

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL  
DESEMPEÑO ANUAL DE SISTEMAS DE  
CONCENTRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR

POR  
OLGA ROSSIO DELGADO CARREÑO

COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO  
DE MAestrÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CON  
ORIENTACIÓN EN ENERGÍAS TÉRMICA Y RENOVABLE

AGOSTO, 2019

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL  
DESEMPEÑO ANUAL DE SISTEMAS DE  
CONCENTRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR

POR  
OLGA ROSSIO DELGADO CARREÑO

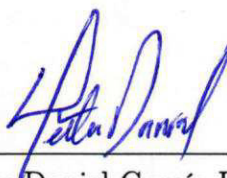
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO  
DE MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CON  
ORIENTACIÓN EN ENERGÍAS TÉRMICA Y RENOVABLE

AGOSTO, 2019

**Universidad Autónoma de Nuevo León**  
**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**  
**Subdirección de Estudios de Posgrado**

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis «Metodología para la evaluación del desempeño anual de sistemas de concentración de energía solar», realizada por el alumno Olga Rossio Delgado Carreño, con número de matrícula 1935032, sea aceptada para su defensa como requisito parcial para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería con orientación en Energías Térmica y Renovable.

El Comité de Tesis



Dr. Héctor Daniel García Lara

Asesor



M.C. Joel González Marroquín

Revisor



Dr. Carlos Alejandro Ramírez Paredes

Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez

Subdirección de Estudios de Posgrado



San Nicolás de los Garza, Nuevo León, agosto 2019

*"La satisfacción radica  
en el esfuerzo,  
no en el logro.  
El esfuerzo total es  
una victoria completa"*

---

***Mahatma Gandhi***

# AGRADECIMIENTOS

---

Sin el creador no somos nada, sin él no hacemos nada. Gracias Dios por tantas bendiciones, gracias por mi vida, mi familia y por haber iluminado mi camino hasta acá. Gracias Virgen de Guadalupe, uno más.

Gracias infinitas a mi familia, no fue fácil dejar todos atrás en busca de alcanzar mis metas, pero con sus palabras de apoyo y ánimo siempre los sentí muy cerca. Gracias a mi madre, Olga Lucia Carreño, por ser el apoyo más grande que tengo y por creer siempre en mí. Gracias a mi padre, Rumaldo Delgado, por darme la fuerza que he necesitado siempre. Hermanos: Pedro, Marce, Laura y Daniel, una vez más les digo, los sueños si se pueden cumplir. Gracias a Carlos, que a pesar de todo, fue pieza fundamental para iniciar este proceso.

Gracias a México por abrir sus puertas a una colombiana con muchas aspiraciones de superación, que encontró en este país, además de un logro académico, un gran crecimiento personal, gracias a la cultura y las personas que aportaron y dejaron huella en mí. Gracias al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo económico ofrecido durante el desarrollo de la maestría por medio de la beca número 491224.

Gracias a la Universidad Autónoma de Nuevo León y la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica por la oportunidad de pertenecer a esta gran institución. Gracias al Grupo de Investigación en Energías Térmica y Renovables, a cada uno de los docentes que hicieron parte de este proceso transmitiendo su conocimiento. Gracias al M.C. Guadalupe Cedillo, M.C. Said Zamora, M.C. Miguel García, Dr.

Simón Matínez, Dr. Daniel de la Rosa, Dr. Santos Mendez, Dr. Arturo Morales, Dr. Óscar de la Garza, Dr. Fausto Sánchez y M.C. Hugo Ramírez. Gracias especialmente al Dr. Héctor García, por permitirme trabajar en el Laboratorio Termosolar, por su completa disposición para que este trabajo saliera de la mejor manera, por su calidad humana, por su paciencia y por todo lo que aprendí gracias a él.

Gracias a mis compañeros de generación, que después de todo este tiempo se han convertido en mis grandes amigos. Fer, Carlos y Ulises, gracias por sus consejos, sabiduría y por el cariño que me ofrecieron siempre. Al final quedó demostrado que somos La Mejor Generación. Gracias a todos los compañeros de la maestría, los que estuvieron ahí cuando esto apenas empezaba y ofrecieron toda la ayuda necesaria, gracias a Luis, Victor, Alfredo, Juan, Eduardo, Antonio, Guille, Lis, Ceci, Sory, Ricardo, Cristian, Eder, Damián y Mayra; y a quienes se unieron en el camino, Brian, Andrés, Mario, Alejo, Odlan, Briz, Nory y Jorge. Gracias especialmente a ese gran grupo de amigos que me deja el paso por el posgrado, gracias a ustedes todo fue diferente y había un motivo para seguir, Yona, Sergio, Nibardo, Fong, Holman, Alan, Fer y Ulises. Gracias a Vane por la compañía y por ser siempre esa amiga incondicional. De todos me llevo una enseñanza o un recuerdo y ustedes se quedan con mi eterno agradecimiento y amistad.

Gracias a mis compañeros de laboratorio, Fong, Carlos y Cristian, les debo gran parte de este trabajo, mil y mil gracias. Gracias a Roosevelt por la ayuda y el positivismo constante.

Gracias a la empresa UMBRAL ENERGÍA, especialmente a su representante, Eduardo Almaráz, por la oportunidad de pertenecer a este gran proyecto, fue una experiencia enriquecedora.

Esta tesis fue desarrollada en los Laboratorios de Investigación e Innovación en Tecnología Energética (LIITE) en el Grupo de Energías Térmica y Renovable (GETR) de la FIME-UANL.

# RESUMEN

---

Olga Rossio Delgado Carreño.

Candidato para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería con orientación en Energías Térmica y Renovable.

Universidad Autónoma de Nuevo León.

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

Título del estudio: METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ANUAL DE SISTEMAS DE CONCENTRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR.

Número de páginas: 123.

**OBJETIVOS Y MÉTODO DE ESTUDIO:** Es inminente la necesidad de aprovechar al máximo los recursos inagotables ofrecidos por el planeta para suplir las necesidades humanas, principalmente para la generación de energía. Con el fin de caracterizar de mejor manera el comportamiento de diferentes sistemas de captación de energía solar, teniendo en cuenta las condiciones cambiantes de dicho recurso, el principal objetivo del presente trabajo es el planteamiento de una metodología para el desarrollo de evaluaciones anuales de sistemas de concentración de energía solar a partir de la técnica de trazado de rayos; para tal fin se definen los objetivos específicos necesarios para el diseño de dicha metodología y su respectiva validación.

