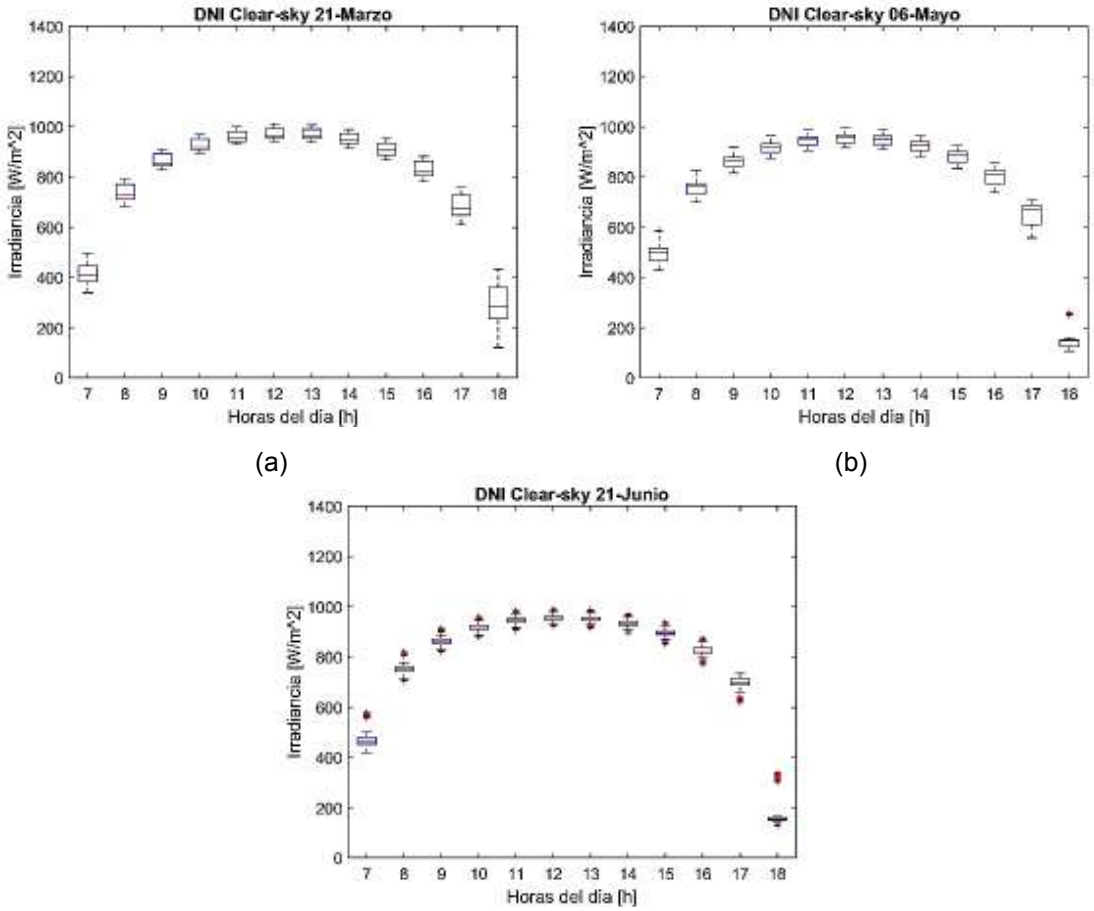


Figura 2.3. Cajas de bigote para la irradiancia de los días representativos del año.
(a) 21 de marzo, (b) 6 de mayo y (c) 21 de junio
(Fuente: Propia)

realizado por Vaca [33].

La Figura 2.4 muestra que el comportamiento de la curva de irradiancia es equivalente entre las horas de la mañana y la tarde. Este comportamiento nos permite escoger 4 horas representativas de la curva, las que son a las: 7 am, 8 am, 10 am y 12 pm. Para los 3 días representativos y a estas horas, se utilizan sus respectivos valores de irradiancia que se los presenta en la Tabla 2.3.

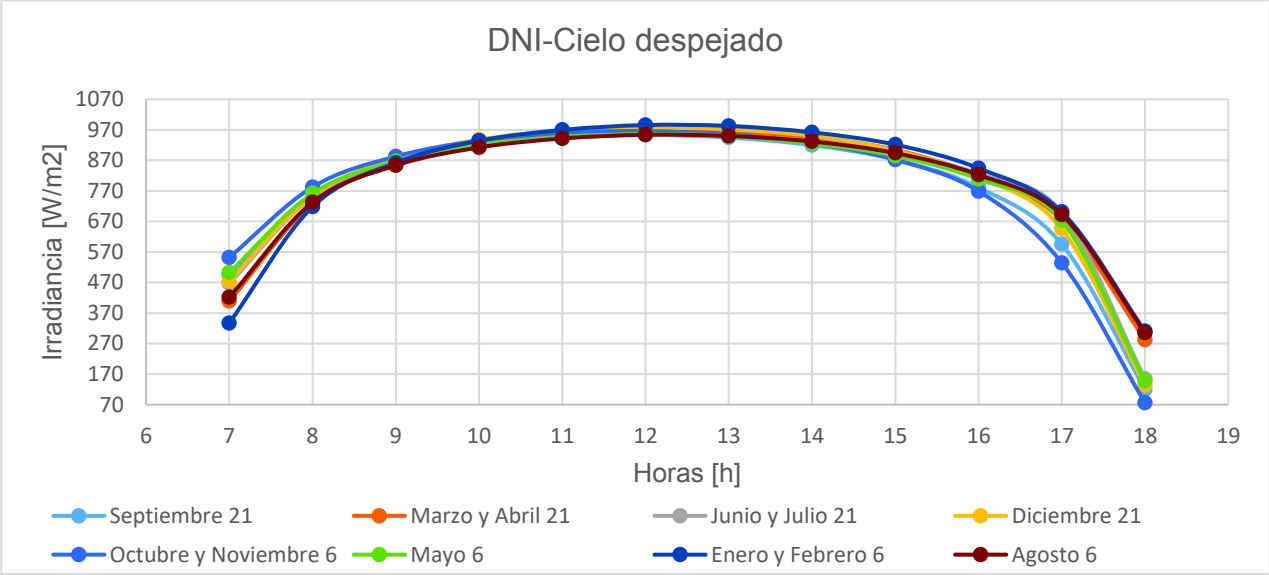


Figura 2.4. Irradiancia normal directa horaria de los meses de un TMY.
(Fuente: Propia)

Tabla 2.3. Datos de irradiancia normal directa para los días de simulación.

	Datos de irradiancia [W/m^2]		
Hora [h]	Marzo 21	Mayo 6	Junio 21
7 am	408,88	502,38	467,50
8 am	728,75	762,00	751,25
10 am	919,88	920,25	916,50
12 pm	964,00	956,25	954,25

(Fuente: [33])

2.6. Variación de parámetros geométricos

Según las investigaciones desarrolladas en este campo, se determina que los parámetros geométricos más influyentes y representativos son: el ancho de los espejos ya que es el factor principal en la generación de bloqueos y sombras en las primeras y últimas horas del día, la separación entre reflectores ya que este delimita el espacio ocupado por todo el campo de espejos para conseguir el área más óptima geométricamente, la altura del receptor al suelo ya que influye en la recepción de los rayos que vienen del mismo.

En función de estos tres parámetros y basados en estudios similares, se utiliza un valor máximo, medio y mínimo de cada uno como se observa en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Parámetros geométricos.

Parámetro	Mínimo	Medio	Máximo
Separación entre reflectores [cm]	5,0	15,0	25,0
Ancho del reflector [cm]	10,0	20,0	30,0
Altura del receptor [m]	1,0	3,5	6,0

(Fuente: Propia)

Para cada configuración se debe realizar una combinación de estos valores. El total de configuraciones a simular será: $3^3 = 27$ configuraciones.

Las 27 combinaciones se harán para las 4 horas de cada uno de los 3 días seleccionados, dando un total de simulaciones de: $27\ configuraciones * 4\ horas * 3\ días = 324$ simulaciones.

2.7. Modelo de la geometría solar utilizada en las simulaciones

Seguidamente se presenta la descripción de las fórmulas utilizadas para calcular la hora solar, la dirección del haz de radiación y el vector solar unitario. Estos cálculos ayudan a la obtención de la posición de los elementos en el programa de simulación SolTrace.

2.7.1. Hora solar

La hora solar no coincide con la hora civil local por lo que es necesario convertirla en hora solar utilizando las ecuaciones presentadas en la Tabla 2.5. La hora solar se la utiliza en todas las relaciones sol-ángulo.

Tabla 2.5. Ecuaciones de la hora solar.

Nombre	Fórmula	Unidades	Factores
Ecuación del tiempo	$E = 229{,}2(0{,}000075 + 0{,}001868\ cosB - 0{,}032077\ sinB - 0{,}014615\ cos2B - 0{,}04089\ sin2B)$	min	$B = (n-1) * \frac{360}{365}$ n: día del año de 1 a 365
Hora solar	$Hr = Standard\ time + 4(L_{st} - L_{loc}) + E$	min	$Standard\ time$: hora civil [min] L_{st}: Meridiano estándar [º] L_{loc}: longitud de la localidad [º]

(Fuente: [6])

Un factor importante en este cálculo es la ecuación del tiempo ya que a lo largo del año se tiene una pequeña pero significativa variación en minutos del tiempo anual como se muestra en la Figura 2.5.

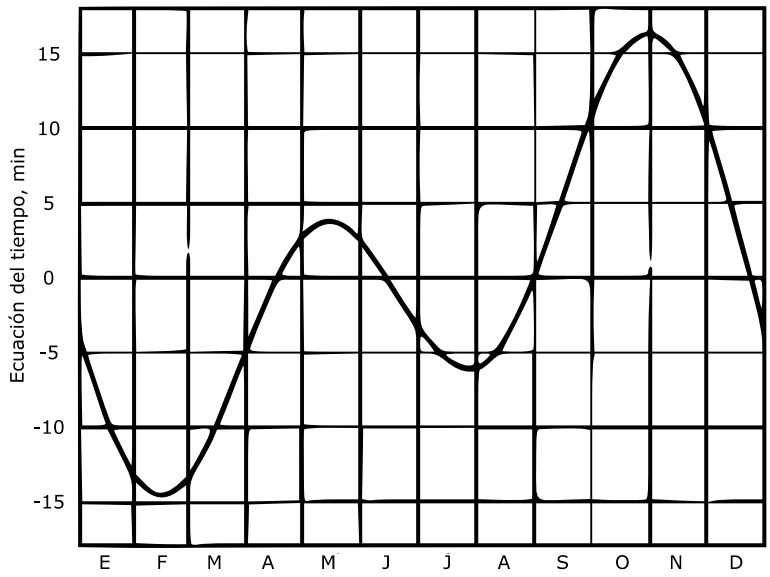


Figura 2.5. Ecuación del tiempo (E) en minutos como función del tiempo anual.
(Fuente: [7])

2.7.2. Dirección del haz de radiación

Se utilizan relaciones geométricas que asocien a un plano relativo a la tierra con la radiación solar entrante a la misma, es decir, la posición del sol con respecto al reflector que se lo puede describir en términos de ángulos utilizando las fórmulas de la Tabla 2.6 [6].

Tabla 2.6. Ecuaciones para dirección del haz de radiación.

Nombre	Sigla	Fórmula	Unidades	Comentarios
Latitud	(Lat)	-	º	Quito: -0,2298º Norte (+)
Ángulo horario	(ω)	$\omega = 15 * (Hr - 12)$	º	mañana (-) tarde (+)
Declinación	(δ)	$\delta = 23{,}45 * \sin\left(360 * \frac{284 + n}{365}\right)$	º	entre -23,45º a 23,45º.
Altitud solar	(α_s)	$\alpha_s = \text{asin}(cosLat * cos\delta * cos\omega + sinLat * sin\delta)$	º	entre horizontal y el sol
Azimut solar	(γ_s)	$\gamma_s = sign(\omega)\left\lvert\text{acos}\left(\frac{sin\alpha_s\, sinLat - sin\delta}{cos\alpha_s\, cosLat}\right)\right\rvert$	º	sur (0º)

(Fuente: [6])

2.7.3. Vector solar unitario

Según la Figura 2.6 se obtienen las componentes unitarias del sol con respecto al observador o en este caso al reflector primario.

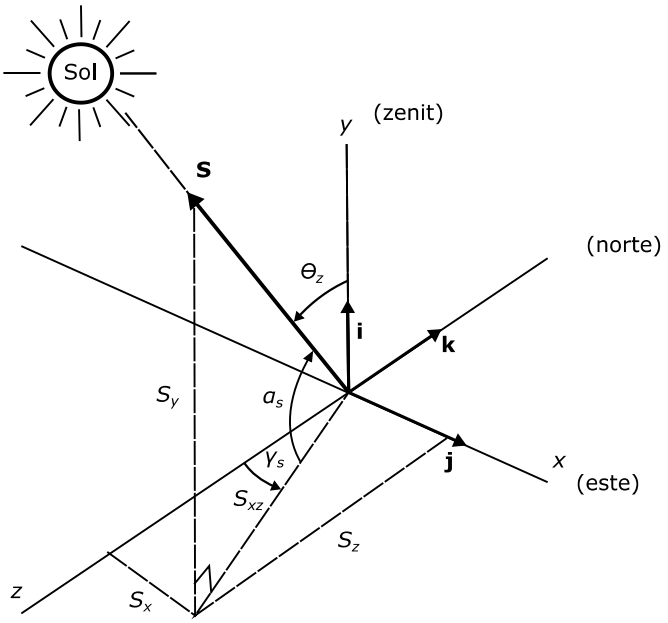


Figura 2.6. Coordenadas del vector solar unitario con respecto al observador (Representación SolTrace).
(Fuente: [47])

En la Tabla 2.7 se presentan las relaciones geométricas para la obtención de las componentes unitarias del sol.

Tabla 2.7. Obtención de las componentes unitarias del sol.

En el plano X-Z	$S_{xz} = S * cos\alpha_s$
En el plano XZ-Y	$sen\alpha_s = \frac{S_y}{S}$
$sen\gamma_s = \frac{S_x}{S_{xz}}$	reemplazo S_{xz} y obtengo $\frac{S_x}{S} = sin\gamma_s\, cos\alpha_s$
$cos\gamma_s = \frac{z}{S_{xz}}$	reemplazo S_{xz} y obtengo $\frac{S_z}{S} = cos\gamma_s\, sin\alpha_s$

(Fuente: [34])

Por último se presentan las fórmulas en la Tabla 2.8 para el cálculo del vector solar unitario.

Tabla 2.8. Fórmulas del vector solar unitario.

Vector solar unitario
$\vec{x} = sin\gamma_s\, cos\alpha_s$
$\vec{y} = sin\alpha_s$
$\vec{z} = cos\gamma_s\, sin\alpha_s$

(Fuente: [35])

2.8. Cálculo de sombras y bloqueos en la geometría del sistema

Para la obtención de las áreas sombreadas y de bloqueo entre dos reflectores primarios del campo de espejos, se presenta la geometría de un LFR en la Figura 2.7 y se definen las siguientes variables:

- β: Ángulo entre el plano del reflector y la horizontal. [º]
- L: Largo de los reflectores primarios. [m]
- w: Ancho de los reflectores primarios. [m]
- p: Separación entre centros de los reflectores primarios. [m]

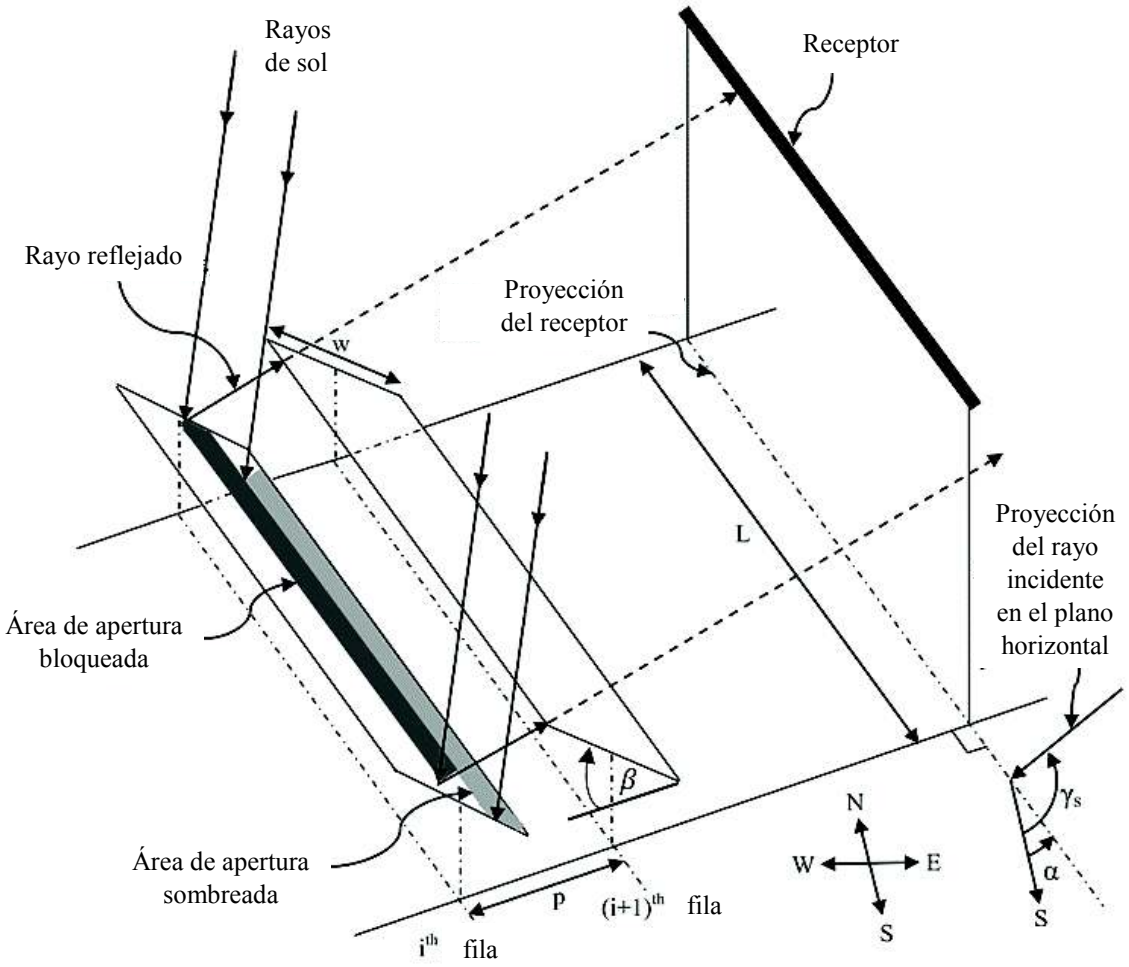


Figura 2.7. Sombreado y bloqueo de un reflector debido al otro.
(Fuente: [41])

2.8.1. Área de Sombreado

Se la obtiene mediante la resta del área sombreada frontal menos el área no sombreada lateral, explicadas posteriormente (Ecuación (2.1)).

$$A_{s_i} = W_{s_i} \times L - W_{Li} \times W_{s_i} \quad [m^2] \tag{2.1}$$

Donde*:*

A_{s_i}: Área sombreada del reflector primario i [m^2]

W_{s_i}: Ancho de sombra frontal del reflector primario i [m]

W_{L_i}: Ancho lateral no sombreado [m]

- Ancho Sombra Frontal (W_{s_i})

Para la obtención de este parámetro, se realiza una idealización geométrica representada de la siguiente forma.

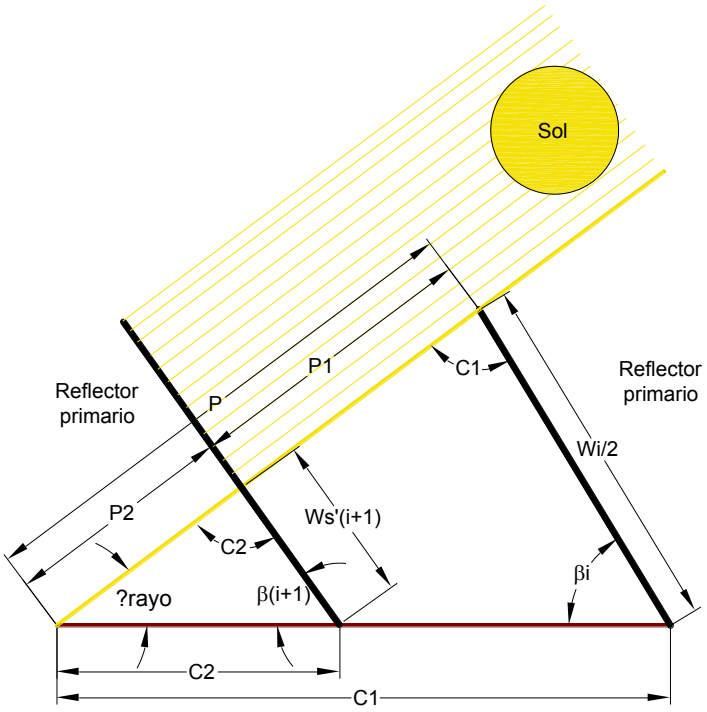


Figura 2.8. Representación geométrica - Ancho sombra frontal.
(Fuente: Propia)

En la Figura 2.8 se puede observar un triángulo externo y otro interno formado entre los reflectores, el rayo de sol y la línea que pasa por el centro de estos. Con estos triángulos se realizan los cálculos presentados en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9. Ecuaciones para sombra frontal.

Nombre	Fórmula	Unidad	Factores
Ángulo suplementario del triángulo exterior	$\angle C_1 = 180 - \beta_i - \theta_{rayo}$	º	β_i: Ángulo de inclinación del reflector *i* [º] θ_{rayo}: Ángulo desde la horizontal hacia el sol [º]
Lado inferior del triángulo exterior	$C_1 = \frac{w}{2} * \frac{\sin(\angle C_1)}{\sin(\theta_{rayo})}$	m	w: Ancho de los reflectores [m]
Lado inferior del triángulo interior	$C_2 = p - C_1$	m	p: Separación entre centros de los reflectores [m]
Ancho de sombra de la mitad del reflector $(i+1)$	$W'_{s_{i+1}} = C_2 * \frac{\sin(\theta_{rayo})}{\sin(\angle C_1)}$	m	-
Ancho sombra frontal del reflector $(i+1)$	$W_{s_{i+1}} = \frac{w}{2} + W'_{s_{i+1}}$	m	-

(Fuente: [27])

- Ancho Sombra Lateral (W_{L_i})

De igual manera se basa en la representación geométrica para el ancho lateral de sombra de un reflector presentada en la Figura 2.9 y se procede a calcular lo requerido como se presenta en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10. Ecuaciones para sombra lateral.

Nombre	Fórmula	Unidades
Lado lateral del triángulo exterior	$P = \frac{w}{2} * \frac{\sin(\beta_i)}{\sin(\theta_{rayo})}$	m
Lado lateral del triángulo interior	$P_2 = W'_{s_{i+1}} * \frac{\sin(\beta_{i+1})}{\sin(\theta_{rayo})}$	m
Longitud de la proyección del rayo solar hacia el reflector $(i+1)$	$P_1 = P - P_2$	m
Ancho de sombra lateral del reflector $(i+1)$	$W_{L_{i+1}} = P_1 * \tan(90 - \gamma_s)$	m

(Fuente: Propia)

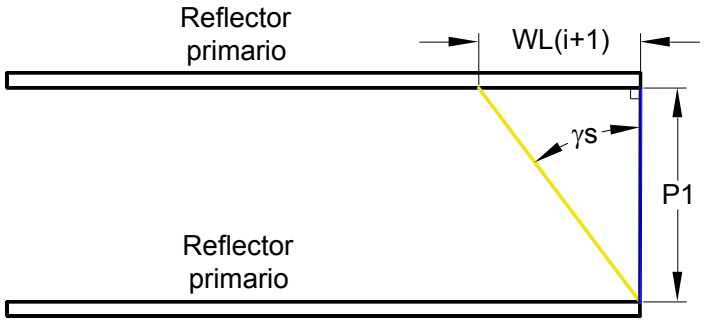


Figura 2.9. Representación geométrica - Ancho lateral de sombra
(Fuente: Propia)

2.8.2. Área de bloqueo

Se la obtiene mediante la multiplicación del ancho de bloqueo como se observa en la Figura 2.10, y la longitud del espejo (Ecuación (2.2)).