Se adquieren mediciones experimentales durante seis días no consecutivos del

mes de abril de 2019, a partir de una instalación conformada por dos colectores solares operando simultáneamente, incluyendo un reflector posterior de uno de ellos, lo cual difiere de los trabajos encontrados en la literatura, donde este tipo de estudios se realizan durante diferentes días, imposibilitando la comparación directa de los resultados. Finalmente los datos adquiridos se usan como parámetros de entrada en simulaciones de trazado de rayos y modelo térmico de un colector solar, con el fin de obtener la temperatura de salida, la cual se usa como parámetro de comparación y validación.

CONTRIBUCIONES Y CONCLUSIONES: La principal aportación del presente trabajo es una metodología debidamente estructurada para su aplicación en la evaluación anual de diferentes tecnologías de concentración y captación de energía solar. En primera instancia, se aplica en la evaluación anual de tres geometrías de reflectores integrados, las cuales son diseñadas a partir de las dimensiones y configuración actual de los colectores solares a estudiar, determinando que con la geometría de canal parabólico para cada tubo se alcanzan los valores más altos de radiación directa incidente; Además, se encuentra que el efecto del reflector es representativo solo en las horas intermedias del día. A partir de las mediciones experimentales, se concluye que la radiación es la principal responsable en el comportamiento de la ganancia de energía al usar el reflector.

La metodología propuesta puede ser integrada con otras herramientas computacionales de simulación, en este caso, se usa el software de procesos transitorios TRNSYS para modelar el comportamiento térmico de cada colector, obteniendo errores menores a 6% con un coeficiente de correlación cercano a 1. Además, se compara desde el punto de vista económico, la implementación de reflectores integrados en una planta termosolar.

# ÍNDICE GENERAL

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>v</b>
<b>Resumen</b>	<b>vii</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>xxi</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	2
1.1.1. Panorama mundial de la energía solar térmica de concentración	3
1.1.2. Panorama mexicano de la energía solar térmica de concentración	6
1.1.3. Evaluación de sistemas de concentración de energía solar . . .	6
1.1.4. Técnica de trazado de rayos . . . . .	7
1.2. Antecedentes . . . . .	8
1.2.1. Aplicaciones de la técnica de trazado de rayos . . . . .	8
1.2.2. Reflectores integrados . . . . .	12
1.3. Planteamiento general de la tesis . . . . .	14
1.3.1. Hipótesis . . . . .	14

1.3.2. Objetivos . . . . .	14
1.3.3. Metodología general . . . . .	15
<b>2. Marco teórico</b>	<b>17</b>
2.1. Radiación solar . . . . .	18
2.1.1. Dirección de la radiación solar directa . . . . .	19
2.2. Concentradores solares . . . . .	21
2.2.1. Relación de concentración . . . . .	23
2.2.2. Eficiencia óptica de concentradores solares . . . . .	24
2.2.3. Configuraciones de concentradores solares . . . . .	25
2.3. Técnica de trazado de rayos . . . . .	33
2.3.1. Fenómenos ópticos . . . . .	35
2.4. TracePro® . . . . .	36
2.4.1. Intercambio Dinámico de Datos: DDE . . . . .	38
<b>3. Metodología</b>	<b>39</b>
3.1. Metodología general para la evaluación anual de sistemas de concen- tración . . . . .	40
3.1.1. Etapa de inicialización . . . . .	40
3.1.2. Etapa de simulación . . . . .	43
3.1.3. Etapa de procesamiento de datos y evaluación . . . . .	47
<b>4. Validación</b>	<b>50</b>

---

4.1. Evaluación anual de geometrías de reflectores integrados . . . . .	51
4.1.1. Etapa de inicialización . . . . .	51
4.1.2. Etapa de simulación . . . . .	55
4.1.3. Resultados . . . . .	58
4.2. Instalación experimental . . . . .	59
4.2.1. Condiciones de operación . . . . .	60
4.2.2. Instrumentos de medida . . . . .	62
4.3. Modelo teórico . . . . .	64
4.3.1. Procesamiento de la radiación . . . . .	64
4.3.2. Modelo de trazado de rayos . . . . .	66
4.3.3. Modelo térmico del colector solar . . . . .	68
4.4. Parámetros de validación . . . . .	73
<b>5. Resultados</b>	<b>75</b>
5.1. Comparación anual de geometrías de reflectores . . . . .	76
5.1.1. Comparación de la distribución del flujo de radiación . . . . .	76
5.1.2. Radiación directa incidente promedio mensual . . . . .	78
5.1.3. Comparación de comportamiento diario . . . . .	80
5.2. Comparación experimental del uso de un reflector . . . . .	82
5.2.1. Caso 0: referencia . . . . .	82
5.2.2. Caso 1: con re-circulación . . . . .	84

---

5.2.3. Caso 2: sin re-circulación . . . . .	90
5.2.4. Caso 3: mediciones intermitentes . . . . .	92
5.3. Validación teórico-experimental . . . . .	95
5.4. Aplicación en planta termosolar . . . . .	98
5.4.1. Horas de funcionamiento de las bombas . . . . .	99
5.4.2. Energía . . . . .	101
5.4.3. Costo de operación . . . . .	102
<b>6. Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>104</b>
6.1. Conclusiones . . . . .	105
6.1.1. Conclusiones referentes a la metodología . . . . .	105
6.1.2. Conclusiones referentes a la evaluación anual de reflectores in- tegrados . . . . .	106
6.1.3. Conclusiones referentes a la evaluación experimental del uso de un reflector . . . . .	107
6.1.4. Conclusiones referentes a la validación teórico-experimental y aplicación de la metodología . . . . .	109
6.2. Trabajos Futuros . . . . .	109
<b>A. Códigos de simulación</b>	<b>111</b>
A.1. Función general . . . . .	111
A.2. Función para instantes . . . . .	113