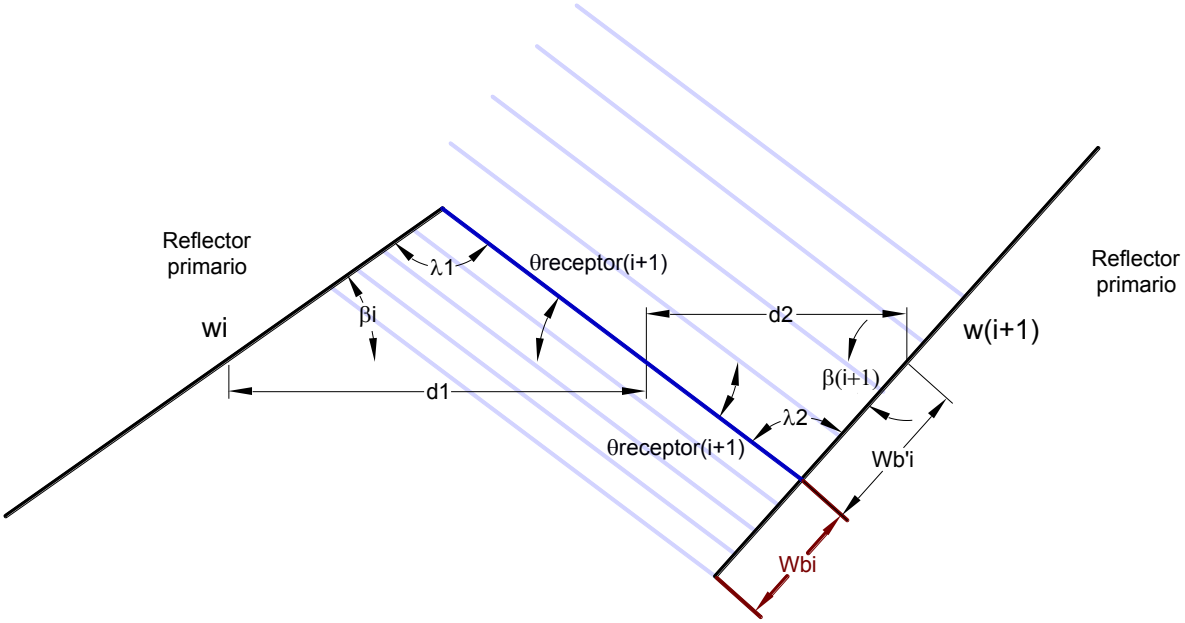


Figura 2.10. Ancho de bloqueo.
(Fuente: Propia)

$$A_{b_i} = W_{b_i} \times L \ \ [m2] \tag{2.2}$$

- Ancho de bloqueo (W_{b_i})

De acuerdo con la Figura 2.10, se presenta el cálculo desarrollado para encontrar el ancho de bloqueo del reflector utilizando las fórmulas de la Tabla 2.11.

Tabla 2.11. Ecuaciones para ancho de bloque

Nombre	Fórmula	Unidades
Ángulo suplementario del triángulo inferior	$\lambda_2 = 180 - \beta_{i+1} - \theta_{receptor_{i+1}}$	º
Ángulo suplementario del triángulo superior	$\lambda_1 = 180 - \beta_i - \theta_{receptor_{i+1}}$	º
Lado horizontal del triángulo inferior	$d_2 = \frac{w}{2} * \frac{\sin(\lambda_2)}{\sin(\theta_{receptor_{i+1}})}$	m
Complemento de la separación entre centros y d_2	$d_1 = w + sep - d_2$	m
Ancho no bloqueado de la mitad del reflector	$W'_{b_i} = d_1 * \frac{\sin(\theta_{receptores_{i+1}})}{\sin(\lambda_1)}$	m
Ancho total de bloqueo del reflector	$W_{b_i} = \frac{w}{2} - W'_{b_i}$	m

(Fuente: Propia)

2.9. Utilización del software SolTrace para simulación de sistemas CSP (Monte Carlo Ray-tracing)

SolTrace es un código de seguimiento de rayos de uso general desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) para modelar sistemas ópticos de energía solar y analizar su rendimiento. Es una herramienta basada en el modelo de Monte Carlo en donde un número determinado de rayos son trazados desde el sol hasta una interacción óptica del mismo. Este modelo presenta un método estadístico que toma en consideración los fenómenos de radiación, ya que coinciden con la realidad física del transporte de fotones.

Las magnitudes de salida del método son, físicamente, integrales de energía sobre una superficie o receptor. Las direcciones de los rayos y su longitud de onda también son consideradas para obtener una buena aproximación de la distribución de energía que llega al receptor. Por último, el código tiene la ventaja de replicar las interacciones reales de los fotones y puede proporcionar resultados para sistemas complejos [36].

2.10. Módulos de SolTrace

A continuación, se presenta una explicación de los módulos de SolTrace y sus principales datos de entrada.

2.10.1. Datos de entrada de receptor y reflectores para módulos en SolTrace

- Perfil de la Forma Solar (Sun Shape Profile)

En este módulo del programa se determina la dirección y posición del sol en el sistema, esta puede ser definida mediante coordenadas cartesianas como también mediante latitud, día y hora en la que se realice la simulación. Para este caso se ingresa la latitud de Quito en grados sexagesimales, el día y la hora de análisis. Posteriormente se define el perfil solar y se escoge una forma Gaussiana del perfil solar ya que es la más utilizada por su aproximación a los fenómenos reales [37].

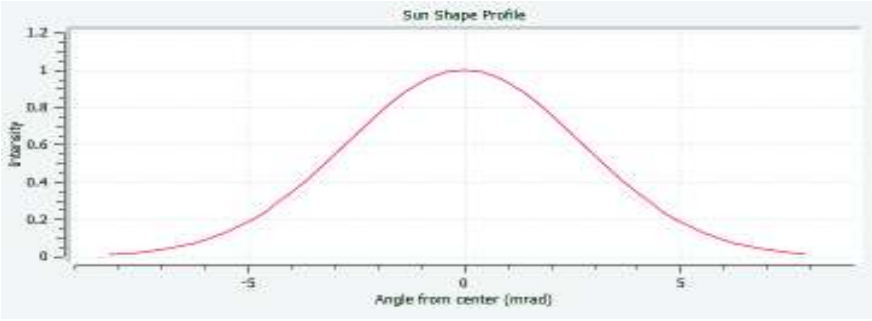


Figura 2.11. Distribución Gaussiana del sol.
(Fuente: Propia)

- Propiedades Ópticas

Las propiedades ópticas se especifican para cada componente del sistema como son: receptor, reflectores primarios y reflectores secundarios. Los valores de reflectividad y transmisividad se toman del estudio de Chaitanya Prasad et al. [38] mientras que los errores de inclinación y de especularidad son tomados de Zhu [24], estos datos son presentados en la Tabla 2.12 a continuación.

Tabla 2.12. Propiedades ópticas.

Propiedades ópticas	Reflectividad	Transmisividad	Error de inclinación [mrad]	Error especular [mrad]
Receptor	0	0,08	0,95	0,20
Campo de espejos	0,94	0	3,00	1,50
Reflectores secundarios	0,94	0	2,00	1,50

(Fuente: [24, 37])

- Etapas

Al igual que las propiedades ópticas se definen las etapas del sistema para los reflectores y para el receptor. En este módulo se define la geometría óptica del sistema. En la Tabla 2.13 se presentan los parámetros de apertura, superficie, interacción y propiedad óptica de las etapas del sistema. Se ingresan los datos de las coordenadas de cada espejo, las que son calculadas con el programa generado en Excel en función de las propiedades del sol antes escogidas.

Tabla 2.13. Etapas del sistema.

Tipo	Apertura	Superficie	Interacción	Propiedad óptica
Receptor	Rectangular	Plano	Reflexión	Receptor
Campo de espejos	Rectangular	Plano	Reflexión	Campo de espejos
Reflectores secundarios	Rectangular	Plano	Reflexión	Reflectores secundarios

(Fuente: Propia)

- Opciones de trazado

Los parámetros que se especifican en la Tabla 2.14 son los utilizados para las simulaciones. En este módulo se consideran los errores ópticos del perfil de la forma solar y propiedades ópticas.

Tabla 2.14. Opciones de trazado.

Parámetros	
Intersecciones de rayos	$1x10^6$
Rayos generados	$1x10^7$
Procesadores	8

(Fuente: Propia)

- Resultados

Para la visualización de intersecciones, se seleccionan los elementos que se desean visualizar, el rango de rayos visibles y se establece la irradiancia directa normal (DNI). También se puede visualizar un mapa de intensidad de flujo y los datos obtenidos de la simulación para este elemento.

2.11. Cálculo de datos de entrada para la simulación de cada situación en SolTrace

En la siguiente sección se presentan las ecuaciones utilizadas para el cálculo de los datos de entrada para el programa SolTrace. Se realiza una tabla con los datos utilizados para cada etapa del sistema, receptor y reflectores.

- Geometría del receptor

La geometría del concentrador está basada en el estudio realizado por Ordóñez y Jaramillo [32], por lo que tiene valores fijos. Se escogen los valores geométricos presentados en la Tabla 2.1.

- Geometría de los reflectores

Como fue explicado anteriormente, se requiere un factor de concentración de 20 por lo que se usarán 20 espejos en el sistema. Se dispone de la misma longitud del receptor para los espejos.

- Coordenadas objetivo de los reflectores

Para la obtención de estas coordenadas se resuelven las fórmulas presentadas en la Tabla 2.15. Sabiendo la coordenada real en X del centro de cada espejo y la coordenada real en Y del centro del receptor.

Tabla 2.15. Fórmulas para obtención de coordenadas objetivo de los reflectores.

Nombre	Fórmula	Unidades	Comentarios
Diagonal reflector-receptor	$d_{\frac{ref}{rec}} = \sqrt{\left(X_{real} - X_{receptor}\right)^2 + \left(Y_{real} - Y_{receptor}\right)^2}$	m	-
Ángulo de la componente solar en x	$\overrightarrow{x_{\frac{ref}{rec}}} = \frac{X_{receptor} - X_{real}}{d_{\frac{ref}{rec}}}$	º	-
Ángulo de la componente solar en y	$\overrightarrow{y_{\frac{ref}{rec}}} = \frac{Y_{receptor} - Y_{real}}{d_{\frac{ref}{rec}}}$	º	-
Angulo de salida del rayo	$\theta_{rayo} = \text{atan}\left(\frac{\vec{y}}{\vec{x}}\right)$	º	Este (x+) Si es menor a 0º, se aumenta 180º
Angulo del receptor	$\theta_{receptor} = \text{atan}\left(\frac{\overrightarrow{y_{\frac{ref}{rec}}}}{\overrightarrow{x_{\frac{ref}{rec}}}}\right)$	º	
Angulo normal al reflector	$\theta_{normal} = abs\left(\frac{\theta_{receptor} - \theta_{rayo}}{2}\right) + \min(\theta_{receptor}\ ,\ \theta_{rayo})$	º	-
Componente x normal al reflector	$x_{normal} = \cos(\theta_{normal})$	m	-
Componente y normal al reflector	$y_{normal} = \sin(\theta_{normal})$	m	-
Ángulo de inclinación del reflector	$\beta = 90 - \theta_{normal}$	º	Oeste 0º
Componente objetivo en x	$x_{aim} = x_{real} + 100 * x_{normal}$	m	Separación de 100 [m] entre sol y elementos
Componente objetivo en y	$y_{aim} = y_{real} + 100 * y_{normal}$	m	

(Fuente: Propia)

- Parámetros de entrada a SolTrace

En la Tabla 2.16 se resumen los datos de entrada a SolTrace para las dos etapas del sistema. Se debe tomar en cuenta que el programa considera al punto como separación de decimales.

Tabla 2.16. Parámetros de entrada a SolTrace.

Parámetros	Receptor			Reflectores
	Secundario izq.	Central	Secundario derecho	
Coordenadas reales	(0,10745 ; 3,46926 ; 0)	(0 ; h ; 0)	(-0,10745 ; 3,46926 ; 0)	$(X_{real}\ ;\ 0\ ;\ 0)$
Coordenadas objetivo	(-167 ; 143 ; 100-h ; 0)	(0 ; 100-h ; 0)	(167 ; 143 ; 100-h ; 0)	$(X_{aim}\ ;\ Y_{aim}\ ;\ 0)$
Apertura	r-10 ; 0,071 ; 0	r-10 ; 0,1794 ; 0	r-10 ; 0,071 ; 0	r-10 ; 0,3 ; 0

Superficie	f-0 ; 0 ; 0 ; 0	f-0 ; 0 ; 0 ; 0	f-0 ; 0 ; 0 ; 0	f-0 ; 0 ; 0 ; 0
Interacción	Reflection	Reflection	Reflection	Reflection
Propiedades ópticas	Ref. Secundarios	Receptor	Ref. Secundario	Ref. Primarios

(Fuente: Propia)

2.12. Obtención de la energía anual del receptor para cada configuración

En el ANEXO II se presenta el proceso de cálculo para la obtención de las tablas de entrada de elementos al programa SolTrace, en el cual se variarán los parámetros para cada configuración, hora y día de simulación.

Se recopilan los datos del receptor y los reflectores secundarios para cada caso y se guardan en un block de notas, posteriormente se trasladan los datos a una tabla de Excel general por hora de cada día. El archivo de Excel general es exportado a Matlab donde se hará un procesamiento de datos para obtener un resultado de energía anual por cada configuración.

- Cálculo de energía anual por configuración

Los datos recopilados de las simulaciones realizadas en SolTrace, se recolectan en hojas de Excel para comunicarlas con Matlab y poder manipular los datos. En esta manipulación se ordenan los datos de cada configuración en una matriz global que contenga las horas y días de simulación para posteriormente utilizar estos datos ordenados para el cálculo de la energía anual del receptor y del sistema por cada configuración.

Para el cálculo de la eficiencia energética de la configuración, se usa la relación de energía anual del receptor sobre la energía anual de entrada al sistema. Estos datos son tomados directamente de las simulaciones realizadas.

Para obtener la energía anual por configuración, se extrae de la matriz global una matriz que contenga los datos de potencia del receptor y de entrada al sistema. Se calcula la energía diaria por configuración para las horas de recurso solar (desde las 6:30 am hasta las 17:30 pm) con la Ecuación (2.3).

$$E_{día} = 2 \times (Pot_{7am} + Pot_{8am} + 3 \times Pot_{10am}) + Pot_{12pm} \quad [Wh] \tag{2.3}$$

Se asume que la potencia para las horas de las 9 a las 11 am es la misma, por fines de simplicidad de cálculo, de igual manera se asumen las mismas potencias de las horas de la mañana para las de la tarde, puesto que los valores de DNI son similares entre estas horas como se muestra en la Figura 2.4.

Se necesita conocer la energía obtenida entre los días representativos para lo cual se utiliza la Ecuación (2.4).

$$E_{rep} = 23 \times E_{día1} + 46 \times E_{día2} + 23 \times E_{día3} \quad [Wh] \tag{2.4}$$

Se asume una separación entre los días representativos de 46 y 23 respectivamente con el fin de simbolizar a una cuarta parte de la elipse terrestre observada en la Figura 2.2. Finalmente, para la energía anual por configuración se tiene la Ecuación (2.5).

$$E_{anual} = 4 \times \frac{E_{rep}}{1E9} \quad [GWh] \tag{2.5}$$

Se multiplica por 4 la energía obtenida entre los días representativos para obtener la energía anual. Con la obtención de la energía anual del receptor y de entrada al sistema por cada configuración, se presenta en una tabla los resultados que serán utilizados para el posterior análisis en StatGraphics.

2.13. Función objetivo de la optimización geométrica

La función objetivo busca encontrar la mejor configuración geométrica que permita evaluar las variables de: ancho de espejos, separación entre ellos y la altura del receptor para garantizar la máxima eficiencia geométrica del sistema. Para conseguir esta función, se tomará en cuenta la fórmula de la eficiencia óptica de los CSP y el parámetro geométrico *Etendue* explicados a continuación.

- Eficiencia óptica

La eficiencia óptica del concentrador es la relación entre la potencia de radiación absorbida en el receptor (Φ) y la energía solar disponible (W / m2) en la superficie de los espejos primarios (Ecuación (2.6), (2.7)) [4, 19, 31, 37].

$$\eta_{óptica} = \frac{\Phi}{S_m \times DNI} \tag{2.6}$$

$$S_m = n_m \times l_m \times w_m \tag{2.7}$$

Donde:

Φ = Potencia de radiación absorbida en el receptor.

DNI = irradiancia directa normal.

S_m = Superficie del campo de espejos.

n_m = número de espejos.

l_m = largo de espejos.

w_m = ancho de espejos.

- *Etendue*

Se refiere a un parámetro geométrico que mide la cantidad de espacio disponible para que salgan los rayos que entran al sistema, es decir la relación entre el área de entrada de los rayos y el área de salida hacia el receptor para cada reflector [8], la Figura 2.12 presenta el área solar de entrada para su mejor entendimiento. Para la obtención de las áreas (A_{in}, A_{out}) se utiliza el ANEXO I y se procede a calcular el *Etendue* con la Ecuación (2.8).

$$U = \frac{A_{out}}{A_{in}} \tag{2.8}$$

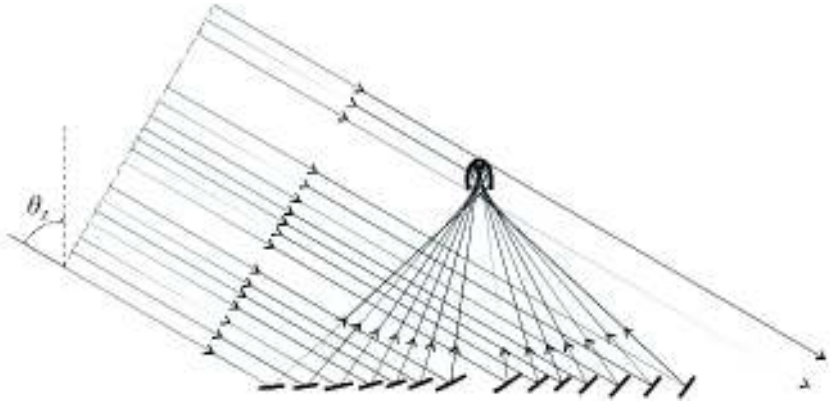


Figura 2.12. Área solar de entrada.

(Fuente: [39])

Para la obtención de datos de *Etendue* se realiza un código en macros de Excel en el que se varían los 3 parámetros geométricos para cada hora en cada día representativo. Se obtiene una tabla en Excel que será usada para el análisis en StatGraphics.

2.14. Análisis de resultados en StatGraphics

Este programa se utiliza para realizar un análisis paramétrico de los datos recopilados de eficiencia energética anual y *Etendue* por configuración para posteriormente realizar una optimización del diseño y obtener la configuración geométrica óptima para latitudes ecuatoriales.

StatGraphics contiene una variedad amplia de procedimientos estadísticos para satisfacer la mayoría de las necesidades de análisis de datos. Entre los principales temas de análisis que se puede realizar en el programa están: análisis de varianza, gráficos estadísticos, análisis de datos categóricos, comparación de dos o más muestras, métodos descriptivos, diseño de experimentos, controles estadísticos, análisis de series de tiempos, entre otros.

Conforme al presente estudio, se escoge la sección de análisis de diseño de experimentos en StatGraphics, ya que realiza el estudio de factores categóricos y diseños para investigación. Este programa también asiste en el desarrollo del experimento para conocer los datos a ser recolectados. Una vez que el experimento sea desarrollado se analizan los datos para aumentar el diseño, si fuera el caso, y determinar las condiciones óptimas luego de que el modelo estadístico sea desarrollado.

Dentro de esta sección se tienen diferentes tipos de diseños que son: Arreglos interno-externo, superficies de respuesta, componentes de la varianza, cribado, mezclas, factor categórico y factoriales multinivel. De entre estos tipos se escoge el tipo factorial multinivel.

- Factorial multinivel

Este tipo de diseño factorial multinivel es usado para estudiar efectos con *q* factores cuantitativos, donde se especifica el rango de cobertura para cada factor y el número de niveles en el que se los estudia, posteriormente el programa construye una base de datos que contiene todas las combinaciones de los diferentes niveles de las variables.

Este diseño también ayuda a obtener el conjunto de corridas candidatas y representativas del experimento para posteriormente optimizarlo. En el caso planteado se desea estudiar 3 factores sobre los rangos presentados en la Tabla 2.17.

Tabla 2.17: Factores de los parámetros geométricos.

Factores	Bajo	Alto	Unidades
Ancho de espejos	10	30	cm
Separación entre reflectores	5	25	cm
Altura del concentrador	2	6	m

(Fuente: Propia)

- Creación del diseño

Se selecciona *Crear Diseño* donde se escoge el tipo de diseño en este caso factorial multinivel, el número de variables de respuesta serán la eficiencia energética anual y el *Etendue*, el número de factores de los parámetros geométricos serán los de la Tabla 2.17.

Se ingresan los datos de cada factor de los parámetros geométricos, nombre, nivel bajo, nivel alto y número de niveles a analizar. Se ingresan los datos de la variable de respuesta, nombre y unidades. Las opciones del diseño permiten elegir el número de réplicas que se requiera y la presentación de las combinaciones de forma aleatoria.

- Optimización de múltiples respuestas.

Esta optimización permite determinar las configuraciones de los factores de los parámetros geométricos, en este caso las variables geométricas a analizar, que cubren las características deseadas para una o más respuestas simultáneamente. Se realiza mediante la construcción de una Función de Deseabilidad basada en los valores de las variables de respuesta, en este caso eficiencia energética anual y *Etendue*, las que se requiere maximizar. Este procedimiento se lo puede utilizar luego de haber construido los modelos de análisis multinivel para cada respuesta por separado.

- Modelo estadístico utilizado

Una función de deseabilidad es definida para cada respuesta. La función de deseabilidad d(y) expresa un valor de deseabilidad de *y* sobre una escala de 0 a 1. Si la variable de respuesta debe ser maximizada, la función de deseabilidad es definida por la Ecuación (2.9) [40].

$$d = \begin{cases} 0 & , \quad \hat{y} < bajo \\ (\dfrac{\hat{y} - bajo}{alto - bajo})^{s} & , \quad bajo \le \hat{y} \le alto \\ 1 & , \quad \hat{y} > alto \end{cases} \tag{2.9}$$

Donde $\hat{y}$ es el valor predicho de la variable de respuesta. Bajo es un valor de respuesta inaceptable, y alto es un valor de deseabilidad aceptable.

El parámetro *s* define la forma de la función de acuerdo con el peso que se dé al factor, en este caso se trabaja con 1 y un impacto de 3 que son los valores preestablecidos. Con *s=1* el comportamiento de la deseabilidad es lineal.

Para combinar la deseabilidad de m respuestas, se crea una sola función compuesta *D* de deseabilidad. La función compuesta es la media geométrica de las deseabilidades por separado, calculada por las Ecuaciones (2.10) y (2.11) [40].

$$D_{prevista} = d_1 \times d_2 \tag{2.10}$$

$$D_{observada} = (d_1 \times d_2)^{\frac{1}{m}} \tag{2.11}$$

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se presenta la validación del código de programa desarrollado para el cálculo de bloqueos y sombras en el campo de espejos. Para los datos de DNI utilizados en las simulaciones, se toma una configuración y se analizan los resultados obtenidos de esta con respecto a la DNI para su posterior discusión.

También se analizan los resultados obtenidos de energía anual con reflectores secundarios y sin estos para conocer su influencia en el sistema. Se obtienen también los datos de eficiencia energética anual y *Etendue* de cada configuración, los que serán utilizados para la definición de rangos de los parámetros geométricos del sistema.

Este estudio consta de dos partes de análisis, el primer análisis toma en cuenta como objetivo principal obtener la mayor temperatura del fluido de trabajo. Para ello se considera la variable de eficiencia energética anual, esta se obtiene tomando en cuenta la potencia del sistema y calculando su energía anual.

En el segundo análisis se toma en cuenta como objetivo principal tener la mayor área de recurso solar utilizado en el sistema por lo que la variable a ser analizada será el *Etendue* anteriormente explicado.

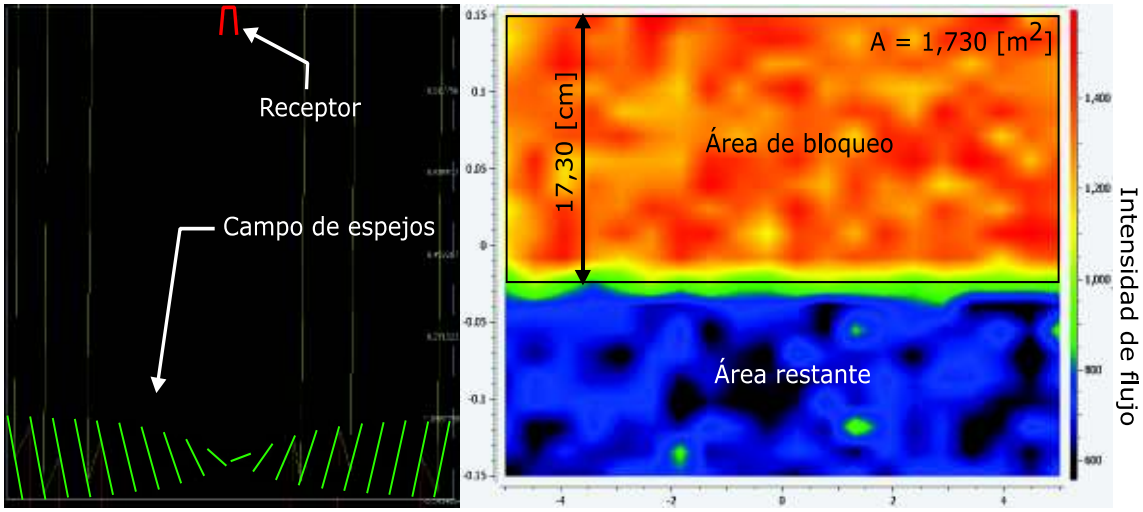
3.1. Comprobación del código de programa generado con SolTrace

El proceso de validación del código de programación para el cálculo de sombras y bloqueos permite comprobar el porcentaje de error que presentan los cálculos realizados por el programa elaborado en Excel con relación a las gráficas obtenidas en SolTrace. Para esta validación se escogen las configuraciones donde se note de una mejor manera las sombras y bloqueos.