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

1.1. Recurso total anual de fuentes de energía. Tomado de: [1]. . . . .	3
1.2. Capacidad global y por regiones de Energía Solar Térmica de Concentración entre 2007 y 2017. Tomado de: [2]. . . . .	4
1.3. Países con mayor capacidad instalada de CSP al año 2018. Tomado de: [3]. . . . .	5
1.4. Metodología general seguida para el desarrollo del trabajo. . . . .	16
2.1. Ángulos solares. Tomado de: [4]. . . . .	20
2.2. Transferencia de radiación a partir de una fuente $S$ hacia un concentrador de área $A_c$ . Tomado de: [5]. . . . .	24
2.3. (a) Concentrador parabólico compuesto integrado (ICPC) (b) Concentrador parabólico compuesto (CPC) (c) Concentrador de canal parabólico (PTC) (d) Reflectores Fresnel lineal (LFR) (e) Sistemas de torres central (SCT) (f) Disco parabólico (SPD). . . . .	26
2.4. Diversas geometrías de reflectores para tubos evacuados. (a) Reflector de placa (b) Reflector de canal “V” (c) Reflector de canal parabólico (d) Reflector de canal parabólico compuesto. Tomado de: [6]. . . . .	27
2.5. Geometría de un concentrador parabólico compuesto. . . . .	29

---

2.6. Geometría de un concentrador tipo canal parabólico. . . . .	30
2.7. Factores de pérdidas que intervienen en la eficiencia óptica de un campo de heliostatos. Tomado de: [7]. . . . .	33
2.8. (a) Reflexión especular (b) Reflexión difusa (c) Ley de reflexión. . . . .	36
3.1. Ciclo del proceso de simulación durante el cual Tracepro <sup>®</sup> y MATLAB <sup>®</sup> intercambian comandos e información. . . . .	44
3.2. Reporte de flujo de radiación visto en (a) TracePro <sup>®</sup> (b) Archivo de texto y (c) Matlab <sup>®</sup> . . . . .	48
4.1. Carta solar para Monterrey, México. . . . .	51
4.2. (a) Vista en corte de un tubo que conforma el colector evaluado. (b) Diseño del reflector integrado tipo placa. (c) Diseño del reflector integrado tipo canal parabólico compuesto. (d) Diseño del reflector integrado tipo canal parabólico. . . . .	54
4.3. Año típico meteorológico para Monterrey, Nuevo León de acuerdo con Meteonorm. . . . .	55
4.4. Comportamiento de la radiación incidente en el colector con diferente cantidad de rayos para escenarios específicos de simulación. . . . .	56
4.5. Variación porcentual de la radiación incidente en el colector al incrementar cantidad de rayos para escenarios específicos de simulación. . . . .	56
4.6. Proceso de cálculo de las variables modificadas en cada instante de simulación para la generación de la fuente de radiación. . . . .	58
4.7. Diagrama de la instalación experimental. . . . .	60

---

4.8. (a) Vista real de la instalación experimental. (b) Reflector. (c) Vista de la instalación del reflector en el colector. . . . .	61
4.9. (a) Interfaz de adquisición de datos en tiempo real en LabView. (b) Interfaz de adquisición de datos del Maestro IO-Link. . . . .	63
4.10. Modelo de trazado de rayos (a) Previo al trazado de rayos (b) Posterior al trazado de rayos (Rayos visualizados: 2%). . . . .	67
5.1. Comparación del flujo de radiación en la superficie exterior de los tubos evacuados para el día 172 a las 11:00 horas sin reflector (a) Vista anterior (b) Vista posterior. . . . .	77
5.2. Comparación del flujo de radiación en la superficie exterior de los tubos evacuados para el día 172 a las 11:00 horas con reflector tipo placa (a) Vista anterior (b) Vista posterior. . . . .	77
5.3. Comparación del flujo de radiación en la superficie exterior de los tubos evacuados para el día 172 a las 11:00 horas con reflector tipo CPC (a) Vista anterior (b) Vista posterior. . . . .	78
5.4. Comparación del flujo de radiación en la superficie exterior de los tubos evacuados para el día 172 a las 11:00 horas con reflector tipo PTC (a) Vista anterior (b) Vista posterior. . . . .	78
5.5. Promedio mensual de radiación directa incidente en la superficie del colector para cada geometría evaluada. . . . .	79
5.6. Porcentaje de incremento de radiación incidente de cada tipo de reflector en relación al colector sin reflector. . . . .	79
5.7. Comparación de radiación incidente para el (a) equinoccio de primavera (b) solsticio de verano (c) equinoccio de otoño (d) solsticio de invierno. . . . .	80

---

5.8. Mediciones experimentales correspondientes al caso 0, llevadas a cabo en el día 100 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector. . . . .	83
5.9. Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 0 - día 100) . . . . .	84
5.10. Mediciones experimentales correspondientes al caso 1, llevadas a cabo en el día 106 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector. . . . .	85
5.11. Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 1 - día 106) . . . . .	86
5.12. Mediciones experimentales correspondientes al caso 1, llevadas a cabo en el día 114 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector. . . . .	87
5.13. Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 1 - día 114) . . . . .	87
5.14. Mediciones experimentales correspondientes al caso 1, llevadas a cabo en el día 117 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector. . . . .	89

5.15. Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 1 - día 117) . . . . .	89
5.16. (a) Comportamiento de los rayos reflejados con bajo ángulo de incidencia. (b) Efecto de la sombra generada por los tubos en las horas extremo del día. . . . .	90
5.17. Mediciones experimentales correspondientes al caso 2, llevadas a cabo en el día 116 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector. . . . .	91
5.18. Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 2 - día 116) . . . . .	91
5.20. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura para el día 115. (b) Ganancia de energía para cada colector calculada a partir de los datos medidos experimentalmente. . . . .	93
5.19. Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector (Caso 3 - día 115). . . . .	93
5.21. Caso 0. . . . .	96
5.22. Caso 1 - día 106. . . . .	96
5.23. Caso 1 - día 114. . . . .	97
5.24. Caso 1 - día 117. . . . .	97
5.25. Caso 2. . . . .	97
5.26. Horas de funcionamiento por mes para (a) la bombas de circulación en los colectores y (b) la bomba del calentador auxiliar. . . . .	100

---

5.27. (a) Energía solar captada mensualmente. (b) Energía auxiliar consumida mensualmente (Gas Natural). . . . .	101
6.1. Comportamiento de la ganancia de energía para cielo claro (a) en horas intermedias del día y (b) para horas extremo del día. . . . .	108

# ÍNDICE DE TABLAS

---

2.1. Clasificación de concentradores solares de acuerdo a diferentes parámetros. Información tomada de: [8–11]. . . . .	26
2.2. Resumen de algunas herramientas computacionales para el desarrollo de simulaciones con la técnica de trazado de rayos aplicadas a CSP. Información tomada de [12, 13]. . . . .	34
3.1. Parámetros de generación de la fuente de radiación tipo <i>Red</i> . . . . .	46
4.1. Características de los tubos evacuados . . . . .	54
4.2. Instrumentos de medida y sus especificaciones. . . . .	62
4.3. Correlaciones para el cálculo de la fracción de radiación difusa de acuerdo al modelo de Reindl. Tomado de: [14] . . . . .	65
4.4. Parámetros considerados para el procesamiento de radiación. . . . .	72
4.5. Parámetros considerados para el modelado de los colectores. . . . .	72
5.1. Diferencias de temperatura alcanzadas para cada caso analizado. . . . .	94
5.2. Parámetros de validación calculados para cada escenario . . . . .	98

---

5.3. Costo de electricidad y gas natural para la ubicación de aplicación durante el año 2018. . . . .	102
5.4. Resumen del comportamiento anual de la planta termosolar para cada caso analizado . . . . .	103

# NOMENCLATURA

---

$A_c$	Área del colector	$[m^2]$
$A_i$	Índice de anisotropía	$[-]$
$a_0$	Intercepto de la eficiencia del colector	$[-]$
$a_1$	Coefficiente de primer orden	$[W m^{-2} K^{-1}]$
$a_2$	Coefficiente de segundo orden	$[W m^{-2} K^{-2}]$
$C_p$	Calor específico del fluido de trabajo	$[J kg^{-1} K^{-1}]$
$d$	Fracción de radiación difusa	[Fracción]
$f$	Longitud focal	[mm]
$F_R$	Factor de remoción	$[-]$
$G_T$	Radiación total incidente en una superficie inclinada	$[W m^{-2}]$
$H_o$	Radiación extraterrestre horaria	$[W m^{-2}]$
$I_{b,H}$	Radiación directa incidente en una superficie horizontal	$[W m^{-2}]$
$I_{d,H}$	Radiación difusa incidente en una superficie horizontal	$[W m^{-2}]$
$I_{b,T}$	Radiación directa incidente en una superficie inclinada	$[W m^{-2}]$
$I_{d,T}$	Radiación difusa incidente en una superficie inclinada	$[W m^{-2}]$
$I_{g,T}$	Radiación reflejada por el suelo incidente en una superficie inclinada	$[W m^{-2}]$

$k_T$	Índice de claridad horario	[-]
$K_{\theta T}$	Modificador de ángulo de incidencia	[-]
$\dot{m}$	Flujo másico de entrada	[ $kg\ s^{-1}$ ]
$Q_u$	Ganancia útil del colector	[ $W$ ]
$R_b$	Factor geométrico	[-]
$T_a$	Temperatura ambiente	[ $^{\circ}C$ ]
$T_i$	Temperatura de entrada	[ $^{\circ}C$ ]
$T_o$	Temperatura de salida	[ $^{\circ}C$ ]

**LETRAS GRIEGAS**

$\alpha$	Absortancia	[Fracción]
$\alpha_s$	Ángulo de altitud solar	[ $^{\circ}$ ]
$\beta$	Ángulo de inclinación de una superficie	[ $^{\circ}$ ]
$\gamma$	Factor de interceptación	[Fracción]
$\gamma_s$	Ángulo de acimut solar	[ $^{\circ}$ ]
$\gamma_c$	Ángulo acimutal de un concentrador	[ $^{\circ}$ ]
$\delta$	Ángulo de declinación solar	[ $^{\circ}$ ]
$\eta_o$	Eficiencia óptica	[Fracción]
$\eta_i$	Eficiencia térmica instantánea	[Fracción]
$\theta$	Ángulo de incidencia	[ $^{\circ}$ ]
$\theta_s$	Ángulo de cenit solar	[ $^{\circ}$ ]
$\theta_c$	Mitad del ángulo de aceptación	[ $^{\circ}$ ]
$\rho$	Reflectancia especular	[Fracción]
$\tau$	Transmitancia	[Fracción]
$\phi$	Latitud	[ $^{\circ}$ ]
$\varphi$	Ángulo de borde	[ $^{\circ}$ ]
$\omega$	Ángulo de hora solar	[ $^{\circ}$ ]

**ABREVIATURAS**

C	Relación de concentración	[soles]
CSP	Plantas de energía solar de concentración	
GHI	Radiación global sobre la horizontal	$[W m^{-2}]$
DNI	Radiación solar directa normal	$[W m^{-2}]$

## CAPÍTULO 1

# INTRODUCCIÓN

---

*En este capítulo se presenta la motivación que llevó al desarrollo del presente trabajo, en el marco del panorama mundial y mexicano de la energía solar térmica de concentración, teniendo en consideración su enorme potencial. Se citan los trabajos desarrollados en el área de conocimiento de la investigación. Por último, se expone el planteamiento general de la tesis, conformado por la hipótesis a validar, los objetivos desarrollados para tal fin y la metodología general del trabajo.*

## 1.1 MOTIVACIÓN

Ante la creciente demanda energética mundial y otros problemas asociados como la inminente escasez de las fuentes tradicionales de energía y la contaminación del ambiente, que empieza a afectar la calidad de vida en la tierra, el sol aparece como la mayor fuente de energía limpia e inagotable para la sustentabilidad del planeta; teóricamente, la energía solar tiene el potencial de satisfacer adecuadamente las necesidades de energía del mundo, si existieran las tecnologías necesarias para lograrlo.