Sharma [41] estudia la variación horaria y mensual de las sombras y bloqueos de este tipo de sistemas. Abbas [27] realiza un análisis del diseño óptico de un colector lineal de Fresnel donde presenta fórmulas de la geometría involucrada en el campo de espejos. Abbood [42] realiza una simulación y cálculo completos de ángulos solares usando Matlab. Barbón et al. [43] realiza la optimización de la longitud y posición del tubo absorbedor en un concentrador lineal de Fresnel de pequeña escala donde utiliza fórmulas geométricas solares. Las fórmulas empleadas para estos cálculos están basadas en los artículos mencionados anteriormente.

3.1.1. Bloqueos

Para las condiciones del día 21/06 a las 12 pm y los parámetros de altura de 1 [m], ancho de 30 [cm] y separación de 5 [cm] se prueba el código desarrollado para el área de bloqueos. En la Figura 3.1.a se observa la simulación de esta configuración con algunos rayos que muestran la trayectoria de bloqueo y también se presenta en la Figura 3.1.b la gráfica de intensidad de flujo de un reflector primario de esta configuración donde se puede observar claramente el área de bloqueo presentada en color amarillo.



(a) (b)

Figura 3.1. (a) Sistema simulado en SolTrace (b) Área de bloqueo de un reflector primario. (Fuente: Propia)

A simple vista en la Figura 3.1.a se observa que el ancho mostrado de los espejos no es el mismo, esto se debe a las diferentes escalas que automáticamente utiliza el programa SolTrace para presentar los elementos dentro de un cubo.

Siguiendo con el análisis del campo de reflectores de esta configuración, se presenta en la Tabla 3.1 el porcentaje de error entre los resultados obtenidos por el código de programa en Excel y los presentados en SolTrace para los 20 reflectores.

Tabla 3.1. Porcentaje de error para Bloqueos.

Nro.	Área [m2]		Error (%)	Nro.	Área [m2]		Error (%)
	SolTrace	Excel			SolTrace	Excel	
1	1,700	1,692	0,48%	11	0,000	0,000	-
2	1,570	1,569	0,08%	12	0,000	0,000	-
3	1,430	1,422	0,56%	13	0,145	0,150	3,16%
4	1,235	1,245	0,78%	14	0,520	0,527	1,40%
5	1,020	1,028	0,80%	15	0,850	0,849	0,13%
6	0,760	0,762	0,32%	16	1,120	1,111	0,82%

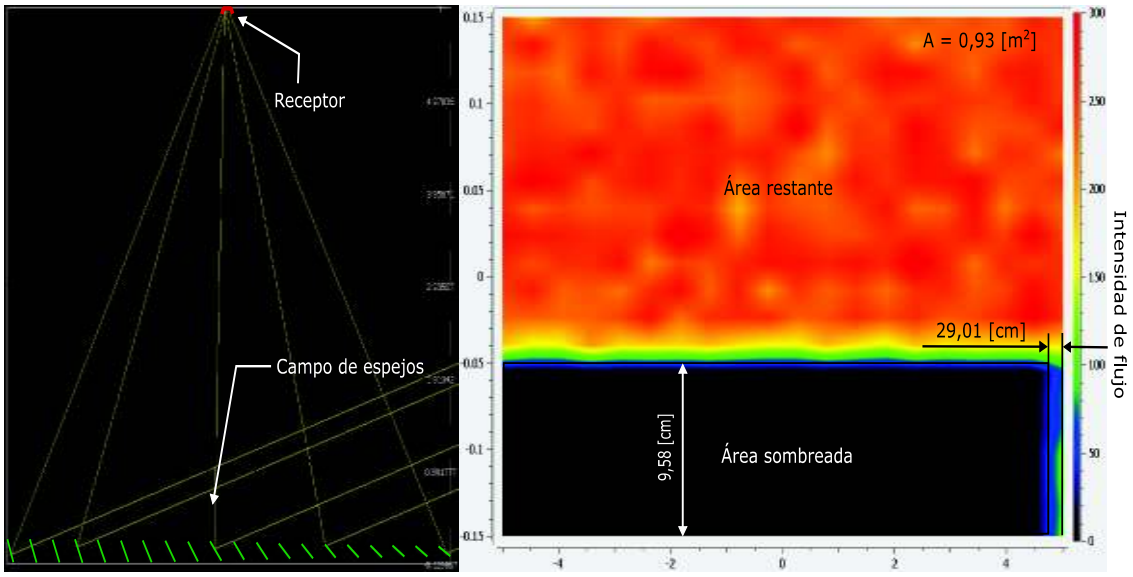
7	0,435	0,439	0,99%	17	1,330	1,323	0,55%
8	0,068	0,065	3,70%	18	1,500	1,495	0,30%
9	0,000	0,000	-	19	1,630	1,638	0,48%
10	0,000	0,000	-	20	1,760	1,757	0,18%

(Fuente: Propia)

Como se puede observar en los resultados presentados en la Tabla 3.1, se obtienen errores muy bajos siendo el mayor de estos de 3,70 %. Se debe estimar que las medidas tomadas de las gráficas presentadas en SolTrace, son visuales, lo que quiere decir que este porcentaje de error también se ve influenciado por el factor humano. Se puede concluir que el código de programa realizado es aceptable para la utilización de este estudio.

3.1.2. Sombras

Para las condiciones del día 21/06 a las 7 am y los parámetros de altura de 6 [m], ancho de 30 [cm] y separación de 25 [cm] se prueba el código desarrollado para sombras . En la Figura 3.2 se observa la simulación de esta configuración con algunos rayos que muestran su trayectoria hacia el receptor y también se presenta la gráfica de intensidad de flujo de un reflector primario de esta configuración donde se puede observar claramente el área de sombra presentada en color negro.



(a) (b)

Figura 3.2. (a) Sistema simulado en SolTrace (b) Área de sombra de un reflector primario.
(Fuente: Propia)

Se realiza un análisis del campo de reflectores y se presenta en la Tabla 3.2 el porcentaje de error entre los resultados obtenidos por el código de programa y los presentados en SolTrace.

Tabla 3.2. Porcentaje de error para Sombras.

Nro.	Área [m^2]		Error (%)	Nro.	Área [m^2]		Error (%)
	SolTrace	Excel			SolTrace	Excel	
1	0,000	0,000	-	11	1,560	1,568	0,54%
2	0,890	0,899	1,06%	12	1,630	1,617	0,79%
3	0,980	0,988	0,85%	13	1,650	1,660	0,60%
4	1,080	1,075	0,46%	14	1,690	1,697	0,41%
5	1,170	1,159	0,95%	15	1,740	1,729	0,65%
6	1,230	1,239	0,74%	16	1,780	1,756	1,36%
7	1,330	1,315	1,11%	17	1,790	1,778	0,65%
8	1,390	1,387	0,23%	18	1,810	1,797	0,70%
9	1,470	1,453	1,16%	19	1,820	1,813	0,37%
10	1,510	1,514	0,24%	20	1,840	1,826	0,74%

(Fuente: Propia)

Como se puede ver en los resultados presentados en la Tabla 3.2, el error más alto es apenas el 1.36 % por lo que se puede asegurar que los cálculos realizados para sombras son aceptables para la utilización en este estudio.

3.2. Análisis de los datos de DNI utilizados para el cálculo de la potencia del sistema

Para este análisis se toma una configuración y se compara con los datos de DNI con la finalidad de definir su comportamiento. Los parámetros de la configuración escogida para este análisis se presentan en la Tabla 3.3 y se realizan los cálculos correspondientes presentados en el ANEXO II para la obtención de los datos finales de eficiencia energética anual y *Etendue* del sistema. Se debe tomar en cuenta la utilización de los datos fijos presentados en el apartado 2.2.

Tabla 3.3. Configuración para análisis de DNI

Parámetro	Valor	Unidades
Separación entre reflectores	25,0	cm
Ancho del reflector	30,0	cm
Largo del reflector	10,0	m
Altura del receptor	3,5	m

(Fuente: Propia)

El comportamiento de la DNI en latitudes ecuatoriales es distinto al de otras latitudes, teniendo mayor DNI a las horas de la mañana (7 am y 8 am) en los solsticios (23º) que en los equinoccios. En cambio, a las horas del mediodía (10 am y 12 pm) la DNI es mayor en los equinoccios (0º) que en los solsticios. Este comportamiento se puede

apreciar en la Tabla 3.4 que contiene los datos de irradiancia utilizada para las simulaciones.

Tabla 3.4. Datos de DNI utilizados para las simulaciones.

	Datos de irradiancia [W/m2]		
Hora [h]	Marzo 21	Mayo 6	Junio 21
7	408,875	502,375	467,500
8	728,750	762,000	751,250
10	919,875	920,250	916,500
12	964,000	956,250	954,250

(Fuente: Propia)

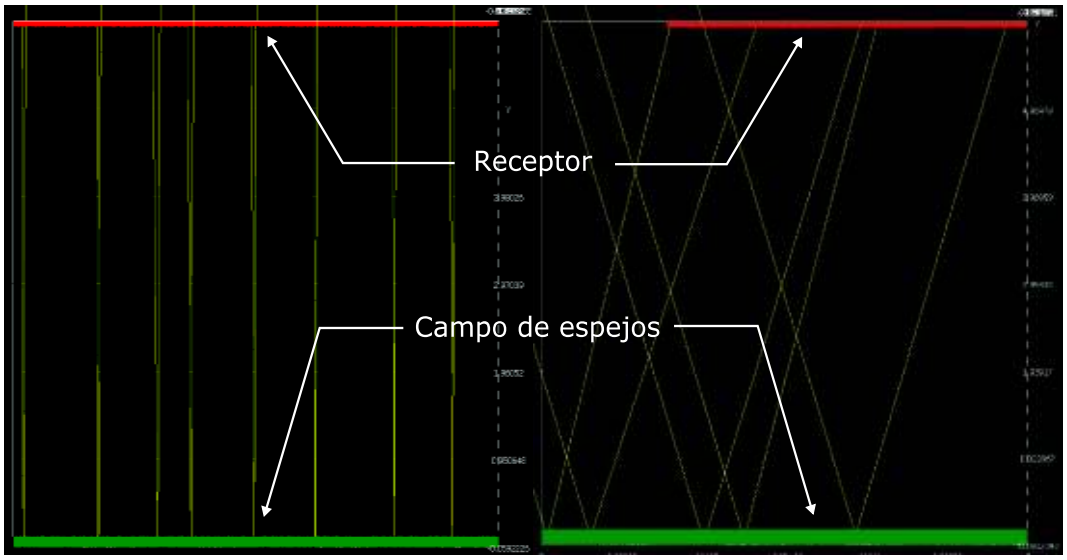
La potencia por rayo es directamente proporcional a la DNI. Para la obtención de potencia de la configuración, se multiplica la potencia por rayo por el número de rayos interceptados en el receptor. Esta potencia es obtenida directamente del programa SolTrace. En la Tabla 3.5 se tienen los valores de potencia de esta configuración. Se puede observar que estos presentan un comportamiento directamente proporcional a la DNI.

Tabla 3.5. Datos obtenidos de potencia en [kW].

	Fechas		
Horas	21/03	06/05	21/06
7	4,431	6,142	4,523
8	18,350	16,521	14,306
10	24,285	20,441	17,988
12	25,466	21,301	18,760

(Fuente: Propia)

En el caso particular de las 8 am, se observa una DNI mayor en el solsticio de 751,25 [W/m^2] mientras que en el equinoccio se tiene una DNI de 728,75 [W/m^2], pero en la obtención de la potencia, es mayor en el equinoccio que en el solsticio. Esto sucede ya que el ángulo de declinación hace que se tenga un porcentaje del receptor donde no pueden llegar los rayos redireccionados por los reflectores primarios como se observa en la Figura 3.3. Se puede afirmar que en esta potencia influye el valor de la DNI y el ángulo de declinación.



(a) (b)

Figura 3.3. Simulación de la configuración en SolTrace del (a) equinoccio y (b) solsticio.
(Fuente: Propia)

3.3. Análisis de eficiencia energética

En esta sección se toma como objetivo principal obtener una configuración con la mayor potencia concentrada para alcanzar una mayor temperatura del fluido de trabajo. Por esta razón se realiza un análisis de potencia del sistema a las horas y fechas representativas para posteriormente transformar estas potencias a energía anual. La energía anual recibida por el receptor comparada con la energía anual de entrada al sistema produce una relación que permite conocer la eficiencia energética de las configuraciones y compararlas con el fin de obtener la de mayor eficiencia a lo largo del año.

También se realiza la comparación entre la energía anual por configuración con reflectores secundarios y sin estos con la finalidad de cuantificar el beneficio del uso de los reflectores secundarios en las configuraciones. Se debe tomar en consideración que este análisis es referente al receptor, ya que se estima principalmente el valor de la potencia que llega al receptor obtenido directamente del programa SolTrace. Este análisis se lo hará para solo un día representativo ya que el comportamiento de las configuraciones para los otros días sigue la misma tendencia. Los datos de potencia y energía anual de todas las configuraciones se encuentran en los ANEXO III, ANEXO IV, ANEXO V, ANEXO VI.

En la Figura 3.4 se muestran las partes que conforman al sistema lineal de Fresnel simulado en SolTrace como son: separación entre reflectores (s), ancho de reflectores (w) y altura del receptor (h). Los valores mínimos (↓) y máximos (↑) de cada variable geométrica se presentan en la Tabla 2.4.

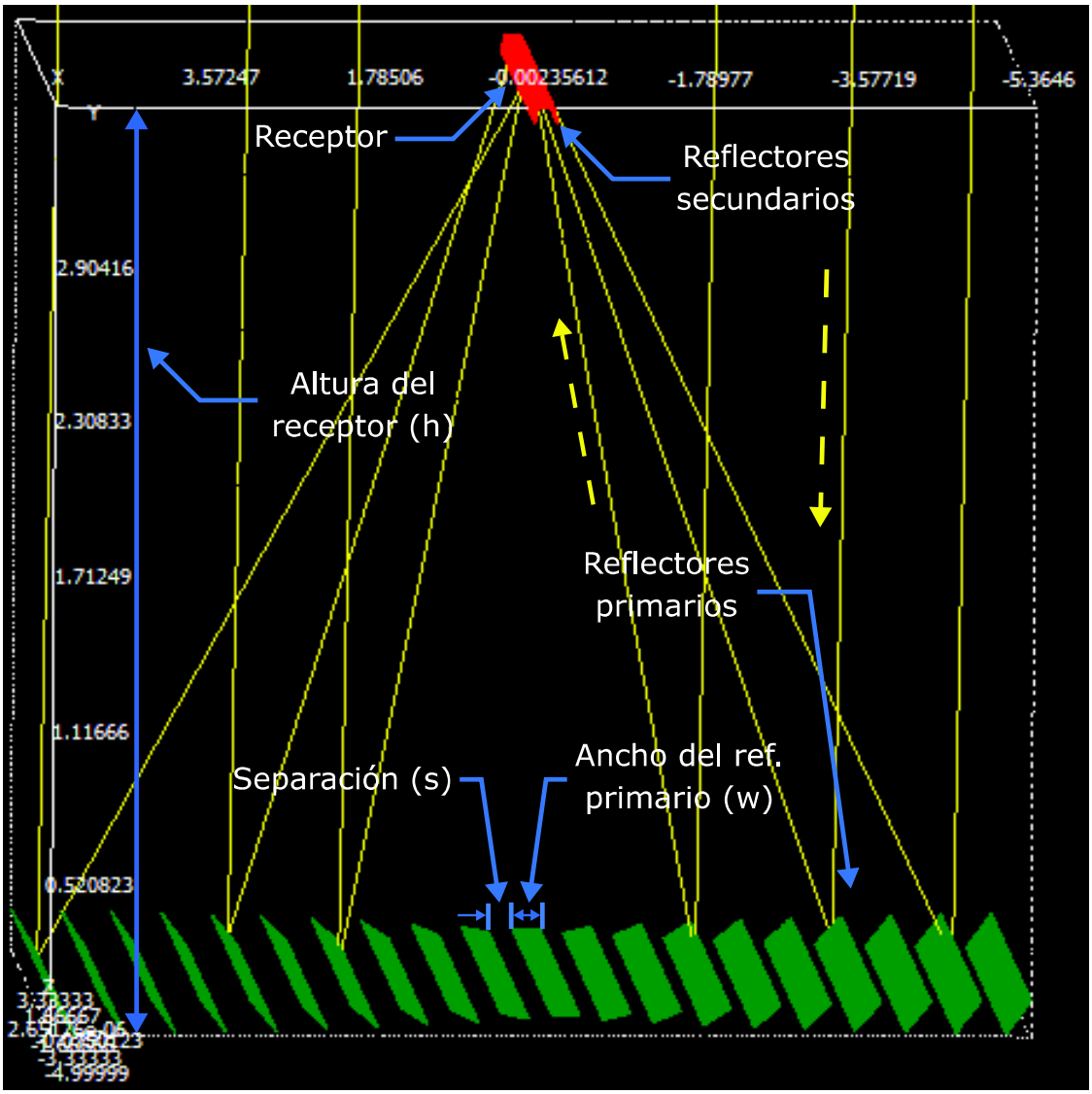


Figura 3.4. Partes del sistema lineal de Fresnel simulado.
(Fuente: Propia)

En la Tabla 3.6 se presenta un resumen global de eficiencia energética de todas las configuraciones.

Tabla 3.6. Análisis de eficiencia energética.

Para mayor eficiencia energética				
Con reflectores secundarios				
	Horas de la mañana (7 am y 8 am)		Horas del mediodía (10 am y 12 pm)	
Altura del receptor [m]	1	3,5 y 6	1	3,5 y 6
Ancho de reflector primario (w)	w ↓	w ↑	w ↓	w ↑
Separación entre reflectores (s)	s ↓	s ↑	s ↓	s ↓
Sin reflectores secundarios				
	Horas de la mañana (7 am y 8 am)		Horas del mediodía (10 am y 12 pm)	
Altura del receptor [m]	1	3,5 y 6	1	3,5 y 6
Ancho de reflector primario (w)	w ≈ medio	w ↑	w ≈ medio	w ↑
Separación entre reflectores (s)	s ≈ medio	s ↑	s ↓	s ↓

(Fuente: Propia)

La tabla se la interpreta de la siguiente manera, se pretende analizar el comportamiento de los parámetros de ancho y separación entre reflectores en función de la altura del receptor para obtener la mayor eficiencia energética posible. Se escoge el tipo de configuración, con o sin reflectores secundarios, posteriormente las horas en las que va a ser utilizado, mañana o mediodía, y finalmente se escoge la altura a la que se posiciona el receptor. Con esta selección ya se puede observar el comportamiento que deben tener los parámetros de ancho y separación para obtener la mayor eficiencia energética. Por ejemplo, si se tiene una configuración con reflectores secundarios, en horas del mediodía y a una altura de 1 metro, el ancho debe tender al mínimo, así como la separación para obtener la mayor eficiencia posible. En el ANEXO VII se presenta un análisis más detallado de eficiencia energética de todas las configuraciones.

3.3.1. Configuraciones con reflectores secundarios

- Para horas de la mañana

Se debe tomar en cuenta como efecto principal causado por el uso de los reflectores secundarios, el ángulo de apertura que estos generan para el receptor. Partiendo de este efecto se tiene que en las horas de la mañana se requiere que el campo de espejos ocupe un área dentro de este ángulo de apertura que al estar a un metro de altura del suelo los reflectores primarios deben ser de un ancho mínimo y estar lo más juntos posible. Si se tiene una mayor altura del receptor, el área de apertura es mayor por lo que a las alturas de 3,5 y 6 metros los reflectores primarios deben tener el mayor ancho que ayuda a disminuir el área desperdiciada de recurso solar, además a las horas de la mañana se produce el efecto de sombreado de un reflector primario al otro por su

cercanía por lo que la separación entre estos debe ser la mayor para disminuir la pérdida por sombras en el campo de espejos.

- Para horas del mediodía

En horas del mediodía se tiene una vista del sol al campo de espejos aproximadamente perpendicular por lo que se requiere que los reflectores primarios estén lo más juntos posible para disminuir el área desperdiciada de recurso solar, de igual manera con respecto al ancho del reflector, este debe ser igual o mayor al ancho del receptor ya que de esta forma se asegura que se esté ocupando toda el área del receptor para concentración de rayos reflejados.

Las horas más influyentes en términos de energía son las del mediodía por lo que las mejores configuraciones a lo largo del año serán similares a las del mediodía. Con respecto a la energía generada en función de las configuraciones con reflectores secundarios, la menor energía se genera cuando se tiene el mayor ancho y separación en un metro de altura mientras que la mayor energía se tiene al usar el mayor ancho, altura y la menor separación. Una desventaja de estas configuraciones de alta energía es el hecho de que no se toma en cuenta el costo de área utilizada por el sistema que es un factor decisivo en el campo económico del proceso de construcción.

3.3.2. Configuraciones sin reflectores secundarios

- Para horas de la mañana

Sin el uso de los reflectores secundarios, ya no se presenta el efecto del ángulo de apertura por lo que ahora lo que se prioriza es generar la mayor área reflejada desde el campo de espejos hacia el receptor, a las horas de la mañana esto se logra utilizando un ancho igual o mayor al del receptor que aseguren que se ocupe toda el área de recepción y además la separación media para disminuir la producción de sombras entre los reflectores al estar muy pegados y también evitar que existan áreas inutilizadas entre los reflectores debido a una excesiva separación.

- Para horas del mediodía

El comportamiento es similar al de las configuraciones con reflectores secundarios con la diferencia de que al no tener la ganancia que produce el uso de reflectores secundarios, se obtienen potencias menores a pesar de que se utilice la mejor configuración. Al ser las horas del mediodía las de mayor DNI para el cálculo de energía

anual, se afirma que las configuraciones con reflectores secundarios son las más adecuadas para la elección final.

3.3.3. Porcentaje de aumento con reflectores secundarios

Se presenta el porcentaje de aumento que se obtuvo con la implementación de reflectores secundarios para las mejores configuraciones obtenidas en el ANEXO VIII. Este análisis se lo hace directamente con la energía que llega al receptor con reflectores secundarios y sin ellos, ya que es el elemento que cuantificará el aumento de energía anual.

Tabla 3.7. Porcentaje de ganancia de los reflectores secundarios.

Configuraciones	Aumento (%)
Alto_Ancho_Separación	
6_30_5	17,05
6_30_15	13,33
3,5_30_5	10,76
6_30_25	10,57
3,5_20_5	6,47

(Fuente: Propia)

Como se puede observar en la Tabla 3.7 el ancho de las configuraciones es el mayor ya que al tener un aumento de área de recepción por el uso de los reflectores secundarios, se requiere un ancho mayor de los reflectores primarios para abastecer a toda el área de recepción.

La mejor configuración que comprende 6 metros de alto,30 cm de ancho y 5 cm de separación presenta un incremento de 17,05 % por el uso de reflectores secundarios que en energía anual representa a 15,07 [MWh]. Como se explicó anteriormente la utilización de los reflectores secundarios a baja altura, provocan la pérdida de recurso solar por el motivo de la apertura, por lo que, en el análisis de los reflectores secundarios a esta altura, genera porcentajes negativos que representan pérdidas de energía anual.

3.3.4. Eficiencia energética anual de las configuraciones

Al tener un ancho de reflector menor al ancho del receptor se puede afirmar que el área de la mayoría de los reflectores del campo de espejos está siendo aprovechada por el receptor a toda hora del día y en todo el año, lo que conlleva a la menor pérdida de recurso solar. Con respecto a la separación, esta debe ser la menor posible con la finalidad de que en horas del mediodía donde existe el mayor aprovechamiento del

recurso solar, se disminuya el área no utilizada del campo de espejos. La altura está ligada al ángulo de apertura de los reflectores secundarios por lo que el mejor valor se encuentra en el rango intermedio de esta variable.

3.4. Análisis del *Etendue*

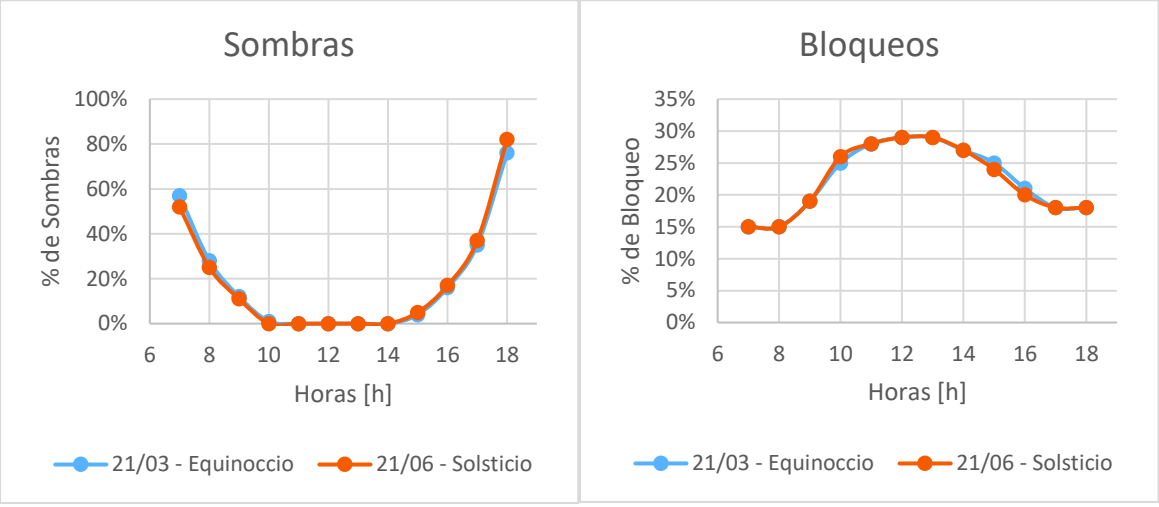
Como se mencionó en el principio del capítulo, el segundo análisis toma en cuenta como objetivo principal tener la mayor área de recurso solar utilizado en el sistema por lo que la variable a ser analizada será el *Etendue*.

La entrega de energía térmica al menor costo posible es una preocupación primordial del diseñador de colectores solares. El factor geométrico está directamente ligado a la reducción de costo del sistema, por ejemplo mediante la reducción del tipo y número de componentes que en este caso se ve reflejado en las variables geométricas analizadas [8].

Por este motivo se realiza el análisis del *Etendue* con el mismo procedimiento anterior y se presenta una tabla con la separación de las configuraciones por rangos. Al realizar este análisis se puede comparar a las mejores configuraciones de acuerdo con la eficiencia energética anual y el *Etendue* para generar un rango de aceptación de los parámetros geométricos analizados. Se presentan los datos obtenidos de *Etendue* para una configuración en el ANEXO IX con la finalidad de observar los valores de este parámetro con y sin tomar en cuenta las áreas de separación.

3.4.1. Comportamiento de bloqueos y sombras

Según el estudio de Veynandt [4], el comportamiento de la curva de pérdidas por sombras tiende a la curva presentada en la Figura 3.5.a. Se escogen los mejores parámetros para la visualización de sombras y bloqueos en el sistema, esta configuración tiene la mínima altura y separación, y el mayor ancho de espejos, es decir 1 m de alto, 5 cm de separación y 30 cm de ancho. Con esta configuración se generan los resultados de sombras y bloqueos para el equinoccio y solsticio y se presentan en la Figura 3.5 con el propósito de observar el comportamiento de estos parámetros en función de la hora del día.



(a) (b)

Figura 3.5. (a) Comportamiento de sombras y (b) comportamiento de bloqueos.
(Fuente: Propia)

En la Figura 3.5 se observa que a las primeras y últimas horas del día se tiene un porcentaje de sombras considerable en el campo de reflectores, mientras que el mayor porcentaje de bloqueos se tienen a las 12 pm, Estas curvas representan el comportamiento general de sombras y bloqueos, el porcentaje de estos factores variarán según la configuración, pero se mantendrá el comportamiento de la curva.

3.4.2. *Etendue* anual de las configuraciones

En la Tabla 3.8 se presenta un resumen global de *Etendue* del sistema de todas las configuraciones y se la interpreta de la misma manera que la Tabla 3.6, además se adjunta el valor de *Etendue* para cada configuración en el ANEXO X.

Tabla 3.8. Análisis de *Etendue*.

Para mayor *Etendue*				
	Horas de la mañana (7 am y 8 am)		Horas del mediodía (10 am y 12 pm)	
Altura del receptor [m]	1	3,5 y 6	1	3,5 y 6
Ancho de reflector primario	w ≈ medio	w ↑	w ≈ medio	w ↑
Separación entre reflectores	s ≈ medio	s ↑	s ↓	s ↓

(Fuente: Propia)

- Horas de la mañana

En las horas de la mañana el efecto que se tiene principalmente es el de sombras, por lo tanto, se requiere tener un ancho del reflector aproximado al ancho del receptor con una separación media ya que si la separación es muy pequeña efectivamente aumenta el porcentaje de sombras, pero si esta es muy grande se tienen espacios entre los reflectores que generan áreas inutilizadas de rayos. Para alturas mayores se requieren reflectores más anchos lo que conlleva a tener una separación mayor para no causar sombras.

- Horas del mediodía

Para horas del mediodía se requiere el mayor ancho del reflector para utilizar toda el área de apertura de recurso solar dada por la altura del receptor y los reflectores secundarios, además se utiliza la menor separación entre reflectores con el fin de tener menor pérdida de área útil. En el ANEXO XI se presenta un análisis más detallado de *Etendue* para todas las configuraciones.

Se presenta un mismo comportamiento de las variables entre la configuración sin reflectores secundarios presentada en la Tabla 3.6 y el análisis para mayor *Etendue* presentado en la Tabla 3.8. Esto se da debido a que el *Etendue* toma en cuenta solo el campo de espejos mientras que, al no tener reflectores secundarios en la configuración, no se tiene la limitación del ángulo de apertura dado por estos.

3.5. Resultados obtenidos con StatGraphics

Con los datos obtenidos de eficiencia energética anual y de *Etendue* de todas las configuraciones presentados en el ANEXO XII, se procede a realizar un análisis en el programa estadístico StatGraphics con el fin de obtener los rangos de cada parámetro geométrico utilizado en este estudio. Se realiza un análisis paramétrico para la eficiencia energética y el *Etendue* para posteriormente efectuar una optimización de múltiples variables donde se relacionarán estos dos factores. Según la respuesta efectuada en esta optimización múltiple, se procede a presentar rangos de aceptación para cada variable geométrica y por último se discute las respuestas de estos rangos al compararlos con los sistemas existentes en estudios realizados sobre el tema.

3.5.1. StatGraphics

Se realiza un análisis paramétrico para el *Etendue* anual y la eficiencia energética del sistema. Como análisis inicial se presenta un análisis ANOVA (análisis de varianza) donde se determina la significancia estadística de las variables geométricas analizadas

y se realiza una representación visual mediante un diagrama de Pareto. También se presentan gráficas del comportamiento individual y por pares de las variables geométricas analizadas.

3.5.1.1. Análisis paramétrico de *Etendue* anual del sistema

- Análisis de varianza para *Etendue* anual del sistema

El método ANOVA estima la variación de los componentes usando un análisis de varianza. Se analiza la significancia estadística de cada efecto comparando su cuadrado medio contra un estimado del error estadístico. En este caso, 8 efectos tienen un valor-P menor que 0,05, indicando que son significativamente diferentes de cero con un nivel de confianza del 95,0 %. El valor P representa el nivel de significancia más bajo en el que el valor observado de la estadística de prueba es significativo o en este caso diferente de 0.

Tabla 3.9. ANOVA para *Etendue* anual del sistema.

Fuente	Cuadrado Medio	Valor-P
A: Separación	0,0660	0,0000
B: Ancho	0,0094	0,0016
C: Alto	0,0125	0,0005
AA	0,0000	0,8047
AB	0,0109	0,0009
AC	0,0051	0,0133
BB	0,0098	0,0014
BC	0,0137	0,0003
CC	0,0036	0,0328

(Fuente: Propia)

También se analiza el coeficiente de determinación R-Cuadrado que indica que el modelo, así ajustado, explica 91,98 % de la variabilidad en *Etendue* anual del sistema. El estadístico R-cuadrado ajustado, que es más adecuado para comparar modelos con diferente número de variables independientes, para este análisis es 87,74 %. Estos resultados afirman que el modelo explica satisfactoriamente al factor de *Etendue*. El gráfico de Pareto muestra cada uno de los efectos estimados en orden decreciente de importancia. La longitud de cada barra es proporcional al efecto estandarizado, el cual es el efecto estimado dividido entre su error estándar. La línea vertical puede utilizarse para juzgar cuáles efectos son estadísticamente significativos. Cualquier barra que se extienda más allá de la línea corresponde a efectos que son estadísticamente

significativos con un 95,0 % de nivel de confianza. En este caso en la Figura 3.6 se observan 8 efectos significativos.

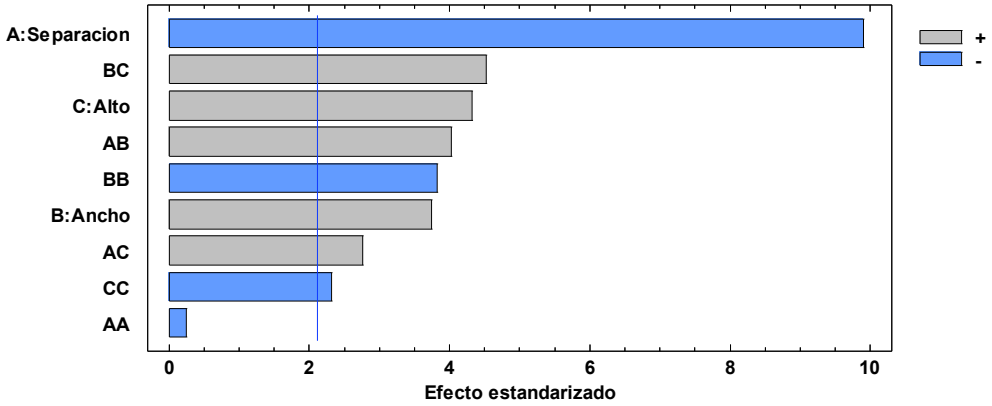


Figura 3.6. Diagrama de Pareto Estandarizada para *Etendue* anual del sistema.
(Fuente: Propia)

En la Figura 3.6 se puede observar la influencia de las variables geométricas con respecto al *Etendue* anual donde (+, gris) significa una influencia positiva de la variable y (-, azul) una negativa. Por ejemplo, la separación es la variable más influyente con respecto al *Etendue*, lo que ya se conocía anteriormente en el análisis de datos de *Etendue*. La separación tiene una influencia negativa lo que quiere decir que, a mayor separación, menor *Etendue* anual del sistema. El alto y el ancho tienen una influencia positiva lo que quiere decir que, a mayor ancho y alto, se tendrá mayor *Etendue* anual del sistema.

- Gráfica de efectos principales para *Etendue* anual del sistema

En esta gráfica se puede observar el comportamiento individual de las variables geométricas. Esta gráfica muestra los estimados de *Etendue* anual como una función de cada factor de los parámetros geométricos. En cada subgráfica, el factor de interés se varía de su nivel bajo a su nivel alto, mientras que los demás factores se mantienen constantes en sus valores centrales.

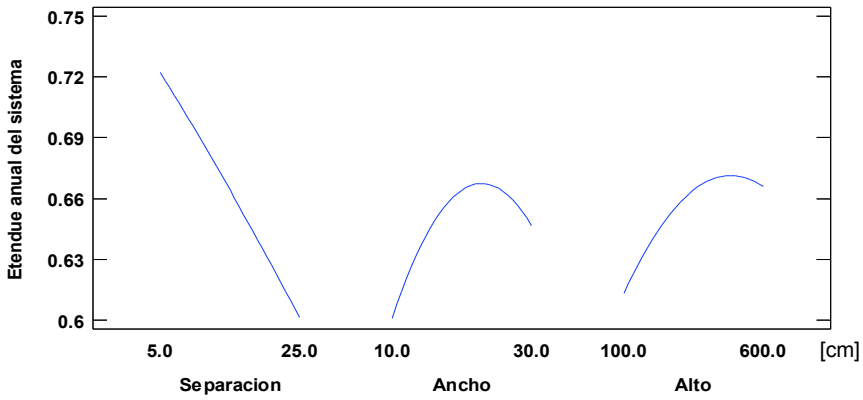


Figura 3.7. Efectos Principales para *Etendue* anual del sistema.
(Fuente: Propia)

La Figura 3.7 se la interpreta de la siguiente manera. Para la variable de separación, se tienen los valores centrales de las otras variables esto quiere decir 20 cm de ancho y 350 cm de alto, y se varía la separación desde su nivel bajo al alto para observar su comportamiento en función del *Etendue* anual. Se concluye que conforme aumenta la separación, disminuye el *Etendue* anual.

Para el ancho y alto se tienen comportamientos parabólicos lo que significa que existe un máximo que será un punto óptimo en función de los valores centrales de las otras variables.

- Gráfica de interacción para *Etendue* anual del sistema

La Figura 3.8 muestra los estimados de *Etendue* anual en función de pares de factores. En cada interacción, se varía un factor de su nivel bajo a su nivel alto. En la primera línea, el segundo factor se mantiene en su nivel bajo. En la otra línea, el segundo factor se mantiene en su nivel alto. Todos los demás factores excepto los involucrados en la interacción se mantienen constantes en sus valores centrales.

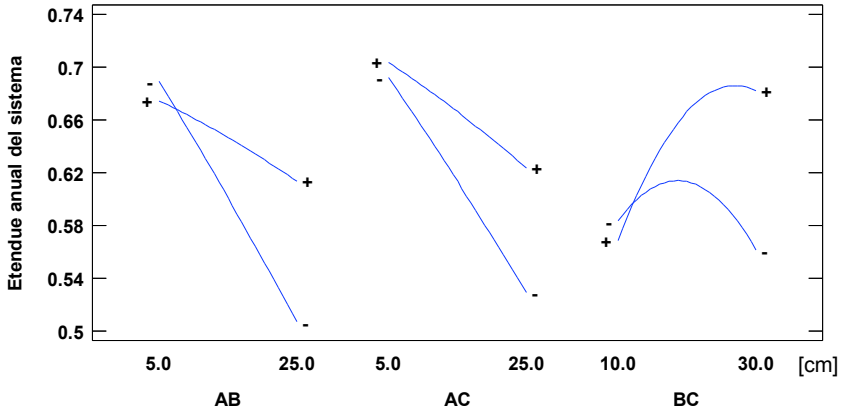


Figura 3.8. Interacciones entre factores para *Etendue* anual del sistema.
(Fuente: Propia)

La Figura 3.8 se la interpreta de la siguiente manera, para el par de factores AB, separación y ancho, se presenta el ancho en sus niveles de 10 y 30 cm mientras la separación se varía en todo su rango, esto da como resultado que mientras mayor sea la separación, menor será el *Etendue* anual, también se puede observar que el nivel bajo del ancho, o sea 10 cm tiene una pendiente mayor lo que quiere decir que su sensibilidad a la variación de la separación es elevada. El mismo caso se tiene entre el par de factores AC, separación y alto, mientras mayor es la separación, menor será el *Etendue* anual. Por último, entre el par de factores BC, ancho y alto, se presenta el alto en sus niveles de 100 y 600 cm mientras se varía el ancho en todo su rango. Se observa

que existe un punto máximo donde se tiene el mayor *Etendue* anual de acuerdo con el valor de altura que se escoja.

Estas interacciones presentan como resultado que como anteriormente se mencionó en el análisis del *Etendue*, a mayor separación se tendrá menor *Etendue* y también que se requiere un valor de ancho aproximado al del receptor como se nota en el comportamiento del par BC.

3.5.1.2. Análisis paramétrico de eficiencia energética anual del sistema

- Análisis de varianza para eficiencia energética anual del sistema

En este caso, 6 efectos tienen un valor-P menor que 0,05 presentados en la Tabla 3.10, indicando que son significativamente diferentes de cero con un nivel de confianza del 95,0%.

Tabla 3.10. ANOVA para eficiencia energética anual del sistema.

Fuente	Cuadrado Medio	Valor-P
A: Separación	0,0138	0,0000
B: Ancho	0,1313	0,0000
C: Alto	0,0870	0,0000
AA	0,0000	0,9988
AB	0,0005	0,2847
AC	0,0054	0,0016
BB	0,0000	0,8576
BC	0,0081	0,0003
CC	0,0278	0,0000

(Fuente: Propia)

El estadístico R-Cuadrado indica que el modelo, así ajustado, explica 97,66 % de la variabilidad en eficiencia energética anual del sistema. El estadístico R-cuadrado ajustado resulta de 96,43 % para este caso.

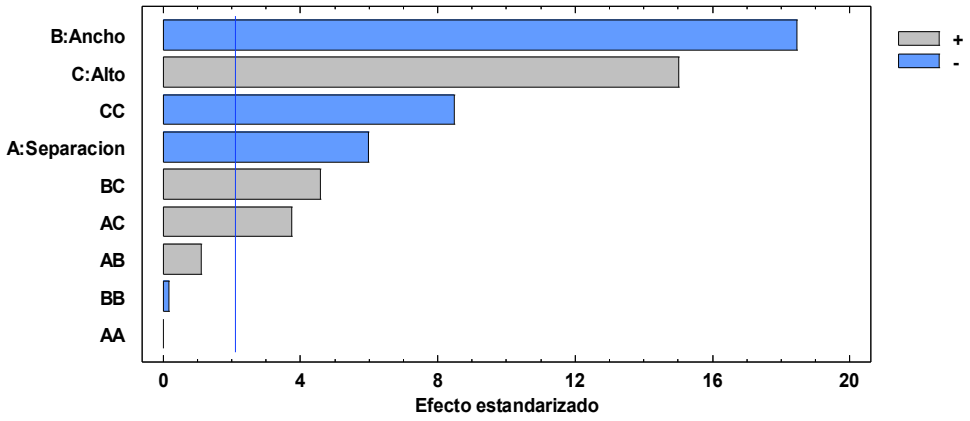


Figura 3.9. Diagrama de Pareto Estandarizada para Eficiencia energética con reflectores secundarios.
(Fuente: Propia)

En el diagrama de Pareto se puede observar la influencia de las variables geométricas con respecto a la eficiencia energética anual del sistema. Por ejemplo, en la Figura 3.9 el ancho es la variable más influyente con respecto a la eficiencia energética anual del sistema, lo que ya se conocía anteriormente en el análisis de datos de este factor. La separación y el ancho tienen una influencia negativa, lo que quiere decir que, a mayor separación o ancho, menor eficiencia energética anual del sistema. El alto por otro lado tiene una influencia positiva lo que quiere decir que, a mayor alto, se tendrá mayor eficiencia energética anual del sistema.

- Gráfica de efectos principales para eficiencia energética anual del sistema

En cada gráfica, el factor de interés se varía de su nivel bajo a su nivel alto, mientras que los demás factores se mantienen constantes en sus valores centrales.

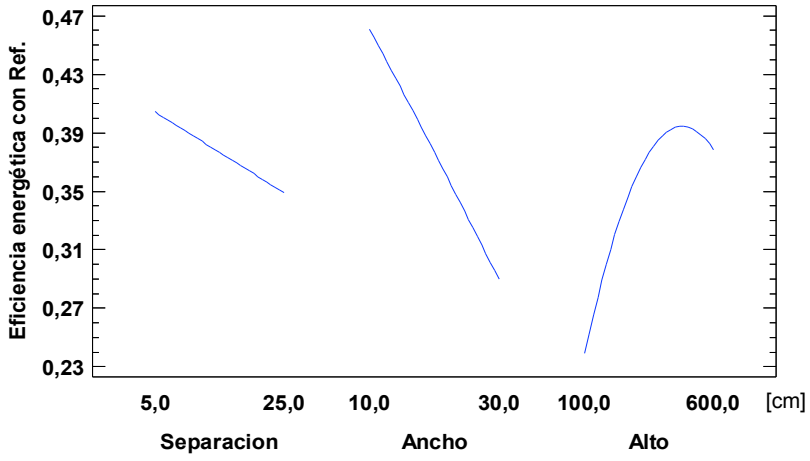


Figura 3.10. Efectos Principales para Eficiencia energética con reflectores secundarios.
(Fuente: Propia)

La Figura 3.10 se la interpreta de la siguiente manera. Para la variable de separación se observa que conforme esta aumenta, disminuye la eficiencia energética anual. De igual manera para el ancho, mientras mayor ancho, menor eficiencia energética anual. Para el alto se tiene un comportamiento parabólico lo que significa que existe un máximo que será un punto óptimo en función de los valores centrales de las otras variables.

- Gráfica de interacción para eficiencia energética anual del sistema

La Figura 3.11 muestra los estimados de eficiencia energética anual en función de pares de factores.

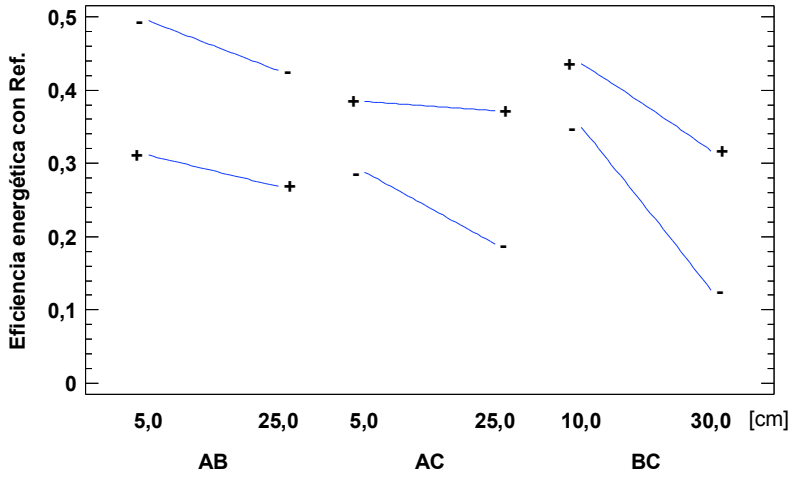


Figura 3.11. Interacciones entre factores para eficiencia energética con reflectores secundarios.
(Fuente: Propia)

La Figura 3.11 se la interpreta de la siguiente manera, para el par de factores AB, separación y ancho, se tiene como resultado que mientras mayor sea la separación, menor será la eficiencia energética. Las líneas son casi paralelas lo que quiere decir que tiende a una relación lineal entre estas variables geométricas. En el par de factores AC, separación y alto, se observa que mientras mayor altura, menor es la influencia de la separación. Por último, entre el par de factores BC, ancho y alto, se observa que existe una elevada influencia de estos factores para la eficiencia energética de acuerdo con la pendiente presentada en el gráfico.

Estas interacciones dan como resultado que, al igual que el análisis realizado anteriormente, se requiere que la configuración posea un ancho y separación pequeño mientras la altura sea la mayor.

3.5.2. Optimización de múltiples respuestas

Se realiza un análisis múltiple de los factores de *Etendue* y eficiencia energética del sistema. La fuerte relación que existe entre estos dos factores es el recurso solar incidente en el área del sistema, ya que los dos factores tratan de aprovechar la mayor cantidad de recurso solar que entra al sistema.

Este procedimiento ayuda a determinar la combinación de los factores de los parámetros geométricos que simultáneamente optimiza varias respuestas. Lo hace maximizando la función de 'deseabilidad'. La Tabla 3.11 muestra la función de 'deseabilidad' evaluada en cada punto del diseño. Entre los puntos de diseño, la 'deseabilidad' máxima se alcanza en la ejecución 10.

Tabla 3.11. Deseabilidad de la optimización de múltiples respuestas.

Fila	*Etendue* anual del sistema	Eficiencia energética con Ref.	Deseabilidad	Deseabilidad
			Prevista	Observada
1	0,680	0,445	0,850	0,923
2	0,588	0,357	0,562	0,580
3	0,458	0,274	0,152	0,000
4	0,731	0,274	0,661	0,686
5	0,631	0,218	0,460	0,445
6	0,541	0,174	0,247	0,237
7	0,579	0,159	0,309	0,253
8	0,542	0,133	0,138	0,146
9	0,490	0,109	0,000	0,000
10	0,664	0,460	0,920	0,868
11	0,573	0,456	0,724	0,645
12	0,507	0,445	0,406	0,417
13	0,689	0,410	0,902	0,853
14	0,668	0,387	0,759	0,780
15	0,599	0,360	0,599	0,608
16	0,693	0,309	0,676	0,700
17	0,680	0,288	0,597	0,644
18	0,647	0,266	0,509	0,556
19	0,662	0,438	0,795	0,837
20	0,573	0,435	0,616	0,626
21	0,519	0,428	0,355	0,451
22	0,688	0,400	0,840	0,836
23	0,666	0,387	0,765	0,776
24	0,602	0,372	0,674	0,628
25	0,701	0,326	0,709	0,743
26	0,668	0,312	0,698	0,666
27	0,656	0,298	0,678	0,626

(Fuente: Propia)

En la Tabla 3.11 se muestra la combinación de niveles de las variables geométricas analizadas que maximiza la función de 'deseabilidad' en la región indicada. También muestra la combinación de estas variables a la cual se alcanza el óptimo.

3.5.2.1. Gráfica de contorno de respuesta de la optimización múltiple

La Figura 3.12 presenta una superficie de respuesta estimada de deseabilidad con respecto a la separación y ancho, con el alto fijado en el valor óptimo. Se puede observar igualmente las regiones de deseabilidad separadas por colores donde se nota que, a menor ancho y separación, mayor deseabilidad y viceversa.