La radiación solar, cantidad de potencia que el sol entrega por unidad de área que está directamente expuesta y perpendicular a los rayos solares, es conocida como *constante solar* y tiene un valor de  $1,368 \text{ W/m}^2$ , este valor, distribuido en toda la superficie de la atmósfera terrestre, es decir, un cuarto de dicha constante, corresponde a la *constante solar media* o *flujo solar entrante promedio*, con un valor de  $342 \text{ W/m}^2$ , de los cuales, aproximadamente,  $77 \text{ W/m}^2$  son reflejados de vuelta al espacio y  $67 \text{ W/m}^2$  son absorbidos por la atmósfera, la cantidad restante, aproximadamente un 57% en promedio del total de la radiación, es la que realmente incide en la tierra [1].

En total, el sol ofrece una cantidad considerable de energía, alrededor de 885 millones de terawatts-hora (TWh) alcanzan la superficie de la tierra en un año, eso es 6,200 veces la energía primaria comercial consumida por la humanidad en 2008 y 4,200 veces lo que se espera consumiría en 2035 [1]. En otras palabras, la tierra recibe del sol la cantidad de energía consumida durante un año en un tiempo de una hora y 25 minutos. La energía solar recibida anualmente supera al total de las fuentes de energía de tipo fósil y la fisión nuclear, como se muestra en la Figura 1.1, también es mínimo el potencial anual de las energías renovables derivadas de la energía solar: biomasa (fotosíntesis), hidráulica y eólica. Otra energía renovable con un gran potencial teórico y que además no es derivada de la energía solar, es la

energía geotérmica, sin embargo, se reconocen limitantes en su aprovechamiento a gran escala [1].

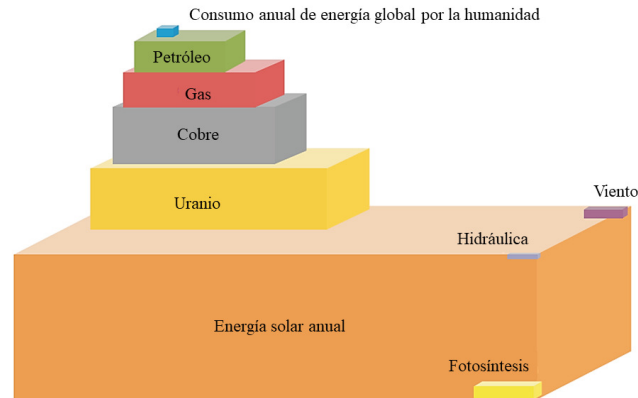


Figura 1.1: Recurso total anual de fuentes de energía. Tomado de: [1].

### 1.1.1 PANORAMA MUNDIAL DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN

Pese a su notable potencial, la contribución de la energía solar al suministro de energía global es insignificante, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), para el 2017, de la capacidad instalada de energías renovables en el mundo, solo un 17.9% corresponde a energía solar; por lo tanto, gran parte de la investigación se enfoca en lograr la captación y almacenamiento de la energía solar para la generación de electricidad. Existen dos principales categorías para tal fin, fotovoltaica y energía solar térmica de concentración (CSP). La primera involucra el uso de celdas solares que generan directamente electricidad a partir del efecto fotoeléctrico. Los sistemas de concentración emplean diferentes métodos para capturar la energía solar térmica para su posterior transformación en energía eléctrica, consisten básicamente de un conjunto de espejos que concentran la radiación solar directa como calor, el cual puede ser convertido a electricidad por medio de una

turbina o un motor térmico.

Con un desarrollo industrial avanzado y altos niveles de eficiencia energética, la energía solar térmica de concentración podría abastecer hasta el 7% de las necesidades energéticas mundiales para 2030 y llegar a la cuarta parte para 2050 [15]. Bajo el reconocimiento de este enorme potencial, las tecnologías de CSP han tenido un considerable crecimiento en la última década, como se muestra en la Figura 1.2; En 2017 entraron en funcionamiento 10 MW de capacidad, llevando la capacidad global a alrededor de 4.9 GW [2].

España es líder con respecto a la capacidad instalada de CSP con 2.3 GW en operación para finales de 2017, seguido por Estados Unidos con un poco más de 1.7 GW, como puede verse en las Figuras 1.2 y 1.3. A pesar de que estos dos países aportaron el 80% de la capacidad instalada a finales de 2017, en España no han entrado en funcionamiento nuevas plantas comerciales desde 2013 y en Estados Unidos desde 2015; esta tendencia se mantiene, debido a que son mercados emergentes los que están aportando a las nuevas capacidades instaladas, como se muestra en la Figura 1.3, y hasta finales de 2017, los proyectos en construcción se mantenían por fuera de estos dos países.

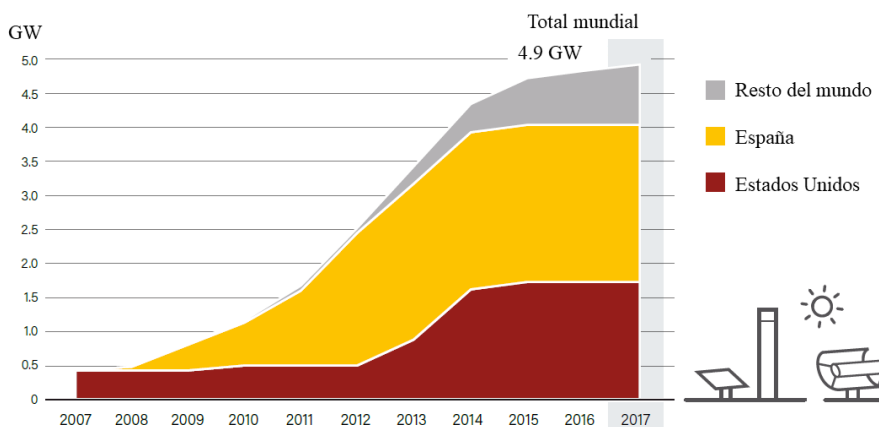


Figura 1.2: Capacidad global y por regiones de Energía Solar Térmica de Concentración entre 2007 y 2017. Tomado de: [2].