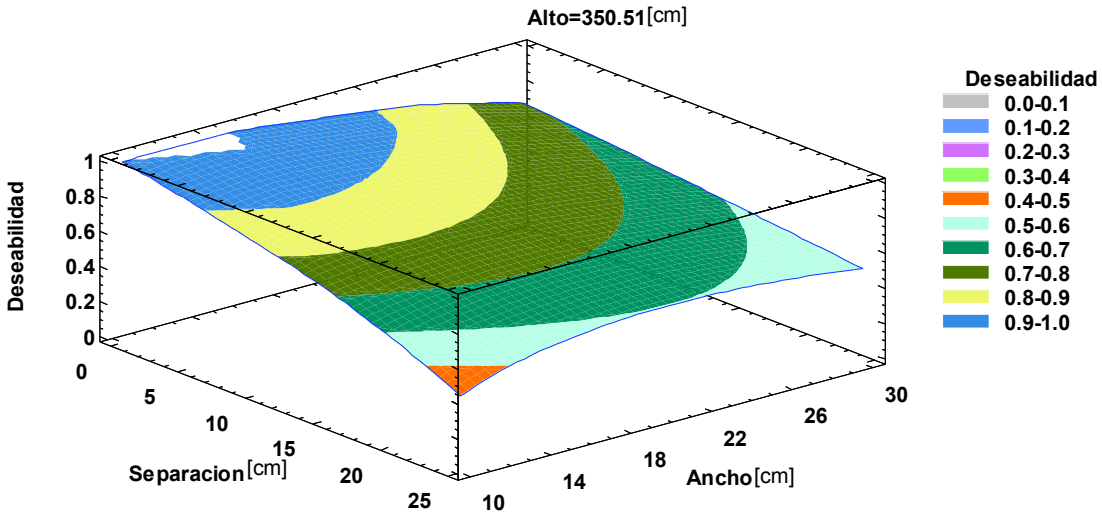


Figura 3.12. Superficie de respuesta estimada para la optimización múltiple.
(Fuente: Propia)

En la Figura 3.13 se puede observar el gráfico en 3D proporcionado por StatGraphics, de donde se obtienen los datos de los rangos de aceptación según la región de mayor deseabilidad.

3.5.3. Configuración geométricamente óptima según StatGraphics

A continuación, se presenta la mejor configuración del sistema según el análisis realizado en StatGraphics. Se tiene un valor óptimo de deseabilidad de 0,963. En la Tabla 3.12 se puede observar los valores óptimos de los parámetros geométricos, el *Etendue* y la eficiencia energética en función de la deseabilidad óptima.

Tabla 3.12. Respuesta de StatGraphics para valor óptimo de deseabilidad.

Factor	Bajo	Alto	Óptimo
Separación [cm]	5,00	25,00	5,00
Ancho [cm]	10,00	30,00	13,86
Alto [cm]	100,00	600,00	350,51
Etendue anual del sistema	-	-	0,71
Eficiencia energética con Reflectores secundarios	-	-	0,46

(Fuente: Propia)

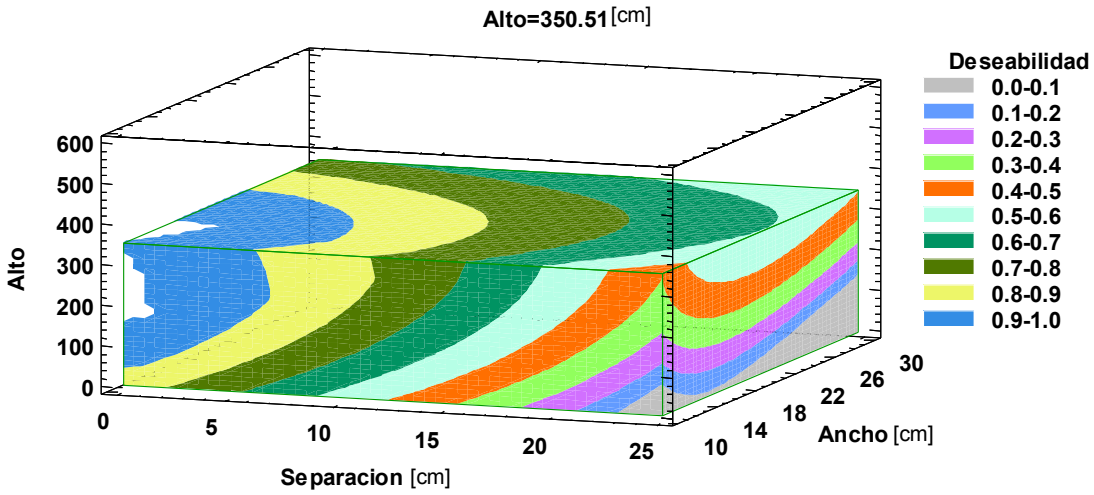


Figura 3.13. Contornos de la superficie de respuesta estimada.
(Fuente: Propia)

De acuerdo con los resultados de *Etendue* y eficiencia energética anual observados en la Figura 3.13, se obtuvo que la mejor configuración debe tener un ancho menor al del receptor y la menor separación posible entre reflectores. Con respecto a la altura se considera que debe estar en un valor aproximado a 350 cm que es el nivel medio que se utilizó para esta variable.

Para comprobar que efectivamente estos valores son los óptimos, se realiza la simulación del sistema con estos parámetros geométricos para conocer el *Etendue* y eficiencia energética que tiene.

En la Tabla 3.13 se comparan los valores de *Etendue* y eficiencia energética obtenidos mediante StatGraphics, con los calculados mediante la simulación del sistema en SolTrace utilizando los valores óptimos dados por StatGraphics. Se presenta el porcentaje de error que se tiene entre los valores obtenidos por StatGraphics y los simulados en SolTrace.

Tabla 3.13. Resultados de simulación de parámetros óptimos.

Factor	Simulado	StatGraphics	Error
Etendue	0,68	0,71	4,23%
Eficiencia energética	0,45	0,46	2,17%
Eficiencia del sistema	0,31	0,32	6,31%

(Fuente: Propia)

Existe apenas un 4,23 % de error en *Etendue* que significa que el análisis realizado en StatGraphics presenta valores muy aproximados a los simulados por lo que se puede tener confianza en los valores óptimos obtenidos. Con relación a las demás configuraciones, estos valores se encuentran en los niveles mayores por lo que se verifica que realmente son los óptimos de este grupo de configuraciones. Además, en el ANEXO XII se puede observar que la configuración de altura 3,5 [m], ancho 10 [cm] y separación 5 [cm] es la de mayor eficiencia del sistema con un 0,31 y en este caso es la configuración que mayor se aproxima a los valores óptimos anteriormente presentados.

3.6. Rangos de aceptación para las variables geométricas analizadas

Se presentan los rangos de ancho y separación en función de la altura del receptor en la Tabla 3.14. Estos datos fueron obtenidos directamente de la Figura 3.13 realizada en StatGraphics.

Tabla 3.14. Rangos de aceptación para las variables geométricas analizadas.

Altura [cm]	Separación mínima [cm]	Separación máxima [cm]	Ancho mínimo [cm]	Ancho máximo [cm]
100,0	-	-	-	-
160,0	5,0	5,2	10,0	10,2
200,0	5,0	6,0	10,0	13,6
250,0	5,0	6,8	10,0	14,4
300,0	5,0	6,6	10,0	16,8
350,0	5,0	6,2	10,0	18,8
400,0	5,0	7,0	12,2	18,8
450,0	5,0	6,0	12,0	20,0

500,0	5,0	5,8	13,0	18,8
530,0	5,0	5,0	17,0	17,2
550,0	-	-	-	-

(Fuente: Propia)

Según la Tabla 3.14 para el parámetro geométrico del ancho de los reflectores primarios se acepta un rango desde los 10 cm hasta los 20 cm. Este rango es el principal para la obtención de potencia del sistema y se manejan valores que se encuentran aproximados al valor del ancho del receptor.

Para el parámetro geométrico de la separación entre reflectores primarios se acepta un rango desde los 5 cm hasta los 7 cm. Este rango es el más influyente en el valor de *Etendue* del sistema y se requiere que sea el menor posible.

Para el parámetro geométrico de la altura del receptor con respecto al campo de espejos se acepta un rango desde los 160 cm hasta los 530 cm. Como se manifestó anteriormente la apertura de los reflectores secundarios al campo de espejos depende directamente de este parámetro.

3.7. Discusión de los resultados de los rangos

En la Tabla 3.15 se presentan los parámetros utilizados en estudios realizados de reflectores lineales de Fresnel donde se puede comparar los rangos presentados como resultados.

Tabla 3.15. Configuraciones utilizadas en estudios relacionados.

Referencia	[26]	[24]	[5]	[38]	[44]	[45]	[46]
Nro. de reflectores primarios	25	50	14	12	40	32	11
Separación entre reflectores [m]	0,25	0,12	-	0,43	0,07	0,08	0,05
Longitud reflectores primarios [m]	5,00	-	6,42	12,00	10,00	2,50	1,50
Ancho de reflectores primarios [m]	0,60	0,11	-	1,07	0,10	0,07	0,10
Altura del receptor [m]	8,00	7,00	8,03	7,90	3,20	2,50	1,76
Longitud del receptor [m]	5,00	-	6,42	12,00	10,00	1,00	1,50
Ancho del receptor [m]	0,50	0,09	0,30	0,43	0,20	0,08	0,26
Reflectividad de los espejos	0,93	0,94	-	0,94	0,94	-	0,85

(Fuente: Propia)

Se debe tomar en cuenta que estas configuraciones fueron utilizadas en investigaciones sobre LFR, por lo que se consideran aptas para la discusión con los rangos obtenidos.

Estos rangos no se pueden comparar con sistemas utilizados en plantas solares ya consolidadas para una generación amplia de energía.

Para una mayor comprensión, se realiza una comparación o escalamiento de este sistema óptimo con una planta termoeléctrica Puerto Errado 2 vigente en Murcia-España. En la Tabla 3.16 se presentan los datos principales de la planta termoeléctrica Puerto Errado 2 [22].

Tabla 3.16. Datos de planta termoeléctrica Puerto Errado 2.

Factor	Puerto Errado 2	
Generación eléctrica	49	GWh/año
Área de la planta	302.000	m^2
# de líneas	28	Líneas
Longitud de la línea	940	m
Ancho de línea	16	m
Potencia térmica	11,5	MW

(Fuente:[22])

Una relación de área entre la planta Puerto Errado 2 y el sistema óptimo da una relación de 8114 veces el sistema óptimo. Para la comparación entre la planta de Puerto Errado 2 y la configuración optima obtenida, se presentan en la Tabla 3.17 los valores de un subsistema de la planta al igual que los de la configuración óptima obtenida.

Tabla 3.17. Subsistema de la planta Puerto Errado 2.

Factor	Puerto Errado 2		Configuración óptima		Relación
Nro. de espejos	15	unidades	20	unidades	0,75
ancho espejos	1	m	13,86	cm	7
separación	6	cm	5	cm	1,2
largo	5	m	10	m	0,5
alto	10	m	3,5	m	3
Área	79,5	m^2	37,72	m^2	2,1

(Fuente: Propia)

La relación de área entre estos dos sistemas es de 2,1, principalmente por el largo de los espejos que tiene una relación de 1 a 2. No se puede comparar potencias ni energía anual porque los valores de DNI varían de acuerdo con la ubicación geográfica, día y hora del año.

El número de reflectores primarios utilizados se encuentran dentro del número utilizado por estos estudios. En el rango de separación se observa que en los estudios utilizan

separaciones de hasta 43 cm debido al ancho de espejo utilizado, pero si se comparan los estudios a los anchos utilizados para la obtención del rango, se tienen valores dentro de los presentados en la Tabla 3.15. En el ancho de igual manera entra en el rango utilizado en estos estudios.

En el alto del receptor se puede observar que la mayoría de los estudios utiliza alturas desde los 1,76 hasta los 8 metros priorizando una gran altura para una mayor obtención de energía como se analizó anteriormente. Con las configuraciones presentadas en la Tabla 3.15 se puede asegurar que la respuesta de los rangos obtenidos se encuentra dentro de los utilizados comúnmente en investigaciones relacionadas con LFR.

4. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

4.1. Conclusiones

Se desarrolló un programa para el cálculo de: la inclinación, sombras y bloqueos entre espejos del campo de reflectores de un concentrador Fresnel para cualquier configuración, fecha y hora del año. Se validó numéricamente el programa desarrollado mediante la comparación con resultados obtenidos en el programa SolTrace. Se calculó la eficiencia energética anual y el *Etendue* del sistema para cada configuración generada y se estudió en StatGraphics. Se obtuvo un rango de aceptación de las variables geométricas de ancho, altura y separación del campo de reflectores.

El *Etendue* tiene relación directa solo con el campo de reflectores primarios por lo que no importa si el receptor posee o no reflectores secundarios. Este parámetro busca que exista la mayor utilización del recurso solar que entra al sistema y pueda ser aprovechado por el receptor.

La pérdida de recurso solar en el sistema se da principalmente por los parámetros de separación y ancho del reflector. Mientras más separación se tenga entre los reflectores, mayor pérdida de recurso solar se tiene. Con respecto al ancho del reflector, este debe tener un valor aproximado al ancho del receptor de lo contrario se tienen pérdidas por exceso o insuficiencia de área reflejada hacia el receptor.

Se obtiene mayor energía anual en un ancho de 30 cm porque se tiene una mayor área útil de campo, pero para poder comparar la eficiencia energética de cada configuración se debe relacionar la energía anual que llega al receptor con relación a la energía anual que ingresa al campo. Según los resultados de eficiencia energética se concluye que, al tener un ancho del reflector aproximado al ancho del receptor, se tiene mayor energía concentrada.

La influencia de los reflectores secundarios es un poco contradictoria ya que a primeras y últimas horas del día perjudica a la ganancia de potencia del sistema mientras que en las horas del mediodía ayuda al incremento considerable de potencia del sistema. Este efecto se da por el ángulo de apertura que generan los reflectores secundarios y limitan el área reflejada del campo de espejos. Al ser las horas del mediodía las más influyentes se priorizan las mejores configuraciones conforme con la energía a mediodía.

La superficie de respuesta presentada en la Figura 3.13 y obtenida mediante el análisis realizado en StatGraphics, presenta al rango de mayor deseabilidad como un volumen

con una geometría no regular, lo que conlleva a definir correlaciones entre los parámetros geométricos para definir dicho volumen.

El análisis de resultados se lo hizo para un día representativo por el motivo de que el comportamiento de las configuraciones para los demás días sigue una misma tendencia.

4.2. Recomendaciones

Debido al problema que existe en los solsticios en donde se tiene un área donde no puede acceder el recurso solar por el efecto del ángulo de declinación, se recomienda realizar un estudio sobre un receptor móvil el que ayudará a disminuir estas pérdidas.

A parte del rango de los parámetros geométricos presentados, se necesita encontrar las correlaciones entre estos, ya que la eficiencia energética y el *Etendue* del sistema son indicadores del comportamiento de la configuración geométrica de acuerdo con la relación que se tiene entre sus parámetros.

4.3. Trabajos futuros

Estudiar la posibilidad del uso de un receptor móvil, el cual se ubique en la posición con mayor incidencia de recurso solar proveniente del campo de reflectores, para disminuir la pérdida por declinación del sol. Este problema se tiene principalmente en los solsticios por lo que el estudio debe ser enfocado a estos días.

La construcción de un dispositivo de estudio de un reflector lineal de Fresnel en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica Nacional basándose en los rangos obtenidos en el presente estudio o escalados al área que se requiera.

El estudio de nanofluidos como fluido térmico utilizado en este tipo de sistemas para el aumento de la transferencia de calor, tomando en cuenta el costo-beneficio de este tipo de fluidos.

Analizar la propuesta de la variación de la altura de cada reflector primario del campo de espejos en función de la hora del día. El propósito de este análisis sería la disminución de las sombras a las primeras y últimas horas del día.

Referencias Bibliográficas

[1] A. Boero, “Modelling and Simulation of a Solar Powered Absorption Cooling System in a Tropical Climate City for Small-Scale Application,” University of Nottingham, 2012.

[2] CONELEC, “Atlas solar del ecuador,” *Conelec*, pp. 1–51, 2008.

[3] D. A. Baharoon, H. A. Rahman, W. Z. W. Omar, and S. O. Fadhl, “Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41. pp. 996–1027, 2015.

[4] F. Veynandt, *Cogénération héliothermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel : modélisation de l’ensemble du procédé*. 2011.

[5] S. Perini, X. Tonnellier, P. King, and C. Sansom, “Theoretical and experimental analysis of an innovative dual-axis tracking linear Fresnel lenses concentrated solar thermal collector,” *Solar Energy*, vol. 153, pp. 679–690, 2017.

[6] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes Solar Engineering*. 2013.

[7] M. Iqbal, *An Introduction to Solar Radiation*. Academic Press, 1983.

[8] M. Blanco and L. R. Santigosa, *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*. 2016.

[9] R. Manikumar, A. Valan Arasu, and S. Jayaraj, “Numerical Simulation of a Trapezoidal Cavity Absorber in the Linear Fresnel Reflector Solar Concentrator System,” *International Journal of Green Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 344–363, 2014.

[10] OECD/IEA, “Monthly electricity statistics,” 2017.

[11] B. Dudley, “BP Energy Outlook - 2017 edition,” 2017.

[12] CIIFEN, “CIIFEN - Centro Internacional para la Investigación del Fenómeno de El Niño,” 2017. [Online]. Available: http://www.ciifen.org/index.php%3Foption%3Dcom_content%26view%3Dcategory%26layout%3Dblog%26id%3D99%26Itemid%3D132%26lang%3Des. [Accessed: 10-Jan-2018].

[13] Global Carbon Project, “CO2 Emissions | Global Carbon Atlas,” 2015. [Online]. Available: http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions. [Accessed: 07-Jul-2017].

[14] D. Delgado, “Balance Energético Nacional 2016 - Año Base 2015,” Quito, 2016.

[15] World Energy Council, “World Energy Resources: Solar 2016,” pp. 1–28, 2016.

[16] REN21, “RED DE POLÍTICAS EN ENERGÍA RENOVABLE PARA EL SIGLO.”

[17] “Energía Solar Térmica en Ecuador.” [Online]. Available: http://www.energiasolar.lat/solar-termica-ecuador/. [Accessed: 03-Jul-2017].

[18] D. Cañar, “Energía Solar Térmica para generación de electricidad en el Ecuador,” p. 94, 2014.

[19] Y. Qiu, Y.-L. He, M. Wu, and Z.-J. Zheng, “A comprehensive model for optical and thermal characterization of a linear Fresnel solar reflector with a trapezoidal cavity receiver,” 2016.

[20] P. G. International, “Energía Solar Termoeléctrica, Perspectiva Mundial 2016,” pp. 50–52, 2016.

[21] D. C. Jaramillo Cobos, “Modelación y simulación del comportamiento térmico de un receptor de media temperatura tipo Fresnel de geometría trapezoidal.,” Apr. 2017.

[22] “Concentrating Solar Power Projects - Puerto Errado 2 Thermosolar Power Plant | Concentrating Solar Power | NREL.” [Online]. Available: https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=159. [Accessed: 28-Jul-2018].

[23] D. Mills, “Advances in solar thermal electricity technology,” *Solar Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 19–31, 2004.

[24] G. Zhu, “New adaptive method to optimize the secondary reflector of linear Fresnel collectors,” *Solar Energy*, vol. 144, pp. 117–126, 2017.

[25] A. Kasaeian, A. T. Eshghi, and M. Sameti, “A review on the applications of nanofluids in solar energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43. pp. 584–598, 2015.

[26] M. J. Montes, C. Rubbia, R. Abbas, and J. M. Martínez-Val, “A comparative analysis of configurations of linear fresnel collectors for concentrating solar power,” *Energy*, vol. 73, pp. 192–203, 2014.

[27] R. Abbas and J. M. Martínez-Val, “Analytic optical design of linear Fresnel collectors with variable widths and shifts of mirrors,” *Renewable Energy*, vol. 75, pp. 81–92, Mar. 2015.

[28] P. Boito and R. Grena, “Optimization of the geometry of Fresnel linear collectors,” *Solar Energy*, vol. 135, pp. 479–486, Oct. 2016.

[29] A. Rungasamy, K. Craig, J. Meyer Graduate student PrEng, and P. PrEng, “ScienceDirect 3-D CFD modeling of a slanted receiver in a compact linear Fresnel plant with etendue-matched mirror field,” *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 188–197, 2015.

[30] R. Ae, C. Kj, and J. P. Meyer, “Receiver optimization for an etendue conserving compact linear fresnel,” no. May, pp. 266–271, 2015.

[31] Z. D. Cheng, Y. L. He, B. C. Du, K. Wang, and Q. Liang, “Geometric optimization on optical performance of parabolic trough solar collector systems using particle swarm optimization algorithm,” *Applied Energy*, vol. 148, pp. 282–293, 2015.

[32] F. Ordóñez and D. Jaramillo, “Thermal Performance Model and Parametric Studies of a Trapezoidal Fresnel Solar Receiver,” 2017.

[33] D. Vaca, “Escuela Politécnica Nacional,” ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2018.

[34] J. Gonzáles Aguilar, “Sesión 4. Simulación con trazado de rayos. El código Soltrace,” 2016.

[35] M. Maliage and T. H. Roos, “THE FLUX DISTRIBUTION FROM A 1.25M 2 TARGET ALIGNED HELIOSTAT: COMPARISON OF RAY TRACING AND EXPERIMENTAL RESULTS,” 2012.

[36] T. Wendelin, A. Dobos, and A. Lewandowski, “SolTrace: A Ray-Tracing Code for Complex Solar Optical Systems,” *Contract*, no. October, 2013.

[37] M. F. Modest, “The Monte Carlo Method for Surface Exchange,” in *Radiative Heat Transfer*, 2013, pp. 247–266.

[38] G. S. Chaitanya Prasad, K. S. Reddy, and T. Sundararajan, “Optimization of solar linear Fresnel reflector system with secondary concentrator for uniform flux distribution over absorber tube,” 2017.

[39] D. Canavarro, J. Chaves, and M. Collares-Pereira, “Simultaneous Multiple Surface method for Linear Fresnel concentrators with tubular receiver,” *Solar Energy*, vol. 110, pp. 105–116, 2014.

[40] STATGRAPHICS, “Optimización de múltiples respuestas,” *StatPoint, Inc*, pp. 1–16, 2006.

[41] V. Sharma, “ScienceDirect Hourly and monthly variation in shading and blocking of aperture area in a linear fresnel reflector field,” *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 233–241, 2014.

[42] A. Abbood, “A comprehensive solar angles simulation and calculation using matlab,” *Journal Of Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 615–626, 2011.

[43] A. Barbón, N. Barbón, L. Bayón, and J. A. Otero, “Optimization of the length and position of the absorber tube in small-scale Linear Fresnel Concentrators,” 2016.

[44] M. A. Revelo Benavides and S. Salazar Muñoz, “Diseño y simulación de un colector solar lineal de Fresnel para la producción de vapor en base a las condiciones climáticas de la ciudad de Quito,” Quito, 2015., 2015.

[45] E. S. O, “Diseño , Construcción Y Utilización De Un Concentrador Solar Tipo Fresnel Lineal Para Desalinización,” *XIX Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XIX- SPES), Puno, 12 -17.11.2012*, no. Idic, pp. 12–17, 2012.

[46] G. Mokhtar, B. Boussad, and S. Noureddine, “A linear Fresnel reflector as a solar system for heating water: Theoretical and experimental study,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 8, pp. 176–186, Sep. 2016.

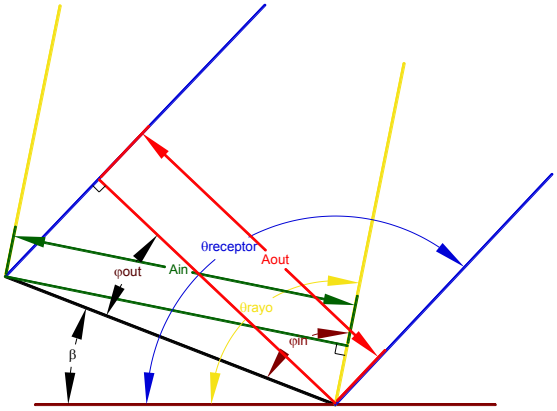
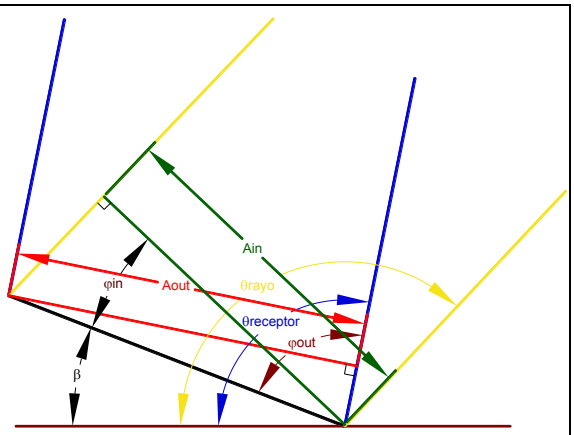
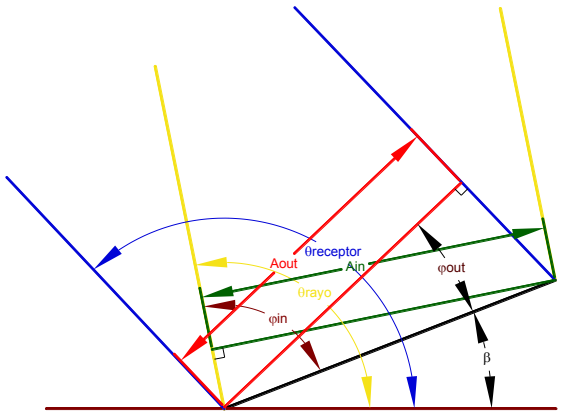
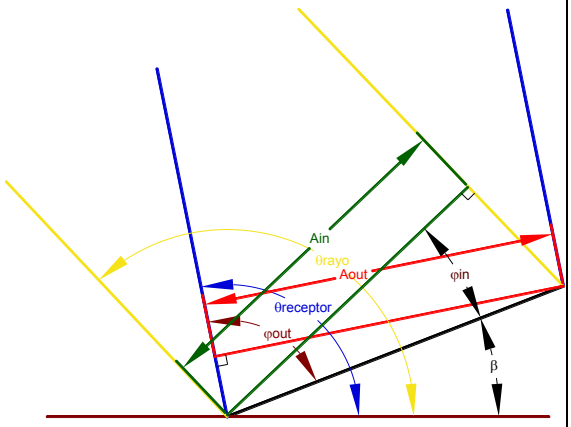
[47] M. T. Hussein, “Enhanced Model Of One Axis-Two Positions Manual Tracking Photovoltaic Panels For Lighting Projects In Palestine ENHANCED MODEL OF ONE AXIS-TWO POSITIONS MANUAL TRACKING,” no. January, 2010.

Anexos

ANEXO I. Relaciones entre el área de entrada y salida de los rayos en la superficie del reflector.

Se presentan las relaciones entre áreas para cada caso en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Relaciones entre áreas de entrada y salida del reflector.

	
$\beta < 0$	$\beta < 0$
$\theta_{rayo} < \theta_{receptor}$	$\theta_{rayo} > \theta_{receptor}$
$\varphi_{in} = \theta_{rayo} - \beta$	$\varphi_{in} = \theta_{rayo} - 90 - \beta$
$\varphi_{out} = \theta_{receptor} - 90 - \beta$	$\varphi_{out} = \theta_{receptor} - \beta$
$A_{in} = w * L * \sin(\varphi_{in})$	$A_{in} = w * L * \cos(\varphi_{in})$
$A_{out} = (w * L - A_s - A_b) * \cos(\varphi_{out})$	$A_{out} = (w * L - A_s - A_b) * \sin(\varphi_{out})$
	
$\beta > 0$	$\beta > 0$
$\theta_{rayo} > \theta_{receptor}$	$\theta_{rayo} < \theta_{receptor}$
$\varphi_{in} = 180 - \theta_{rayo} - \beta$	$\varphi_{in} = 90 - \theta_{rayo} - \beta$
$\varphi_{out} = 90 - \theta_{receptor} - \beta$	$\varphi_{out} = 180 - \theta_{receptor} - \beta$
$A_{in} = w * L * \sin(\varphi_{in})$	$A_{in} = w * L * \cos(\varphi_{in})$
$A_{out} = (w * L - A_s - A_b) * \cos(\varphi_{out})$	$A_{out} = (w * L - A_s - A_b) * \sin(\varphi_{out})$

(Fuente: Propia)

ANEXO II. Ejemplo de cálculo para una configuración

Se introducen los datos de entrada presentados en la Tabla 4.2

Tabla 4.2. Datos de entrada para ejemplo de cálculo.

Entradas		
Fecha	6/21/2017	MM/DD/AA
Hora civil	17	horas
Latitud local (Quito)	-0,2298	º sexagesimales
Longitud local (Quito) (L_{loc})	78,488	º sexagesimales

(Fuente: Propia)

El programa de Excel calcula el vector solar con las fórmulas de la Tabla 4.3 y Tabla 4.4.

Tabla 4.3. Ejemplo de cálculo de la hora solar.

Hora solar		
factor B	$B = (n-1) * \frac{360}{365} = 168{,}658$	º
Ecuación del tiempo	$E = 229{,}2 * (0{,}000075 + 0{,}001868 * cosB - 0{,}032077 * sinB - 0{,}014615 * cos2B - 0{,}04089 * sin2B) = -1{,}325$	Min
Longitud estándar (L_{st})	15*5=75	º
Hora solar local (Hr)	$Hr = Standard\ time + 4(L_{st} - L_{loc}) + E = 16{,}745$	Horas

(Fuente: Propia)

Tabla 4.4. Ejemplo de cálculo del vector unitario solar.

Posición del sol		
Número del día (*n*)	172	febrero 28 días
Ángulo horario (ω)	$\omega = 15 * (Hr - 12) = 15 * (16{,}745 - 12) = 71{,}181$	º
Declinación (δ)	$\delta = 23{,}450 * \sin\left(360 * \frac{284+n}{365}\right) = 23{,}450$	º
Altitud solar (α_s)	$\alpha_s = \text{asin}(cosLat * cos\delta * cos\omega + sinLat * sin\delta) = 17{,}118$	º
Azimuth (γ_s)	$\gamma_s = sign(\omega)\left\lvert \text{acos}\left(\frac{sin\alpha_s\ sinLat - sin\delta}{cos\alpha_s\ cosLat}\right)\right\rvert = -65{,}315$	º
Vector unitario solar		
Vsol(x)	$\vec{x} = sin\gamma_s\ cos\alpha_s = 0{,}868$	(+) Este
Vsol(y)	$\vec{y} = sin\alpha_s = 0{,}294$	(+) Zenith
Vsol(z)	$\vec{z} = cos\gamma_s\ sin\alpha_s = 0{,}399$	(+) Sur

(Fuente: Propia)

Para obtener las coordenadas del receptor en SolTrace se utilizan los datos de la Tabla 4.5 y se realizan los cálculos de la Tabla 4.6.

Tabla 4.5. Geometría del concentrador para ejemplo de cálculo.

Geometría del concentrador		
Longitud	10,00	m
Ancho placa central	17,94	cm
Ancho reflector secundarios	7,10	cm
Ángulo de inclinación	60,00	º
Coordenada real en *Y*	3,50	m

(Fuente: Propia)

Tabla 4.6. Ejemplo de cálculo de las coordenadas del receptor y ref. sec. en SolTrace.

Nombre	Fórmula	Resultado
X_{coord}	$\frac{Ancho\ placa\ central}{2*100}+\frac{Ancho\ ref\ sec}{2*100}*\cos(\alpha_{inc})$ $=\frac{17{,}94}{200}+\frac{7{,}10}{200}*\cos(60)$	$0{,}10745\ [m]$
Y_{coord}	$\frac{Ancho\ placa\ central}{2*100}*\sin(\alpha_{inc})=\frac{17{,}94}{200}*\sin(60)$	$3{,}46926\ [m]$
Y_{aim}	$Y_{real}-100$	$-96{,}5\ [m]$
X_{aim}	$Y_{aim}*\tan(\alpha_{inc})=-96{,}5*\tan(60)$	$-167{,}1429\ [m]$

(Fuente: Propia)

A continuación, se presenta en la Tabla 4.7 los valores ingresados en SolTrace para el receptor.

Tabla 4.7. Valores del receptor para el ejemplo de cálculo.

X-Coord.	Y-Coord.	Z-Coord.	X-AimPt.	Y-AimPt.	Z-AimPt.	Z-Rot
0	3,5	0	1E-100	-96,5	0	0
0,10745	3,46926	0	-167,14290	-96,5	0	0
-0,10745	3,46926	0	167,14290	-96,5	0	0

(Fuente: Propia)

- Para obtener las coordenadas de los reflectores en SolTrace se usan los datos de la Tabla 4.8

Tabla 4.8. Geometría del reflector para ejemplo de cálculo.

Parámetro	Valor	Unidades
Separación entre reflectores	25,00	cm
Ancho del reflector	30,00	cm
Largo del reflector	10,00	m
Coordenada real en x (1er reflector)	-5,35	m

(Fuente: Propia)

Se calcula la diagonal del centro de cada espejo al centro del receptor (en Z es 0) por lo tanto se trabaja en un vector en las dimensiones *X* y *Y*. Se usan las fórmulas de la Tabla 4.9.

Tabla 4.9. Ejemplo de cálculo de las coordenadas del reflector en SolTrace.

Nombre	Fórmula	Resultado
Diagonal reflector-receptor	$d_{\overline{ref}_{rec}} = \sqrt{\left(X_{real} - X_{receptor}\right)^2 + \left(Y_{real} - Y_{receptor}\right)^2} = \sqrt{(-5{,}35 - 0)^2 + (0 - 3{,}50)^2}$	$6{,}39\ [m]$
Ángulo de la componente solar en *x*	$\overrightarrow{x_{\overline{ref}_{rec}}} = \frac{X_{receptor} - X_{real}}{d_{\overline{ref}_{rec}}} = \frac{0 - (-5{,}35)}{6{,}39}$	0,84 [rad]
Ángulo de la componente solar en *y*	$\overrightarrow{y_{\overline{ref}_{rec}}} = \frac{Y_{receptor} - Y_{real}}{d_{\overline{ref}_{rec}}} = \frac{3{,}50 - 0}{6{,}39}$	0,55 [rad]
Angulo de salida del rayo	$\theta_{rayo} = \operatorname{atan}\left(\frac{\vec{y}}{\vec{x}}\right) = \operatorname{atan}\left(\frac{0{,}29}{0{,}87}\right)$	$18{,}72º$
Angulo del receptor	$\theta_{receptor} = \operatorname{atan}\left(\frac{\overrightarrow{y_{\overline{ref}_{rec}}}}{\overrightarrow{x_{\overline{ref}_{rec}}}}\right) = \operatorname{atan}\left(\frac{0{,}55}{0{,}84}\right)$	$33{,}19º$
Angulo normal al reflector	$\theta_{normal} = abs\left(\frac{\theta_{receptor} - \theta_{rayo}}{2}\right) + \min(\theta_{receptor}\ ,\ \theta_{rayo}) = abs\left(\frac{33{,}19º - 18{,}72º}{2}\right) + 18{,}72º$	$25{,}96º$
Componente *x* normal al reflector	$x_{normal} = \cos(\theta_{normal}) = \cos(25{,}96º)$	0,90
Componente *y* normal al reflector	$y_{normal} = \sin(\theta_{normal}) = \sin(25{,}96º)$	0,4377
Ángulo de inclinación del reflector	$\beta_i = 90 - \theta_{normal} = 90 - 25{,}96º$	$64{,}04º$
Componente objetivo en *x*	$x_{aim} = x_{real} + 100 * x_{normal} = -5{,}35 + 100 * 0{,}90$	84,56
Componente objetivo en *y*	$y_{aim} = y_{real} + 100 * y_{normal} = 0 + 100 * 0{,}4377$	43,77

(Fuente: Propia)

El factor de 100 es una distancia general entre el sol del programa y los elementos simulados para el cálculo de la inclinación de cada espejo.

A continuación, se presenta en la Tabla 4.10 los valores ingresados en SolTrace para el campo de reflectores de la configuración utilizada.

Tabla 4.10. Valores del reflector para el ejemplo de cálculo.

X-Coord.	Y-Coord.	Z-Coord.	X-AimPt.	Y-AimPt.	Z-AimPt.	Z-Rot
-5,35	0	0	84,5609	43,7725	0	0
-4,80	0	0	83,9723	46,0377	0	0
-4,25	0	0	83,1285	48,6313	0	0
-3,70	0	0	81,9567	51,6036	0	0
-3,15	0	0	80,3648	55,0025	0	0
-2,60	0	0	78,2414	58,8615	0	0
-2,05	0	0	75,4629	63,1803	0	0
-1,50	0	0	71,9168	67,8968	0	0
-0,95	0	0	67,5436	72,8603	0	0
-0,40	0	0	62,3930	77,8270	0	0
0,40	0	0	53,9499	84,4536	0	0
0,95	0	0	47,9661	88,2581	0	0
1,50	0	0	42,2349	91,3273	0	0
2,05	0	0	37,0031	93,6925	0	0
2,60	0	0	32,3944	95,4583	0	0
3,15	0	0	28,4314	96,7515	0	0
3,70	0	0	25,0748	97,6889	0	0
4,25	0	0	22,2571	98,3654	0	0
4,80	0	0	19,9033	98,8529	0	0
5,35	0	0	17,9425	99,2040	0	0

(Fuente: Propia)

- Cálculo de sombras y bloqueos en la geometría del sistema
    - Área de sombras
        - Ancho sombra frontal

Tabla 4.11. Ejemplo de cálculo del ancho de sombra frontal.

Nombre	Fórmula	Resultado
Ángulo suplementario del triángulo exterior	$\angle C_1 = 180 - \beta_i - \theta_{rayo} = 180 - 64{,}04 - 18{,}72$	$97{,}23º$
Lado inferior del triángulo exterior	$C_1 = \frac{w_{del\ reflector}}{2} * \frac{\sin(\angle C_1)}{\sin(\theta_{rayo})} = \frac{0{,}3}{2} * \frac{\sin(97{,}23)}{\sin(18{,}72)}$	$0{,}4635\ [m]$
Lado inferior del triángulo interior	$C_2 = C_1 - p = 0{,}4635 - 0{,}55$	$-0{,}0865\ [m]$
Ancho de sombra de la mitad del reflector $(i+1)$	$W'_{s_2} = C_2 * \frac{\sin(\theta_{rayo})}{\sin(\angle C_1)} = -0{,}0865 * \frac{\sin(18{,}72)}{\sin(97{,}23)}$	$-0{,}0281\ [m]$
Ancho sombra frontal del reflector $(i+1)$	$W_{s_2} = \frac{w_{del\ reflector}}{2} + W'_{s_2} = \frac{0{,}30}{2} - 0{,}0281$	$0{,}1219\ [m]$

(Fuente: Propia)

- Ancho sombra lateral

Tabla 4.12. Ejemplo de cálculo del ancho de sombra lateral.

Nombre	Fórmula	Unidades
Lado lateral del triángulo exterior	$P = \frac{w}{2} * \frac{\sin(\beta_i)}{\sin(\theta_{rayo})} = \frac{0{,}30}{2} * \frac{\sin(64{,}04)}{\sin(18{,}72)}$	$0{,}4201\ [m]$
Lado lateral del triángulo interior	$P_2 = W'_{s_2} * \frac{\sin(\beta_2)}{\sin(\theta_{rayo})} = -0{,}0281 * \frac{\sin(62{,}59)}{\sin(18{,}72)}$	$0{,}4934\ [m]$
Longitud de la proyección del rayo solar hacia el reflector (i+1)	$P_1 = P - P_2 = 0{,}4201 - 0{,}4934$	$-0{,}0786\ [m]$
Ancho de sombra lateral del reflector (i+1)	$W_{L_2} = P_1 * \tan(90 - \gamma_s) = -0{,}0786 * \tan(90 + 65{,}315)$	$0{,}2268\ [m]$

(Fuente: Propia)

Por último, se calcula el área de sombra del reflector (Ecuación (2.1)).

$$A_{s_i} = W_{s_i} * L - W_{L_i} * W_{s_i} = 0{,}1219 * 10 - 0{,}2268 * 0{,}1219 = \ 1{,}19\ [m^2]$$

- Área de bloqueo

  - Ancho de bloqueo

Tabla 4.13. Ejemplo de cálculo del ancho de bloqueo.

Nombre	Fórmula	Resultado
Ángulo suplementario del triángulo inferior	$\lambda_2 = 180 - \beta_{i+1} - \theta_{receptor_{i+1}} = 180 - 62{,}59 - 33{,}19$	$84{,}22º$
Ángulo suplementario del triángulo superior	$\lambda_1 = 180 - \beta_i - \theta_{receptor_{i+1}} = 180 - 64{,}04 - 33{,}19$	$82{,}77º$
Lado horizontal del triángulo inferior	$d_2 = \frac{w}{2} * \frac{\sin(\lambda_2)}{\sin(\theta_{receptor_{i+1}})} = \frac{0{,}3}{2} * \frac{\sin(84{,}22)}{\sin(33{,}19)}$	$0{,}2726\ [m]$
Complemento de la separación entre centros y d_2	$d_1 = p - d_2 = 0{,}55 - 0{,}2726$	$0{,}2774\ [m]$
Ancho no bloqueado de la mitad del reflector	$W'_{b_i} = d_1 * \frac{\sin(\theta_{receptores_{i+1}})}{\sin(\lambda_1)} = 0{,}2774 * \frac{\sin(33{,}19)}{\sin(82{,}77)}$	$0{,}1531\ [m]$
Ancho total de bloqueo del reflector	$W_{b_i} = \frac{w}{2} - W'_{b_i} = \frac{0{,}3}{2} - 0{,}1531$	$-0{,}0031\ [m]$

(Fuente: Propia)

Por último, se calcula el área de bloqueo del reflector (Ecuación (2.2)).

$$A_{b_i} = W_{b_i} * L \ = -0{,}0031 * 10 = 0\ [m^2]$$

El ancho es negativo lo que quiere decir que no existe área de bloqueo. A esta hora ningún reflector del sistema tiene área de bloqueo.

- Cálculo del *Etendue* de la configuración

Siguiendo con la misma configuración se realiza el cálculo del *Etendue* para el primer reflector de la siguiente manera.

Área de apertura de entrada de rayos

$$A_{in} = w * L \ = 0{,}3 * 10 = 3\ [m^2]$$

Área de apertura de salida de rayos

$$A_{out} = w * L - A_{s_1} - A_{b_1} \ = 0{,}3 * 10 - 1{,}19 - 0 = 1{,}81\ [m^2]$$

Etendue del reflector (Ecuación (2.8))

$$U_{ref} = \frac{A_{out}}{A_{in}} = \frac{1{,}81}{3} = 0.6$$

A continuación, se presenta la tabla de valores obtenidos de *Etendue* en el programa de Excel para el campo de reflectores de la configuración utilizada.

Tabla 4.14. Valores de *Etendue* para el ejemplo de cálculo.

Áreas [m^2]				
Sombreada	Bloqueada	Entrada	Salida	*Etendue*
1,19	0,00	3,00	1,81	0,60
1,19	0,00	3,00	1,81	0,60
1,18	0,00	3,00	1,82	0,61
1,16	0,00	3,00	1,84	0,61
1,15	0,00	3,00	1,85	0,62
1,12	0,00	3,00	1,88	0,63
1,08	0,00	3,00	1,92	0,64
1,03	0,00	3,00	1,97	0,66
0,96	0,00	3,00	2,04	0,68
0,00	0,00	3,00	3,00	1,00
0,67	0,00	3,00	2,33	0,78
0,50	0,00	3,00	2,50	0,83
0,31	0,00	3,00	2,69	0,90
0,11	0,00	3,00	2,89	0,96
0,00	0,00	3,00	3,00	1,00
0,00	0,00	3,00	3,00	1,00

0,00	0,00	3,00	3,00	1,00
0,00	0,00	3,00	3,00	1,00
0,00	0,00	3,00	3,00	1,00
0,00	0,00	3,00	3,00	1,00

(Fuente: Propia)

De igual manera para el cálculo del *Etendue* del sistema se toma en cuenta toda el área de entrada y de salida del campo de espejos y se lo calcula de la siguiente manera.

Tabla 4.15. Ejemplo de cálculo del *Etendue* del sistema.

Nombre	Fórmula	Resultado
Ain sun	$A_{in_t} = ((x_{real_{i-1}} - x_{real_i}) + w) * \mathrm{L} * \sin(\theta_{rayo})$	35,31 $[m^2]$
Aout ref	$A_{out_t} = sum(A_{out})$	35,10 $[m^2]$
Usist	$U_{sist} = \frac{A_{in_t}}{A_{out_t}}$	0,99

(Fuente: Propia)

- Cálculo de eficiencia energética anual de la configuración

En este caso se utiliza la configuración anterior, pero se realiza el cálculo anual esto quiere decir para todas las horas y fechas representativas.

- Cálculo de energía anual para horas de la mañana con reflectores secundarios para la configuración del ejemplo

$$E_{día1} = (Pot_{7am} + Pot_{8am}) = (4430{,}99 + 18350{,}2) = \ 22781{,}19\ [Wh]$$

Ahora se necesita conocer la energía obtenida entre los días representativos para lo cual se utiliza la Ecuación (2.4).

$$E_{rep} = 23 * E_{día1} + 46 * E_{día2} + 23 * E_{día3}$$
$$= 23 * 22781{,}19 + 46 * 22663{,}29 + 23 * 18829{,}63 = 1999560{,}2\ [Wh]$$

Finalmente, para la energía anual por configuración se usa la Ecuación (2.5)

$$E_{anual} = 4 * \frac{E_{rep}}{1E6} = 4 * \frac{1999560{,}2}{1E6} = 7{,}998\ [MWh]$$

- Cálculo de energía anual para horas del mediodía con reflectores secundarios para la configuración del ejemplo

$$E_{día1} = (3 * Pot_{10am}) + Pot_{12pm} = (3 * 24285{,}4) + 25465{,}7 = \ 98321{,}9\ [Wh]$$

Ahora se necesita conocer la energía obtenida entre los días representativos para lo cual se utiliza la siguiente fórmula.

$$E_{rep} = 23 * E_{día1} + 46 * E_{día2} + 23 * E_{día3} = 23 * 98321{,}9 + 46 * 82624{,}4 + 23 * 72724{,}3 = 7734785\ [Wh]$$

Finalmente, para la energía anual por configuración se tiene

$$E_{anual} = 4 * \frac{E_{rep}}{1E6} = 4 * \frac{7734785}{1E6} = 30{,}94\ [MWh]$$

- Cálculo de energía anual con reflectores secundarios para la configuración del ejemplo

$$E_{día1} = 2 * (Pot_{7am} + Pot_{8am} + 3 * Pot_{10am}) + Pot_{12pm} = 2 * (4430{,}99 + 18350{,}2 + 3 * 24285{,}4) + 25465{,}7 = 216740{,}48\ [Wh]$$

Ahora se necesita conocer la energía obtenida entre los días representativos para lo cual se utiliza la siguiente fórmula.

$$E_{rep} = 23 * E_{día1} + 46 * E_{día2} + 23 * E_{día3} = 23 * 216740 + 46 * 189270 + 23 * 164350 = 17472000\ [Wh]$$

Finalmente, para la energía anual por configuración se tiene

$$E_{anual} = 4 * \frac{E_{rep}}{1E6} = 4 * \frac{17472000}{1E6} = 69{,}8867\ [MWh]$$

- Cálculo de energía anual sin reflectores secundarios para la configuración del ejemplo (Ecuación (2.3))

$$E_{día1} = 2 * (Pot_{7am} + Pot_{8am} + 3 * Pot_{10am}) + Pot_{12pm} = 2 * (4456{,}01 + 18499{,}5 + 3 * 23948{,}3) + 25147{,}2 = 214748\ [Wh]$$

Ahora se necesita conocer la energía obtenida entre los días representativos para lo cual se utiliza la siguiente fórmula.

$$E_{rep} = 23 * E_{día1} + 46 * E_{día2} + 23 * E_{día3} = 23 * 214748 + 46 * 186586{,}1 + 23 * 161277{,}2 = 17231540\ [Wh]$$

Finalmente, para la energía anual por configuración se tiene

$$E_{anual} = 4 * \frac{E_{rep}}{1E6} = 4 * \frac{17231540}{1E6} = 68{,}926\ [MWh]$$

- Cálculo de energía anual para horas de la mañana sin reflectores secundarios para la configuración del ejemplo

$$E_{anual} = 4 * \frac{E_{rep}}{1E6} = 8{,}02975\ [MWh]$$

- Cálculo de energía anual para horas del mediodía sin reflectores secundarios para la configuración del ejemplo

$$E_{anual} = 4 * \frac{E_{rep}}{1E6} = 30{,}34997\ [MWh]$$

Eficiencia energética (Ecuación (2.6))

$$\eta_e = \frac{E_{receptor}}{E_{sist}} = \frac{69{,}8867}{262{,}6856} * 100 = 26{,}6\ \%$$

ANEXO III. Potencias para cada caso con reflectores secundarios.

En la Tabla 4.16 se presentan los resultados obtenidos mediante las simulaciones en el programa de SolTrace para cada hora y fecha representativos utilizando reflectores secundarios.

Tabla 4.16. Potencias para cada hora y fecha representativo con reflectores secundarios.