Como se muestra en el ranking de países de acuerdo a la capacidad instalada

de CSP para 2018 en la Figura 1.3, uno de los mercados emergentes resaltantes es Sudáfrica, destacado porque en 2017 fue el único país en agregar nuevas capacidades CSP a conexión. Por otro lado, en Marruecos, las plantas Noor II y Noor III con capacidades de 200 MW y 150 MW respectivamente, están en sus fases finales de construcción. Para finales de 2017, en India se tenía bajo construcción la planta de ciclo combinado Dadri Integrated Solar de 14 MW. En los Emiratos Árabes Unidos se espera que en 2020 entre en operación comercial la que sería la planta CSP más grande con una capacidad de 700 MW. En contraste, el aporte latinoamericano a la capacidad instalada mundial de CSP se resume a la planta Atacama 1 de 110 MW en Chile, que se espera entre en operación en 2019 [2].

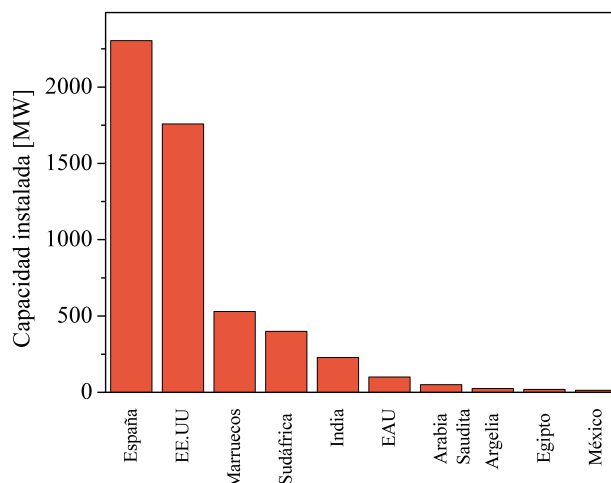


Figura 1.3: Países con mayor capacidad instalada de CSP al año 2018. Tomado de: [3].

De manera general, dependiendo del principio usado para la concentración, esta se puede clasificar en puntual o lineal, en el primer caso, existen las tecnologías de torre central y disco parabólico, en concentración de tipo lineal se encuentran los espejos tipo Fresnel y los canales parabólicos. Las tecnologías de canal parabólico y torre central dominan el mercado, con aproximadamente 0.9 GW para canal parabólico y 0.8 GW para torre central bajo construcción a finales de 2017. Además, las plantas Fresnel completan 0.1 GW en diferentes etapas de construcción,

principalmente en China y algunas plantas pequeñas en Francia e India.

### 1.1.2 PANORAMA MEXICANO DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN

México tiene las condiciones ideales para el aprovechamiento de la energía solar, la irradiación global media diaria en el territorio nacional es de alrededor de  $5.5 \text{ kWh/m}^2$ , una de las mejores del mundo. A pesar de estas condiciones, mucho de este recurso no es aprovechado en los diferentes sectores de la economía. Desde el año 2012 se inició el despliegue en el mercado mexicano de sistemas solares de concentración con colectores cilíndrico-parabólico, reportando al menos 32 proyectos instalados en diversos subsectores industriales; hasta el año 2017, de la capacidad solar térmica instalada en México, un 34 % corresponde a esta tecnología de concentración [16].

Dentro de los esfuerzos que ha hecho el país por explotar su potencial solar, se han instalado dos grandes laboratorios de pruebas de concentración que cuentan con diversas plantas, campos e instalaciones experimentales en los estados de Aguascalientes, Sonora y Morelos, con la finalidad de desarrollar recursos humanos y tecnológicos propios de concentración solar; estos son:

- Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar.
- Centro de Tecnologías de Concentración Solar, del Centro de Investigación en Óptica (CIO) de CONACyT.

### 1.1.3 EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE CONCENTRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR

La disponibilidad del recurso solar varía en gran medida a través del curso de un día, estación, año e incluso en una ubicación geográfica con respecto a otra.

Además de esto, una de las principales limitantes en la implementación de tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar es la inversión inicial de las mismas. Debido a estas dos principales restricciones, es importante evaluar y optimizar el rendimiento de las instalaciones solares para el caso específico de aplicación, tomando en consideración las condiciones meteorológicas cambiantes de la zona de aplicación, hasta lograr los diseños más eficientes dentro de un marco de viabilidad económica.

En las instalaciones CSP, además de que los sistemas de concentración son el componente con mayor costo, pudiendo representar hasta el 60% de la inversión total [12], la calidad óptica de los concentradores tiene un impacto significativo en la eficiencia y por lo tanto en el rendimiento de las plantas de potencia; las imperfecciones ópticas siempre están asociadas en los sistemas de concentración y deben ser consideradas en el diseño y evaluación de estos.

La eficiencia óptica de los sistemas de concentración, en términos generales, relaciona la cantidad de energía disponible de acuerdo al área total de concentración con la que incide en el receptor, por lo tanto, determina el nivel de concentración alcanzado y la distribución de la radiación en el receptor. La desviación con respecto del rendimiento ideal es referida como error óptico del concentrador. Existen diferentes contribuciones a este error, un primer factor es la forma de los concentradores, que puede tener cierta desviación con respecto a la forma ideal, por otro lado, el canteo o desviación de uno de los reflectores, además de problemas relacionados con los materiales reflexivos, cuando estos no cumplan la ley de reflexión especular o presentan imperfecciones en la superficie.

#### 1.1.4 TÉCNICA DE TRAZADO DE RAYOS

El trazado de rayos es la técnica más ampliamente usada para el análisis del rendimiento y diseño/optimización óptico de los concentradores solares [17] y otros sistemas ópticos. El método se basa en la generación de una gran cantidad de rayos

que emiten radiación a través de sistemas ópticos (conjunto de superficies refractivas o reflexivas), lo que permite modelar la propagación de la luz en diferentes medios de acuerdo a las propiedades ópticas asignadas, con el fin de determinar la distribución e intensidad de los rayos que inciden en la superficie de interés [4], que en el caso de los concentradores solares, es el receptor. La técnica de trazado de rayos proporciona una gran cantidad de información detallada sobre las características ópticas del sistema.