	Potencias para cada caso con reflectores secundarios [kW]											
Fecha	21/03				6-May				21/06			
Configuración	7	8	10	12	7	8	10	12	7	8	10	12
1_10_5	1,87	7,98	14,50	16,02	2,73	8,39	13,58	14,73	2,15	7,50	12,59	13,76
1_10_15	2,19	7,72	11,02	12,09	3,11	7,55	10,22	11,06	2,49	6,88	9,44	10,26
1_10_25	2,05	5,58	7,98	8,77	2,82	5,43	7,38	7,99	2,26	4,95	6,79	7,40
1_20_5	2,07	8,49	15,96	16,99	2,94	9,02	14,79	15,63	2,35	7,99	13,73	14,51
1_20_15	2,08	8,36	11,82	12,58	2,93	8,42	10,93	11,48	2,34	7,61	10,13	10,73
1_20_25	2,03	6,68	8,98	9,62	2,91	6,50	8,30	8,76	2,30	5,94	7,71	8,13
1_30_5	1,91	6,95	12,47	13,05	2,62	7,47	11,54	11,92	2,12	6,59	10,71	11,12
1_30_15	1,88	7,24	9,82	10,37	2,59	7,36	9,05	9,45	2,10	6,65	8,39	8,80
1_30_25	1,85	6,07	7,70	8,09	2,57	5,84	7,10	7,41	2,08	5,37	6,57	6,89
3,5_10_5	2,13	8,79	16,29	17,92	2,85	8,69	14,17	15,35	2,17	7,40	12,59	13,72
3,5_10_15	3,37	11,22	16,03	17,59	4,50	10,24	13,84	14,96	3,42	8,95	12,27	13,33
3,5_10_25	4,36	10,80	15,39	16,90	5,39	9,78	13,22	14,27	4,19	8,48	11,62	12,63
3,5_20_5	3,31	13,90	29,37	31,84	4,46	13,81	25,36	27,08	3,39	11,68	22,49	24,16
3,5_20_15	4,15	17,51	26,68	28,77	5,69	16,64	22,85	24,31	4,24	14,21	20,20	21,64
3,5_20_25	4,90	17,48	24,08	25,97	6,66	15,69	20,49	21,79	4,97	13,60	18,03	19,19
3,5_30_5	3,15	15,24	30,66	32,23	4,42	15,23	26,21	27,38	3,31	12,77	23,23	24,20
3,5_30_15	3,83	18,16	27,26	28,67	5,38	17,37	23,13	24,09	3,99	14,74	20,43	21,29
3,5_30_25	4,43	18,35	24,29	25,47	6,14	16,52	20,44	21,30	4,52	14,31	17,99	18,76
6_10_5	2,12	8,78	16,33	17,93	2,62	8,01	13,08	14,15	1,90	6,45	11,03	11,99
6_10_15	3,37	11,34	16,15	17,78	4,16	9,54	12,89	13,95	3,00	7,91	10,83	11,75
6_10_25	4,50	11,11	15,80	17,40	5,25	9,30	12,53	13,56	3,86	7,68	10,51	11,38
6_20_5	3,42	14,19	30,49	33,28	4,24	12,96	24,35	26,13	3,06	10,38	20,40	21,93
6_20_15	4,46	18,73	28,96	31,39	5,60	16,54	22,89	24,53	3,99	13,36	19,20	20,57
6_20_25	5,48	19,73	27,39	29,70	6,86	16,35	21,54	22,97	4,83	13,43	17,96	19,21
6_30_5	3,62	16,73	35,23	37,45	4,68	15,44	27,99	29,23	3,34	12,26	23,39	24,62
6_30_15	4,45	20,84	32,74	34,69	5,80	18,51	25,80	27,04	4,07	14,81	21,56	22,63
6_30_25	5,26	22,35	30,58	32,34	6,85	18,85	23,82	24,90	4,77	15,31	19,85	20,81

(Fuente: Propia)

ANEXO IV. Potencias para cada caso sin reflectores secundarios.

En la Tabla 4.17 se presentan los resultados obtenidos mediante las simulaciones en el programa de SolTrace para cada hora y fecha representativos sin la utilización de reflectores secundarios.

Tabla 4.17. Potencias para cada hora y fecha representativo sin reflectores secundarios.

	Potencias para cada caso sin reflectores secundarios [kW]											
Fecha	21/03				6-May				21/06			
Configuración	7	8	10	12	7	8	10	12	7	8	10	12
1_10_5	2,09	8,50	15,30	16,99	3,01	8,91	14,31	15,60	2,38	7,93	13,28	14,55
1_10_15	3,01	9,69	13,94	15,38	4,16	9,42	12,86	13,95	3,33	8,57	11,84	12,91
1_10_25	3,33	8,50	12,27	13,50	4,40	8,18	11,19	12,15	3,52	7,37	10,24	11,15
1_20_5	2,39	11,07	19,22	20,24	3,52	11,59	17,73	18,47	2,75	10,27	16,35	17,18
1_20_15	2,96	11,91	16,48	17,41	4,30	11,75	15,05	15,75	3,34	10,58	13,89	14,52
1_20_25	3,25	10,55	14,22	15,02	4,72	10,10	12,89	13,46	3,64	9,09	11,80	12,36
1_30_5	2,33	9,52	15,06	15,63	3,29	9,87	13,85	14,27	2,59	8,76	12,80	13,13
1_30_15	2,72	10,10	13,30	13,97	3,71	9,88	12,17	12,57	2,95	8,92	11,19	11,66
1_30_25	2,86	9,20	11,80	12,40	3,95	8,74	10,66	11,13	3,09	7,93	9,78	10,24
3,5_10_5	2,13	8,79	16,26	17,88	2,85	8,72	14,15	15,31	2,17	7,40	12,57	13,70
3,5_10_15	3,38	11,21	15,98	17,57	4,51	10,22	13,83	14,94	3,42	8,93	12,25	13,31
3,5_10_25	4,40	10,91	15,57	17,10	5,45	9,88	13,33	14,44	4,23	8,58	11,76	12,73
3,5_20_5	3,18	13,54	27,44	29,24	4,30	13,43	23,56	24,86	3,25	11,34	20,91	22,13
3,5_20_15	4,19	17,48	25,85	27,60	5,73	16,52	22,06	23,32	4,27	14,14	19,50	20,63
3,5_20_25	5,17	17,83	24,28	25,97	6,99	15,95	20,56	21,70	5,21	13,84	18,04	19,07
3,5_30_5	2,66	14,33	27,24	28,45	3,89	14,39	23,20	24,10	2,86	11,98	20,56	21,44
3,5_30_15	3,57	17,88	25,53	26,76	5,17	16,88	21,59	22,42	3,78	14,35	18,95	19,77
3,5_30_25	4,46	18,50	23,95	25,15	6,35	16,42	20,03	20,85	4,60	14,18	17,57	18,31
6_10_5	2,08	8,64	15,96	17,46	2,59	7,89	12,75	13,76	1,85	6,34	10,78	11,67
6_10_15	3,33	11,12	15,79	17,28	4,11	9,35	12,59	13,55	2,95	7,73	10,56	11,45
6_10_25	4,45	10,91	15,51	17,02	5,18	9,14	12,31	13,26	3,80	7,53	10,30	11,13
6_20_5	3,02	13,13	26,93	28,84	3,83	12,08	21,41	22,70	2,72	9,63	17,99	19,14
6_20_15	4,17	17,63	26,25	28,14	5,28	15,41	20,71	21,98	3,73	12,48	17,30	18,41
6_20_25	5,27	18,69	25,37	27,30	6,60	15,40	19,92	21,13	4,64	12,67	16,61	17,67
6_30_5	2,80	14,65	29,10	30,65	3,77	13,62	23,00	23,99	2,64	10,78	19,34	20,12
6_30_15	3,78	18,96	28,26	29,69	5,10	16,70	22,14	23,07	3,53	13,45	18,52	19,33
6_30_25	4,79	20,50	27,23	28,65	6,37	17,11	21,21	22,06	4,35	13,86	17,61	18,33

(Fuente: Propia)

ANEXO V. Energía anual con reflectores secundarios.

En la Tabla 4.18 se presentan los resultados obtenidos mediante el código de programa desarrollado en Matlab para el cálculo de la energía anual con reflectores secundarios de las configuraciones analizadas.

Tabla 4.18. Datos de energía anual con reflectores secundarios en [MWh]

Configuración	Energía anual con reflectores secundarios [MWh]		
	En la mañana	A medio día	General
1_10_5	3,84	20,42	43,08
1_10_15	3,73	15,38	34,13
1_10_25	2,88	11,11	25,03
1_20_5	4,12	22,13	46,74
1_20_15	3,96	16,35	36,36
1_20_25	3,29	12,44	28,21
1_30_5	3,47	17,18	36,89
1_30_15	3,47	13,52	30,50
1_30_25	2,96	10,60	24,37
3,5_10_5	4,01	21,52	45,33
3,5_10_15	5,19	21,04	46,87
3,5_10_25	5,35	20,10	45,56
3,5_20_5	6,33	38,45	79,42
3,5_20_15	7,80	34,66	75,82
3,5_20_25	7,88	31,10	69,79
3,5_30_5	6,79	39,57	82,48
3,5_30_15	7,93	34,96	76,75
3,5_30_25	8,00	30,94	69,89
6_10_5	3,73	20,13	42,36
6_10_15	4,88	19,85	44,16
6_10_25	5,17	19,32	43,85
6_20_5	6,02	37,37	76,90
6_20_15	7,80	35,22	76,75
6_20_25	8,27	33,13	74,08
6_30_5	7,01	42,72	88,36
6_30_15	8,54	39,48	85,78
6_30_25	9,12	36,54	81,84

(Fuente: Propia)

ANEXO VI. Energía anual sin reflectores secundarios.

En la Tabla 4.19 se presentan los resultados obtenidos mediante el código de programa desarrollado en Matlab para el cálculo de la energía anual con reflectores secundarios de las configuraciones analizadas.

Tabla 4.19. Datos de energía anual sin reflectores secundarios en [MWh].

Configuración	Energía anual sin reflectores secundarios [MWh]		
	En la mañana	A medio día	General
1_10_5	4,12	21,56	45,57
1_10_15	4,76	19,39	43,13
1_10_25	4,41	16,89	38,09
1_20_5	5,22	26,44	56,48
1_20_15	5,60	22,52	50,42
1_20_25	5,17	19,29	43,92
1_30_5	4,56	20,61	45,05
1_30_15	4,77	18,15	41,17
1_30_25	4,46	15,97	36,73
3,5_10_5	4,01	21,49	45,29
3,5_10_15	5,19	21,02	46,82
3,5_10_25	5,41	20,30	46,02
3,5_20_5	6,14	35,65	74,28
3,5_20_15	7,78	33,42	73,68
3,5_20_25	8,09	31,17	70,39
3,5_30_5	6,29	35,03	73,61
3,5_30_15	7,70	32,60	72,19
3,5_30_25	8,03	30,35	68,93
6_10_5	3,67	19,63	41,38
6_10_15	4,79	19,36	43,16
6_10_25	5,09	18,95	43,05
6_20_5	5,55	32,80	68,11
6_20_15	7,30	31,78	69,83
6_20_25	7,85	30,61	68,89
6_30_5	6,04	35,15	73,29
6_30_15	7,66	33,89	74,35
6_30_25	8,32	32,46	73,19

(Fuente: Propia)

ANEXO VII. Análisis de eficiencia energética

- Análisis de energía anual de todas las configuraciones con reflectores secundarios

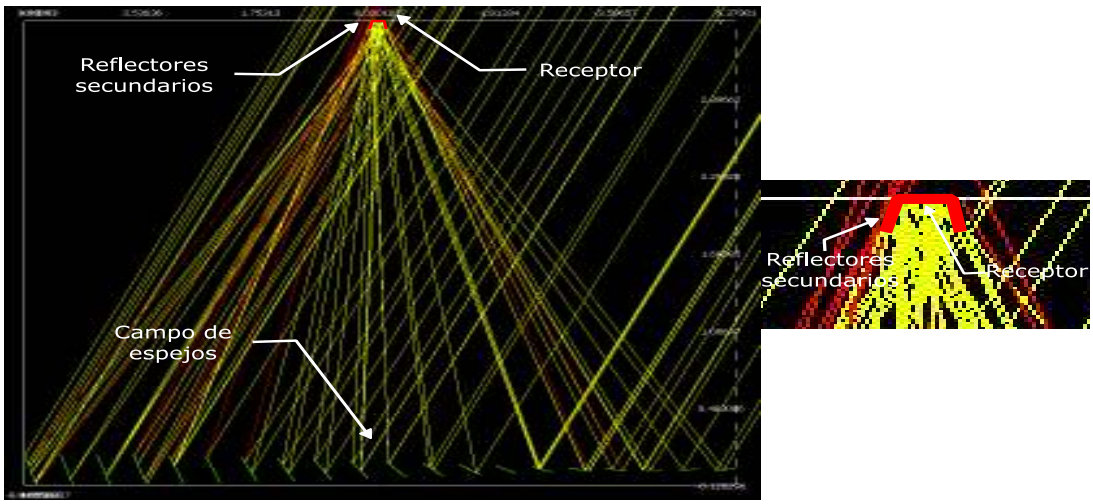
Para obtener una mejor calidad de análisis se realiza un estudio por secciones que consta de las primeras horas, de las horas del mediodía y el global de todas las horas. Se presentan las 5 mejores configuraciones por cada sección analizada. Por último, se realiza una tabla donde se separan a las configuraciones por rangos, desde las peores hasta las mejores configuraciones.

- A primeras horas

Para un mejor análisis se subdivide esta sección en función de la altura del receptor. A continuación, se presenta el análisis de las primeras horas con los valores de potencia por hora de las configuraciones, estos datos son proporcionados directamente de las simulaciones en SolTrace.

- Para un metro de altura del receptor

Se observa que el comportamiento del sistema a las primeras horas del día está influenciado principalmente por el ángulo de apertura que tienen los reflectores secundarios. El sistema necesita un ángulo de apertura suficiente para que los rayos redireccionados de los primeros y últimos reflectores del campo de espejos puedan entrar al receptor. Este problema se lo puede observar en la Figura 4.1 en donde los reflectores secundarios bloquean el paso de una parte de los rayos reflejados desde el campo de espejos.



(a) (b

Figura 4.1. Simulación a primeras horas de la mañana (a) sistema completo y (b) ampliación en el receptor.
(Fuente: Propia)

Este problema ocurre por tener un gran ancho de los reflectores del campo de espejos o por la separación que existe entre ellos. Con estas observaciones se puede afirmar que, a una altura corta del receptor, se necesita un ancho pequeño y una separación mínima entre espejos para que la mayoría de los rayos puedan ingresar al receptor. Esta afirmación se ve reflejada en las potencias obtenidas y presentadas en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20. Potencias para horas de la mañana a un metro de alto en [kW].

Fecha: 21/03	Horas	
Configuraciones Alto_Ancho_Separación	7 am	8 am
1_10_5	1,87	7,98
1_10_15	2,19	7,72
1_10_25	2,05	5,58
1_20_5	2,07	8,49
1_20_15	2,08	8,36
1_20_25	2,03	6,68
1_30_5	1,91	6,95
1_30_15	1,88	7,24
1_30_25	1,85	6,07

(Fuente: Propia)

- Para 3,5 y 6 metros de altura del receptor

Para estas alturas se presenta un mismo análisis ya que los resultados obtenidos tienen un mismo comportamiento.

Al tener una mayor separación entre el receptor y el campo de espejos, la apertura de los reflectores secundarios ya no es un problema, ahora el problema radica en la separación entre espejos, ya que, al estar más unidos genera una menor área de entrada de rayos en cada espejo y por lo tanto una menor área de salida para el redireccionamiento de los rayos hacia el receptor.

La solución a este problema es tener un gran ancho de espejos que permitan poseer un área de entrada y de salida que reflejen los rayos en toda el área del receptor. Además, se necesita una amplia separación entre los reflectores para disminuir el factor de sombreado del sistema. Con estas observaciones se puede afirmar que la mejor configuración a estas alturas se encuentra en un gran ancho con una gran separación, lo que se puede corroborar con los resultados obtenidos en las simulaciones de SolTrace y presentados a continuación en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21. Potencias para horas de la mañana a 3,5 y 6 metros de alto en [kW].

Fecha: 21/03	Horas			Horas	
Configuraciones Alto_Ancho_Separación	7 am	8 am	Configuraciones Alto_Ancho_Separación	7 am	8 am
3,5_10_5	2,13	8,79	6_10_5	2,12	8,78
3,5_10_15	3,37	11,22	6_10_15	3,37	11,34
3,5_10_25	4,36	10,80	6_10_25	4,50	11,11
3,5_20_5	3,31	13,90	6_20_5	3,42	14,19
3,5_20_15	4,15	17,51	6_20_15	4,46	18,73
3,5_20_25	4,90	17,48	6_20_25	5,48	19,73
3,5_30_5	3,15	15,24	6_30_5	3,62	16,73
3,5_30_15	3,83	18,16	6_30_15	4,45	20,84
3,5_30_25	4,43	18,35	6_30_25	5,26	22,35

(Fuente: Propia)

Por último, en la Tabla 4.22 se presentan las 5 mejores configuraciones para las horas de la mañana a lo largo del año. Se calcula la energía anual de estas horas para todas las configuraciones mediante el programa Matlab y se eligen las 5 mayores.

Tabla 4.22. Energía anual para horas de la mañana.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	Energía anual [MWh]
3,5_30_15	7,93
3,5_30_25	8,00
6_20_25	8,27
6_30_15	8,54
6_30_25	9,12

(Fuente: Propia)

Se debe tomar en cuenta que en este análisis de potencias no se prioriza el uso del recurso físico que está ligado directamente con el costo del sistema.

- A horas del mediodía

De igual manera se subdivide esta sección y se procede al análisis.

- Para un metro de altura del receptor

En un metro de altura se observa que el comportamiento del sistema a horas del mediodía sigue influenciado por la apertura que tienen los reflectores secundarios. Este problema ocurre por tener un gran ancho de los reflectores del campo de espejos o por la amplia separación que existe entre ellos. Además, en las horas del mediodía se prioriza tener una reflexión de los rayos hacia toda el área del concentrador y los reflectores secundarios.

Por este motivo el ancho de los espejos debe ser similar al del receptor, ya que al tener un ancho menor o mayor lo que se genera es pérdidas de recurso solar, ya sea porque no abastecen a toda la superficie del receptor o porque son muy anchos que producen bloqueos entre ellos y pérdida de rayos redireccionados a esta altura.

Con estas observaciones se puede afirmar que, a una altura corta del receptor, se necesita un ancho pequeño y una separación mínima entre espejos para que la mayoría de rayos puedan ser receptados. Esta afirmación se ve reflejada en las potencias obtenidas y presentadas en la Tabla 4.23.

Tabla 4.23. Potencia para horas del mediodía a un metro de alto en [kW].

Fecha: 21/03	Horas	
Configuraciones	10 am	12 pm
Alto_Ancho_Separación		
1_10_5	14,50	16,02
1_10_15	11,02	12,09
1_10_25	7,98	8,77
1_20_5	15,96	16,99
1_20_15	11,82	12,58
1_20_25	8,98	9,62
1_30_5	12,47	13,05
1_30_15	9,82	10,37
1_30_25	7,70	8,09

(Fuente: Propia)

- Para 3,5 y 6 metros de altura del receptor

Lo que se requiere es una separación mínima entre espejos para tener una distancia focal corta entre los rayos redirigidos del campo de espejos hacia el receptor. Al tener una gran altura, la apertura también aumenta, por lo que se necesita un gran ancho de espejo para tener el mayor espacio utilizado del receptor. Con estas observaciones se puede afirmar que la mejor configuración a estas alturas se encuentra en un gran ancho con una corta separación. En este caso para la altura de 6 metros se prioriza el mayor ancho ya que se tiene la mayor apertura de los reflectores secundarios por lo que estas configuraciones

serán las más recomendadas. Esta información se puede corroborar con los resultados obtenidos en las simulaciones de SolTrace y presentados a continuación en la Tabla 4.24.

Tabla 4.24. Potencias para horas del mediodía a 3,5 y 6 metros de alto en [kW].

Fecha: 21/03	Horas			Horas	
Configuraciones Alto_Ancho_Separación	10 am	12 pm	Configuraciones Alto_Ancho_Separación	10 am	12 pm
3,5_10_5	16,29	17,92	6_10_5	16,33	17,93
3,5_10_15	16,03	17,59	6_10_15	16,15	17,78
3,5_10_25	15,39	16,90	6_10_25	15,80	17,40
3,5_20_5	29,37	31,84	6_20_5	30,49	33,28
3,5_20_15	26,68	28,77	6_20_15	28,96	31,39
3,5_20_25	24,08	25,97	6_20_25	27,39	29,70
3,5_30_5	30,66	32,23	6_30_5	35,23	37,45
3,5_30_15	27,26	28,67	6_30_15	32,74	34,69
3,5_30_25	24,29	25,47	6_30_25	30,58	32,34

(Fuente: Propia)

Por último, en la Tabla 4.25 se presentan las 5 mejores configuraciones para las horas del mediodía a lo largo del año.

Tabla 4.25. Energía anual para horas del mediodía.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	Energía anual [MWh]
6_30_5	42,72
3,5_30_5	39,57
6_30_15	39,48
3,5_20_5	38,45
6_20_5	37,37

(Fuente: Propia)

- Global

Las horas más influyentes en términos de energía son las del mediodía por lo que las mejores configuraciones a lo largo del año serán similares a las de la Tabla 4.25 del mediodía. Estas configuraciones se presentan en la Tabla 4.26. En este cálculo de energía se toma en cuenta las 11 horas útiles del día para los 365 días del año.

Tabla 4.26. Energía anual para todas las horas.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	Energía anual [MWh]
6_30_5	88,36
6_30_15	85,78
3,5_30_5	82,48
6_30_25	81,84
3,5_20_5	79,42

(Fuente: Propia)

A los resultados de energía anual por configuración se los puede separar en rangos, para analizar la influencia de los parámetros geométricos. Estos rangos se presentan en la Tabla 4.27 donde se presenta la altura (h), ancho (w) y separación (Sep.).

Tabla 4.27. Rangos de energía anual por configuración.

Alto		Medio		Bajo		Muy bajo	
Configuración h– w – Sep.	E anual [MWh]	Configuración h– w – Sep.	E anual [MWh]	Configuración h– w – Sep.	E anual [MWh]	Configuración h– w – Sep.	E anual [MWh]
6_30_5	88,361	3,5_20_5	79,419	3,5_10_15	46,874	1_30_5	36,895
6_30_15	85,783	6_20_5	76,898	1_20_5	46,738	1_20_15	36,364
3,5_30_5	82,483	6_20_15	76,751	3,5_10_25	45,561	1_10_15	34,133
6_30_25	81,840	3,5_30_15	76,751	3,5_10_5	45,331	1_30_15	30,496
		3,5_20_15	75,818	6_10_15	44,162	1_20_25	28,209
		6_20_25	74,077	6_10_25	43,845	1_10_25	25,026
		3,5_30_25	69,887	1_10_5	43,080	1_30_25	24,375
		3,5_20_25	69,791	6_10_5	42,358		

(Fuente: Propia)

Como se comenta anteriormente, al tener una altura muy baja del receptor, un gran ancho y separación, la obtención de energía es *muy baja*, este problema se tiene debido a que la apertura de los reflectores secundarios es muy corta.

En las configuraciones de energía *baja* se tienen pérdidas de energía debido a no dar un abastecimiento completo al receptor, esto se da porque el ancho de los espejos es más pequeño que el del receptor. Por lo tanto, la peor configuración del sistema está constituida por una altura de 1 m, un ancho de 30 cm y una separación de 25 cm.

Las configuraciones del rango *medio* de energía anual ya presentan parámetros adecuados del sistema como son, una altura adecuada para la apertura de los reflectores secundarios a todo el campo de espejos, el ancho similar al del receptor, y se puede observar que mientras más corta es la separación, mejor es la configuración.

Por último, las configuraciones de más alta energía son las de mayor altura del receptor y mayor ancho de espejos, esto se da porque el área de entrada y salida de rayos en cada espejo es la mayor, lo que beneficia a tener más cantidad de rayos reflejados hacia el receptor.

Una desventaja de estas configuraciones de alta energía es el hecho de que no se toma en cuenta el costo de área utilizada por el sistema que es un factor decisivo en el campo económico del proceso de construcción.

- Análisis de energía anual de todas las configuraciones sin reflectores secundarios

Para conocer la influencia en la ganancia de energía anual de los reflectores secundarios, se realizan simulaciones de todas las configuraciones sin reflectores secundarios y se comparan los resultados. Para este caso se realiza el mismo análisis anterior y se presentan las tablas de las mejores configuraciones.

  - A primeras horas

Igualmente se subdivide esta sección en función de la altura del receptor.

    - Para un metro de altura del receptor

En un metro de altura se observa que el comportamiento del sistema a las primeras horas del día está influenciado principalmente por la separación entre reflectores. El sistema ya no está influenciado por la apertura por lo que en la Tabla 4.28 se observan valores mayores a los que se tenía con reflectores secundarios para esta altura.

Tabla 4.28. Potencias para horas de la mañana a un metro de alto sin reflectores secundarios en [kW].

Fecha: 21/03	Horas	
Configuraciones Alto_Ancho_Separación	7 am	8 am
1_10_5	2,09	8,50
1_10_15	3,01	9,69
1_10_25	3,33	8,50

1_20_5	2,39	11,07
1_20_15	2,96	11,91
1_20_25	3,25	10,55
1_30_5	2,33	9,52
1_30_15	2,72	10,10
1_30_25	2,86	9,20

(Fuente: Propia)

- Para 3,5 y 6 metros de altura del receptor

Para estas alturas se nota un decremento de potencia debido a la falta de reflectores secundarios. Los datos obtenidos se los presenta en la Tabla 4.29.

Tabla 4.29. Potencia para horas de la mañana a 3,5 y 6 metros de altura sin reflectores secundairos en [kW].

Fecha: 21/03	Horas			Horas	
Configuraciones	7 am	8 am	Configuraciones	7 am	8 am
Alto_Ancho_Separación			Alto_Ancho_Separación		
3,5_10_5	2,13	8,79	6_10_5	2,08	8,64
3,5_10_15	3,38	11,21	6_10_15	3,33	11,12
3,5_10_25	4,40	10,91	6_10_25	4,45	10,91
3,5_20_5	3,18	13,54	6_20_5	3,02	13,13
3,5_20_15	4,19	17,48	6_20_15	4,17	17,63
3,5_20_25	5,17	17,83	6_20_25	5,27	18,69
3,5_30_5	2,66	14,33	6_30_5	2,80	14,65
3,5_30_15	3,57	17,88	6_30_15	3,78	18,96
3,5_30_25	4,46	18,50	6_30_25	4,79	20,50

(Fuente: Propia)

Como se mencionó anteriormente, las horas con mayor peso en obtención de energía anual son las del mediodía por lo que los resultados de las configuraciones con reflectores secundarios tienen mayor importancia en este análisis.

Por último, en la Tabla 4.30 se presentan las 5 mejores configuraciones para las horas de la mañana sin reflectores secundarios a lo largo del año.

Tabla 4.30. Energía anual para horas de la mañana sin reflectores secundarios.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	Energía anual [MWh]
6_30_25	8,32
3,5_20_25	8,09
3,5_30_25	8,03
6_20_25	7,85
3,5_20_15	7,78

(Fuente: Propia)

- A horas del mediodía

De igual manera se subdivide esta sección y se procede al análisis.

- Para un metro de altura del receptor

Sin la utilización de los reflectores secundarios se obtienen potencias mayores que con estos ya que no se tiene la influencia de la apertura y se presentan en la Tabla 4.31.

Tabla 4.31. Potencia para horas del mediodía a un metro de alto sin reflectores secundarios en [kW].

Fecha: 21/03	Horas	
Configuraciones Alto_Ancho_Separación	10 am	12 pm
1_10_5	15,30	16,99
1_10_15	13,94	15,38
1_10_25	12,27	13,50
1_20_5	19,22	20,24
1_20_15	16,48	17,41
1_20_25	14,22	15,02
1_30_5	15,06	15,63
1_30_15	13,30	13,97
1_30_25	11,80	12,40

(Fuente: Propia)

- Para 3,5 y 6 metros de altura del receptor

Igualmente, la falta de reflectores secundarios hace que el sistema posea una menor potencia y al ser las horas del mediodía las más importantes para el cálculo de energía anual, se afirma que las configuraciones con reflectores secundarios son las más

adecuadas para la elección final. En la Tabla 4.32 se presentan los valores de potencia sin reflectores secundarios para estas alturas.

Tabla 4.32. Potencia para horas del mediodía a 3,5 y 6 metros de alto sin reflectores secundarios en [kW].

Fecha: 21/03	Horas			Horas	
Configuraciones Alto_Ancho_Separación	10 am	12 pm	Configuraciones Alto_Ancho_Separación	10 am	12 pm
3,5_10_5	16,26	17,88	6_10_5	15,96	17,46
3,5_10_15	15,98	17,57	6_10_15	15,79	17,28
3,5_10_25	15,57	17,10	6_10_25	15,51	17,02
3,5_20_5	27,44	29,24	6_20_5	26,93	28,84
3,5_20_15	25,85	27,60	6_20_15	26,25	28,14
3,5_20_25	24,28	25,97	6_20_25	25,37	27,30
3,5_30_5	27,24	28,45	6_30_5	29,10	30,65
3,5_30_15	25,53	26,76	6_30_15	28,26	29,69
3,5_30_25	23,95	25,15	6_30_25	27,23	28,65

(Fuente: Propia)

Por último, en la Tabla 4.33 se presentan las 5 mejores configuraciones para las horas del mediodía sin reflectores secundarios a lo largo del año.

Tabla 4.33. Energía anual para horas del mediodía sin reflectores secundarios.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	Energía anual [MWh]
3,5_20_5	35,65
6_30_5	35,15
3,5_30_5	35,03
6_30_15	33,89
3,5_20_15	33,42

(Fuente: Propia)

Al igual que las configuraciones con reflectores secundarios, las de mayor energía anual son las de un gran valor de altura, conservando la menor separación y un ancho mayor al del receptor.

- Global

Las mejores configuraciones a lo largo del año se presentan en la Tabla 4.34.

Tabla 4.34. Energía anual sin reflectores secundarios para todas las horas

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	Energía anual [MWh]
6_30_15	74,35
3,5_20_5	74,28
3,5_20_15	73,68
3,5_30_5	73,61
6_30_5	73,29

(Fuente: Propia)

Igualmente se presenta una separación por rangos de los resultados de energía anual por configuración sin reflectores secundarios en la Tabla 4.35.

Tabla 4.35. Rangos de energía anual por configuración sin reflectores secundarios.

Alto		Medio		Bajo		Muy bajo	
Configuración h– w – Sep.	E anual [MWh]	Configuración h– w – Sep.	E anual [MWh]	Configuración h– w – Sep.	E anual [MWh]	Configuración h– w – Sep.	E anual [MWh]
6_30_15	74,350	3,5_30_15	72,187	1_20_5	56,478	1_20_25	43,923
3,5_20_5	74,284	3,5_20_25	70,388	1_20_15	50,417	6_10_15	43,163
3,5_20_15	73,676	6_20_15	69,834	3,5_10_15	46,820	1_10_15	43,126
3,5_30_5	73,610	3,5_30_25	68,926	3,5_10_25	46,017	6_10_25	43,053
6_30_5	73,293	6_20_25	68,886	1_10_5	45,574	6_10_5	41,382
6_30_25	73,190	6_20_5	68,114	3,5_10_5	45,287	1_30_15	41,168
				1_30_5	45,054	1_10_25	38,088
						1_30_25	36,725

(Fuente: Propia)

El análisis de estos rangos es similar al de las configuraciones con reflectores secundarios por lo que se omite esta parte.

- Eficiencia energética anual de las configuraciones

En el análisis presentado anteriormente no se permite comparar correctamente una configuración con otra, ya que de manera evidente una configuración con los parámetros bajos tendrá una superficie de entrada de recurso solar mucho menor a la de una configuración con los parámetros altos.

Con relación a este problema, la solución es analizar la energía de los sistemas de una misma manera presentando una relación energética conforme a sus parámetros geométricos. Se puede calcular para cada configuración la energía anual que entra al sistema y relacionarla con la energía anual del receptor antes analizada. Esta relación sirve para la comparación adecuada de las configuraciones.

El cálculo de la energía anual que entra al sistema tiene el mismo procedimiento que el realizado para la energía anual del receptor. Finalmente se presenta en la Tabla 4.36 los rangos de eficiencia energética anual de las configuraciones.

Tabla 4.36. Eficiencia energética anual de las configuraciones.

Alto		Medio		Bajo		Muy bajo	
Configuración h– w – Sep.	Eficiencia	Configuración h– w – Sep.	Eficiencia	Configuración h– w – Sep.	Eficiencia	Configuración h– w – Sep.	Eficiencia
3,5_10_5	0,47	3,5_20_5	0,41	6_30_5	0,33	1_20_15	0,22
3,5_10_15	0,46	6_20_5	0,40	6_30_15	0,31	1_20_25	0,17
1_10_5	0,45	3,5_20_15	0,39	3,5_30_5	0,31	1_30_5	0,16
3,5_10_25	0,44	6_20_15	0,39	6_30_25	0,30	1_30_15	0,13
6_10_5	0,44	6_20_25	0,37	3,5_30_15	0,29	1_30_25	0,11
6_10_15	0,43	3,5_20_25	0,36	1_20_5	0,27		
6_10_25	0,43	1_10_15	0,36	1_10_25	0,27		
				3,5_30_25	0,27		

(Fuente: Propia)

En la Tabla 4.36 se puede observar que las configuraciones muy bajas siguen siendo las de menor altura del receptor ya que al tener el problema de la apertura, se pierde una gran cantidad del recurso solar que puede ser utilizado en el receptor.

Las eficiencias más altas presentan configuraciones con grandes alturas y parámetros bajos de ancho y separación. La configuración con mayor eficiencia energética anual es la de 3,5 metros de altura del receptor que permite tener una menor influencia de la apertura, un ancho de 10 cm que asegura que todos los rayos redireccionados ingresarán al receptor y la separación de 5 cm que permite disminuir la pérdida de recurso solar causada por los espacios entre reflectores.

Por último, del análisis realizado de energía anual de las configuraciones, se presenta la Tabla 4.37 que será considerada para la obtención de rangos de los parámetros geométricos.

Tabla 4.37. Resultados de análisis energético de las configuraciones.

Configuraciones h – w – Sep.	Eficiencia
3,5_10_5	0,46
3,5_10_15	0,46
1_10_5	0,45
3,5_10_25	0,44
6_10_5	0,44

(Fuente: Propia)

ANEXO VIII. Porcentaje de ganancia de energía anual por reflectores secundarios para cada configuración.

En la Tabla 4.38 se presentan los resultados obtenidos del porcentaje de ganancia de energía anual que representa el uso de reflectores secundarios en el receptor para cada configuración. Los valores negativos significan que los reflectores secundarios bloquean el ingreso de los rayos reflejados causando pérdidas de energía.

Tabla 4.38. Ganancia de energía anual por reflectores secundarios en %.

Configuración	Ganancia de energía anual (%)		
	En la mañana	A medio día	General
1_10_5	-7,14	-5,55	-5,79
1_10_15	-27,55	-26,06	-26,35
1_10_25	-52,79	-52,03	-52,19
1_20_5	-26,53	-19,47	-20,84
1_20_15	-41,37	-37,78	-38,64
1_20_25	-57,05	-55,12	-55,71
1_30_5	-31,20	-19,92	-22,11
1_30_15	-37,41	-34,17	-35,00
1_30_25	-50,55	-50,71	-50,67
3,5_10_5	-0,11	0,15	0,10
3,5_10_15	0,07	0,13	0,12
3,5_10_25	-1,03	-1,00	-1,00
3,5_20_5	2,98	7,27	6,47
3,5_20_15	0,22	3,59	2,82
3,5_20_25	-2,69	-0,23	-0,85
3,5_30_5	7,31	11,48	10,76
3,5_30_15	2,96	6,75	5,95
3,5_30_25	-0,39	1,90	1,37
6_10_5	1,58	2,49	2,31
6_10_15	1,81	2,44	2,26
6_10_25	1,61	1,91	1,81
6_20_5	7,81	12,23	11,42
6_20_15	6,40	9,77	9,01
6_20_25	5,14	7,61	7,01
6_30_5	13,81	17,72	17,05
6_30_15	10,22	14,16	13,33
6_30_25	8,71	11,16	10,57

(Fuente: Propia)

ANEXO IX. Datos obtenidos de *Etendue* para una configuración

A continuación, se presentan datos de *Etendue* para el día 21/03 con la configuración presentada en la Tabla 3.3. En la Tabla 4.39 se muestra el promedio de los datos de *Etendue* para el área de los reflectores, mientras que la Tabla 4.40 contiene los datos de *Etendue* del sistema, considerando la separación entre espejos y la pérdida en área de entrada que esto genera.

Tabla 4.39. Promedio de *Etendue* del campo de espejos.

3,5_30_25	Fechas		
Horas	21/03	6-May	21/06
7	0,515	0,629	0,584
8	0,906	0,944	0,929
10	1	1	1
12	1	1	1

(Fuente: Propia)

En la Tabla 4.39 a las 10 am y 12 pm se tiene un *Etendue* de 1, lo que quiere decir que toda el área del espejo está siendo utilizada tanto para recibir los rayos del sol como para redireccionarlos.

Tabla 4.40. *Etendue* del sistema.

3,5_30_25	Fechas		
Horas	21/03	06/05	21/06
7	0,515	0,629	0,584
8	0,920	0,889	0,904
10	0,600	0,585	0,591
12	0,515	0,514	0,514

(Fuente: Propia)

En el valor del *Etendue* presentado en la Tabla 4.40, se toma en cuenta el área total del campo de espejos incluyendo la pérdida por las separaciones entre espejos. Por este motivo los valores obtenidos indican que a las primeras horas de la mañana el sistema es afectado principalmente por sombras y bloqueos, mientras transcurre el tiempo se presentan las áreas de separación entre espejos haciendo que baje aún más el *Etendue* del sistema. Cuando el sol está en el punto más alto mirando al campo de espejos de forma

perpendicular, se tiene la mayor pérdida de área por separación entre espejos lo que hace que el sistema presente el menor *Etendue*.

Se puede observar como las sombras afectan al sistema en las primeras horas de la mañana, los bloqueos solo afectan cuando la altura del receptor es pequeña, por lo que en este caso no se tendría pérdidas por bloqueo.

ANEXO X. *Etendue* para cada caso.

En la Tabla 4.41 se presentan los resultados obtenidos mediante el código de programa desarrollado en macros de Excel para el cálculo del *Etendue* para cada hora y fecha representativa.

Tabla 4.41. *Etendue* para cada hora y fecha representativa.

	Etendue para cada caso											
Fecha	21/03				06/05				21/06			
Configuración	7	8	10	12	7	8	10	12	7	8	10	12
1_10_5	0,425	0,994	0,728	0,630	0,515	0,970	0,710	0,629	0,477	0,982	0,718	0,629
1_10_15	0,702	0,729	0,422	0,363	0,945	0,670	0,412	0,362	0,979	0,695	0,416	0,362
1_10_25	0,846	0,505	0,292	0,251	0,776	0,464	0,285	0,250	0,806	0,481	0,288	0,250
1_20_5	0,718	0,831	0,729	0,619	0,779	0,831	0,710	0,617	0,767	0,834	0,718	0,618
1_20_15	0,808	0,753	0,522	0,448	0,818	0,739	0,509	0,446	0,825	0,746	0,514	0,447
1_20_25	0,776	0,670	0,401	0,345	0,766	0,617	0,391	0,345	0,778	0,662	0,395	0,345
1_30_5	0,364	0,675	0,642	0,550	0,509	0,688	0,634	0,548	0,469	0,688	0,638	0,548
1_30_15	0,514	0,663	0,512	0,434	0,596	0,665	0,499	0,432	0,580	0,667	0,504	0,433
1_30_25	0,545	0,615	0,416	0,355	0,600	0,614	0,405	0,354	0,594	0,616	0,410	0,354
3,5_10_5	0,376	0,776	0,774	0,664	0,461	0,837	0,754	0,662	0,425	0,811	0,762	0,663
3,5_10_15	0,611	0,794	0,459	0,394	0,750	0,730	0,447	0,393	0,693	0,757	0,452	0,393
3,5_10_25	0,821	0,559	0,323	0,277	0,917	0,514	0,315	0,276	0,958	0,533	0,318	0,277
3,5_20_5	0,331	0,665	0,918	0,788	0,404	0,719	0,895	0,786	0,375	0,697	0,905	0,787
3,5_20_15	0,459	0,980	0,647	0,555	0,563	0,949	0,630	0,554	0,521	0,964	0,637	0,554
3,5_20_25	0,596	0,846	0,496	0,425	0,726	0,788	0,483	0,424	0,675	0,818	0,488	0,425
3,5_30_5	0,321	0,631	0,941	0,822	0,390	0,682	0,931	0,819	0,364	0,661	0,936	0,820
3,5_30_15	0,416	0,814	0,742	0,639	0,508	0,991	0,724	0,637	0,473	0,842	0,732	0,638
3,5_30_25	0,515	0,920	0,600	0,515	0,629	0,889	0,585	0,514	0,584	0,904	0,591	0,514
6_10_5	0,370	0,770	0,777	0,667	0,455	0,830	0,758	0,665	0,419	0,805	0,766	0,666
6_10_15	0,594	0,804	0,464	0,398	0,731	0,738	0,453	0,397	0,675	0,766	0,457	0,398
6_10_25	0,810	0,571	0,329	0,283	0,959	0,524	0,321	0,282	0,998	0,544	0,325	0,282
6_20_5	0,321	0,652	0,929	0,797	0,393	0,706	0,905	0,795	0,364	0,683	0,915	0,796
6_20_15	0,437	0,892	0,659	0,566	0,539	0,982	0,643	0,564	0,498	0,996	0,650	0,565
6_20_25	0,558	0,878	0,509	0,437	0,689	0,809	0,496	0,436	0,635	0,840	0,501	0,436
6_30_5	0,308	0,617	0,974	0,849	0,377	0,668	0,961	0,847	0,352	0,648	0,967	0,848
6_30_15	0,389	0,793	0,764	0,655	0,479	0,852	0,744	0,654	0,445	0,829	0,753	0,654
6_30_25	0,473	0,968	0,620	0,532	0,583	0,934	0,604	0,531	0,541	0,950	0,611	0,531

(Fuente: Propia)

ANEXO XI. Análisis de *Etendue* para todas las configuraciones

- *Etendue* de todas las configuraciones a primeras horas

Igualmente se subdivide esta sección en función de la altura del receptor.

  - Para un metro de altura del receptor

Para esta altura en las horas de la mañana es necesario tener una gran separación entre reflectores para disminuir el porcentaje de sombras del sistema, pero a las 8 am ya se toma en cuenta la separación entre espejos por lo que se requiere una menor separación para esta hora. Estas afirmaciones se pueden ver reflejadas en los valores obtenidos y presentados en la Tabla 4.42.

Tabla 4.42. *Etendue* para horas de la mañana a un metro de alto.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	7 am	8 am
1_10_5	0,42	0,99
1_10_15	0,70	0,73
1_10_25	0,85	0,50
1_20_5	0,72	0,83
1_20_15	0,81	0,75
1_20_25	0,78	0,67
1_30_5	0,36	0,67
1_30_15	0,51	0,66
1_30_25	0,55	0,62

(Fuente: Propia)

  - Para 3,5 y 6 metros de altura del receptor

En los datos presentados en la Tabla 4.43 se puede observar el mismo comportamiento que a un metro. A las 8 am se prioriza un mayor ancho y disminuir la separación para no tener espacio inutilizado por el sistema.

Tabla 4.43. *Etendue* para horas de la mañana a 3,5 y 6 metros de altura.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	7 am	8 am	Configuraciones Alto_Ancho_Separación	7 am	8 am
3,5_10_5	0,38	0,78	6_10_5	0,37	0,77
3,5_10_15	0,61	0,79	6_10_15	0,59	0,80
3,5_10_25	0,82	0,56	6_10_25	0,81	0,57
3,5_20_5	0,33	0,66	6_20_5	0,32	0,65
3,5_20_15	0,46	0,98	6_20_15	0,44	0,89

3,5_20_25	0,60	0,85	6_20_25	0,56	0,88
3,5_30_5	0,32	0,63	6_30_5	0,31	0,62
3,5_30_15	0,42	0,81	6_30_15	0,39	0,79
3,5_30_25	0,51	0,92	6_30_25	0,47	0,97

(Fuente: Propia)

- *Etendue* de todas las configuraciones a horas del mediodía

De igual manera se subdivide esta sección y se procede al análisis.

  - Para un metro de altura del receptor

En la Tabla 4.44 se observa que se requiere la separación mínima entre espejos para disminuir la pérdida de espacio físico del sistema. Para el ancho se requiere que sea similar al del receptor ya que, a un ancho mayor y una separación pequeña, se presentan pérdidas de *Etendue* por bloqueos.

Tabla 4.44. *Etendue* para horas del mediodía a un metro de alto.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	10 am	12 pm
1_10_5	0,73	0,63
1_10_15	0,42	0,36
1_10_25	0,29	0,25
1_20_5	0,73	0,62
1_20_15	0,52	0,45
1_20_25	0,40	0,35
1_30_5	0,64	0,55
1_30_15	0,51	0,43
1_30_25	0,42	0,35

(Fuente: Propia)

  - Para 3,5 y 6 metros de altura del receptor

Por último, en la Tabla 4.45 se refleja que las configuraciones con mayor *Etendue* son las que tienen un gran ancho de espejo y una separación mínima entre ellos ya que a estas alturas la influencia de bloqueos es mínima.

Tabla 4.45. *Etendue* para horas del mediodía a 3,5 y 6 metros de altura.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	10 am	12 pm	Configuraciones Alto_Ancho_Separación	10 am	12 pm
3,5_10_5	0,77	0,66	6_10_5	0,78	0,67
3,5_10_15	0,46	0,39	6_10_15	0,46	0,40

3,5_10_25	0,32	0,28	6_10_25	0,33	0,28
3,5_20_5	0,92	0,79	6_20_5	0,93	0,80
3,5_20_15	0,65	0,56	6_20_15	0,66	0,57
3,5_20_25	0,50	0,43	6_20_25	0,51	0,44
3,5_30_5	0,94	0,82	6_30_5	0,97	0,85
3,5_30_15	0,74	0,64	6_30_15	0,76	0,66
3,5_30_25	0,60	0,52	6_30_25	0,62	0,53

(Fuente: Propia)

- *Etendue* anual de todas las configuraciones

A los resultados de *Etendue* anual por configuración se los puede separar en rangos para analizar la influencia de los parámetros geométricos. Estos rangos se presentan en la Tabla 4.46.

Tabla 4.46. Rangos de *Etendue* anual por configuración.

Alto		Medio		Bajo		Muy bajo	
Configuración h– w – Sep.	*Etendue*	Configuración h– w – Sep.	*Etendue*	Configuración h– w – Sep.	*Etendue*	Configuración h– w – Sep.	*Etendue*
1_20_5	0,731	6_30_15	0,668	6_20_25	0,602	1_30_15	0,542
6_30_5	0,701	3,5_20_15	0,668	3,5_20_25	0,599	1_20_25	0,541
1_10_5	0,701	6_20_15	0,666	1_10_15	0,588	6_10_25	0,519
3,5_30_5	0,693	3,5_10_5	0,664	1_30_5	0,579	3,5_10_25	0,507
3,5_20_5	0,689	6_10_5	0,662	6_10_15	0,573	1_30_25	0,490
6_20_5	0,688	6_30_25	0,656	3,5_10_15	0,573	1_10_25	0,458
3,5_30_15	0,680	3,5_30_25	0,647				
		1_20_15	0,631				

(Fuente: Propia)

En la Tabla 4.47 se presentan las 5 mejores configuraciones según el *Etendue* anual del sistema para cada configuración. Esta tabla será considerada para la obtención de rangos de los parámetros geométricos conjunto con los resultados de análisis energético de las configuraciones.

Tabla 4.47. *Etendue* anual de las mejores configuraciones.

Configuraciones Alto_Ancho_Separación	*Etendue* anual
1_20_5	0,731
6_30_5	0,701
1_10_5	0,701
3,5_30_5	0,693
3,5_20_5	0,689

(Fuente: Propia)

Como se observa en la Tabla 4.47 las mejores configuraciones según el *Etendue* del sistema son las que presentan el valor mínimo de separación que hace que no se tenga una gran área de pérdida de recurso solar entre los reflectores.

ANEXO XII. Eficiencia energética anual y *Etendue* para todas las configuraciones.

En la Tabla 4.48 se presentan los resultados obtenidos de la eficiencia energética anual y *Etendue* de cada configuración. Se presenta la eficiencia del sistema para cada configuración mediante la multiplicación del *Etendue* con la eficiencia energética anual con reflectores secundarios.

Tabla 4.48. Eficiencia energética anual y *Etendue* de las configuraciones.

Configuración	Eficiencia energética anual		*Etendue*	Eficiencia del sistema
	Con reflectores secundarios	Sin reflectores secundarios		
1_10_5	0,445	0,471	0,68	0,30
1_10_15	0,357	0,457	0,588	0,21
1_10_25	0,274	0,432	0,458	0,13
1_20_5	0,274	0,347	0,731	0,20
1_20_15	0,218	0,323	0,631	0,14
1_20_25	0,174	0,296	0,541	0,09
1_30_5	0,159	0,211	0,579	0,09
1_30_15	0,133	0,197	0,542	0,07
1_30_25	0,109	0,181	0,49	0,05
3,5_10_5	0,46	0,46	0,664	0,31
3,5_10_15	0,456	0,458	0,573	0,26
3,5_10_25	0,445	0,453	0,507	0,23
3,5_20_5	0,41	0,421	0,689	0,28
3,5_20_15	0,387	0,41	0,668	0,26
3,5_20_25	0,36	0,396	0,599	0,22
3,5_30_5	0,309	0,328	0,693	0,21
3,5_30_15	0,288	0,319	0,68	0,20
3,5_30_25	0,266	0,307	0,647	0,17
6_10_5	0,438	0,437	0,662	0,29
6_10_15	0,435	0,435	0,573	0,25
6_10_25	0,428	0,431	0,519	0,22
6_20_5	0,4	0,397	0,688	0,28
6_20_15	0,387	0,392	0,666	0,26
6_20_25	0,372	0,385	0,602	0,22
6_30_5	0,326	0,326	0,701	0,23
6_30_15	0,312	0,32	0,668	0,21
6_30_25	0,298	0,313	0,656	0,20

(Fuente: Propia)