Para el uso de esta técnica en la evaluación de sistemas de concentración, algunos autores han desarrollado sus propios códigos para evaluar la eficiencia óptica teórica, sin embargo, no están disponibles para uso público [12]. Por otro lado, existen software disponibles y usados en la literatura para la aplicación de la técnica de trazado de rayos, dentro de éstos se pueden destacar SolTrace, ASAP, Opticad, SimulTrough y TracePro<sup>®</sup> [17]. Una de las principales desventajas en la aplicación de esta técnica es el aumento significativo del tiempo de cómputo con la generación de una gran cantidad de rayos, lo que se hace en busca de obtener resultados más precisos.

## 1.2 ANTECEDENTES

### 1.2.1 APLICACIONES DE LA TÉCNICA DE TRAZADO DE RAYOS

El modelado del mapa de radiación o análisis del flujo solar mediante un algoritmo de trazado de rayos fue uno de los primeros métodos computacionales para la caracterización de superficies [12]. Debido al desarrollo de la planta piloto de receptor central *SolarOne* en Estados Unidos, en 1978, el *Sandia National Labs* desarrolla la herramienta de trazado de rayos Monte-Carlo MIRVAL, con la finalidad de realizar estudios preliminares de la instalación de dicha planta, dicha herramienta está enfocada al análisis detallado de distribución de flujo solar y rendimiento óptico de cada heliostato en sistemas de receptor central [13] y se considera como una de la

herramientas más importantes y pioneras en el uso de la técnica de trazado de rayos para la evaluación de sistemas de concentración.

A partir de estos primeros avances, la técnica de trazado de rayos ha sido ampliamente usada para la evaluación de diferentes sistemas de concentración, con múltiples fines como optimización de geometría, orientación de los reflectores o evaluación de las estrategias de seguimiento, con el fin de reducir los errores ópticos, a partir del mapa de radiación incidente en el receptor y la energía concentrada a través de cierto tiempo de simulación.

Dentro de las aplicaciones a campos de heliostatos, ésta técnica se usó para validar un código desarrollado para generar configuraciones espaciales en función de minimizar las pérdidas por sombras y bloqueos [18]. En este trabajo, los autores generaron un campo de 3,132 heliostatos distribuidos radialmente y evaluado para una zona del sur de Túnez, prospecto para la instalación de plantas de concentración. La validación del código es llevada a cabo por medio de un software de trazado de rayos comparando el rendimiento óptico calculado por ambos métodos, obteniendo un error máximo del 6.47 %. Presentan escenarios de evaluación analizando cada uno de los factores que intervienen en la reducción del rendimiento óptico, obteniendo un comportamiento más favorable para el solsticio de verano, con valores superiores al 65 % en la mayor parte del día, mientras que en el solsticio de invierno está por debajo del 53 %.

Uno de los factores de mayor impacto en la reducción de la eficiencia óptica de campos de heliostatos es el factor coseno, provocado cuando los rayos solares no inciden de manera perpendicular a la superficie del heliostato; en busca de reducir este efecto, la técnica de trazado de rayos se usó para validar un mecanismo de seguimiento y redirección [19], conformado por un disco parabólico con sistema de seguimiento de dos ejes que concentra la totalidad de la radiación en un foco común con un lente debidamente diseñado para transformar los rayos solares en un haz colimado, que son proyectados hacia un espejo plano con dos grados de libertad,

encargado de redirigir la radiación hacia el objetivo de concentración fijo. Al realizar el modelo geométrico del diseño, este es evaluado con la técnica de trazado de rayos y encuentran que, de la radiación incidente, un 83.3 % es concentrada en el objetivo.

En el trabajo anterior, se introduce de cierta manera la aplicación a concentradores de tipo disco parabólico, en este campo de aplicación, un tema de especial interés es el diseño del receptor, por lo que algunas investigaciones se han enfocado en la comparación del tipo de cavidad usado en receptores para disco parabólico [20], cuyo modelo óptico se lleva a cabo por medio de trazado de rayos, obteniendo la energía absorbida por cada espiral del receptor, para su posterior análisis numérico y comparación. Convencionalmente, las instalaciones de concentración de este tipo usan concentradores de una etapa, los cuales presentan algunas desventajas que podrían ser superadas con diseños de dos etapas, los cuales proporcionan mayor flexibilidad y estructuras estables, por lo que se han hecho nuevos diseño sobre esta tecnología para incrementar la relación de concentración [21]; en este trabajo, los autores desarrollan un modelo de análisis óptico que es validado por medio de la técnica de trazado de rayos, obteniendo un error menor al 0.12 %, además con el diseño logran aumentar la eficiencia óptica en un 19 % y la relación de concentración en un 24.8 %.

Dentro de concentradores lineales, una tecnología de amplio interés, por su practicidad en la instalación y bajo uso de suelo, es la de campos de espejos tipo Fresnel. Para mejorar el rendimiento óptico de estos reflectores, se han planteado diseños de tipo compuesto con múltiples receptores con el fin de reducir las pérdidas por sombras y bloqueo sin aumentar el uso de suelo [22]; en este trabajo, los autores desarrollaron un modelo geométrico para configuraciones de espejos Fresnel de tipo normal, compacta e híbrida, validado por medio de experimentación y simulaciones de trazado de rayos, comparando el mapa de radiación obtenido por ambas técnicas. Concluyen que con una instalación de tipo híbrido se logran mejores relaciones de concentración y uso de suelo.

La tecnología de canal parabólico es considerada como una de las más maduras y con mayor aplicación alrededor del mundo en lo referente a concentración de radiación solar; uno de los principales intereses en la investigación de estos sistemas es conocer la distribución de la radiación incidente en el tubo receptor, con este fin, se ha desarrollado un modelo óptico con un método computacional denominado *Ray Tracing 3Dimensions-4Rays (RT3D-4R)* [23], discretizando tanto el canal parabólico como el tubo receptor y siguiendo el recorrido del vector que representa los rayos solares a través del sistema, teniendo en cuenta las sombras y reflexiones que sufre hasta llegar al receptor; el método propuesto es validado por medio de su aplicación a un sistema típico de canal parabólico comparando resultados de densidad de concentración con estudios previos reportados en la literatura. En esta tecnología, la técnica de trazado de rayos también ha sido aplicada para identificar zonas de máxima intensidad en el receptor [24] y en el diseño geométrico del canal en relación a ángulo de aceptación [25, 26], donde desarrollan el modelo geométrico de un concentrador de tipo canal parabólico compuesto y es evaluado con técnicas de trazado de rayos 2D.

La técnica de trazado de rayos también provee información útil que constituye parámetros de entrada para posteriores estudios, por ejemplo el mapa de radiación es usado para el diseño geométrico y evaluación del desempeño térmico de receptores de sistemas de torre central [27, 28], este también puede constituir condiciones de frontera en simulaciones de Dinámica de Fluidos Computacional para la determinación de la distribución de temperatura en las superficies de concentración [28, 29].

Como se mencionó anteriormente, una de las principales limitantes en el uso de esta técnica de simulación es el tiempo de cómputo y la imposibilidad de automatizar simulaciones para el desarrollo de evaluaciones anuales, por esta razón, los trabajos expuestos se han limitado a escenarios muy específicos de evaluación como aspectos de diseño [22–27, 29, 30], solsticios y equinoccios [18, 19], un día específico del año [31] o días representativos de cada estación del año [32], incluso escenarios muy particulares como un día y una hora [28]; sin embargo, una de las principales di-

ficultades en la evaluación de cualquier instalación de captación de energía solar es la intermitencia de este recurso, la radiación solar varía en las diferentes épocas del año y para cada ubicación del planeta, además en sistemas de concentración que incluyen estrategias de seguimiento, la variación de la posición aparente del sol afecta en gran medida el desempeño del sistema y por lo tanto su capacidad de concentración. Un estudio reciente desarrolló una evaluación óptica anual de un foto-reactor solar [33], basando su estudio en la comparación del arreglo de tubos ubicados dentro del tubo receptor de un concentrador CPC, usando la herramienta de trazado de rayos Tonatiuh.

Existe gran variedad de herramientas computacionales para el desarrollo de simulaciones de trazado de rayos, se reconoce que existen 36 para aplicaciones a sistemas CSP [34]. En los trabajos señalados anteriormente se usan diferentes técnicas y herramientas, como métodos gráficos [24, 25], el software opto-mecánico comercial TracePro<sup>®</sup> [19, 22, 26, 29], la herramienta desarrollada por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, SolTrace [28], la herramienta Tonatiuh [32] y códigos desarrollados como OPSOL [31] y en lenguaje FORTRAN [23, 27].

### 1.2.2 REFLECTORES INTEGRADOS

Hoy en día, debido al insignificante aumento en el costo y el mejoramiento en la eficiencia, la mayoría de los colectores solares de tubos evacuados utilizan algún tipo reflector. Debido a la reflectancia imperfecta, el uso de un reflector incurre en ciertas pérdidas ópticas, al tiempo, las pérdidas de calor se reducen porque hay menos área de absorción por área de apertura; por lo tanto, la elección de un reflector implica una compensación entre el rendimiento óptico, rendimiento térmico y costo [6].

Existen diferentes geometrías de reflectores, bien sea una placa plana, canal “V”, reflector cilíndrico parabólico (tipo PTC) y reflector parabólico compuesto (tipo CPC). La selección de un buen reflector tiene que ver con un amplio rango de ángulo

de aceptación, por lo tanto, desde un punto de vista óptico, el CPC es mejor con respecto a los demás; debido a esto, desde su definición general en 1979 [35], la investigación ha sido más amplia en esta geometría.

Los estudios relacionados con reflectores integrados se han concentrado principalmente en el estudio con colectores tipo placa plana, sin embargo, en busca de proponer prototipos que cumplan con las premisas de factibilidad técnica y económica, diversos autores han estudiado teórica y experimentalmente la integración de reflectores a un colector tubular.

Una comparación teórico-experimental es desarrollada con el fin de validar un detallado modelo térmico del colector solar de tubos evacuados con y sin reflector tipo CPC integrado [36], obteniendo mediciones horarias experimentales de 6 tubos evacuados con y sin reflector para un día particular en cada caso, validando el modelo presentado. Con el fin de evaluar el desempeño térmico de un colector de tubos evacuados usando aire directamente como fluido de trabajo [37], se llevan a cabo pruebas de un colector con y sin reflector con dos flujos de aire (alto y bajo), encontrando un aumento en la temperatura de salida con la disminución del flujo, debido al incremento del tiempo de residencia; además, la diferencia de temperatura es mayor para el caso de evaluación que integra el reflector, encontrando un máximo de  $74.4^{\circ}\text{C}$ , mientras que sin reflector, la máxima diferencia fue de  $52.9^{\circ}\text{C}$ . En este trabajo se emplearon 15 tubos evacuados con un área de captación total de  $1.6\text{m}^2$ ; el reflector fue construido con acero templado y recubierto con zinc, con el fin de lograr una alta reflectancia, con un tamaño de 1.55 por 1.2 m.

Un reciente concepto de reflector tipo placa integrado a colectores solares de tubos evacuados es introducido, con el fin de satisfacer la demanda de radiación en las diferentes épocas del año, el cual consiste de un arreglo horizontal de los colectores con un reflector ubicado a  $90^{\circ}$ , con una inclinación que debe ser definida de manera óptima de acuerdo al caso de estudio (localización), incluyendo un modelo matemático para determinar la radiación incidente en el colector en dicha posición

considerando el reflector [38].

## 1.3 PLANTEAMIENTO GENERAL DE LA TESIS

### 1.3.1 HIPÓTESIS

Con base en lo expuesto anteriormente, se plantea la siguiente hipótesis para la presente investigación:

**La evaluación anual del desempeño de sistemas de concentración de energía solar resulta ser una fuente de información representativa para la toma de decisiones en su diseño e instalación. Es posible estructurar una metodología basada en la técnica de trazado de rayos capaz de desarrollar evaluaciones anuales de diferentes tecnologías de concentración.**

### 1.3.2 OBJETIVOS

#### 1.3.2.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general del presente trabajo es **desarrollar una metodología basada en la técnica de trazado de rayos para la evaluación del desempeño anual de sistemas de concentración de energía solar.**

#### 1.3.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para alcanzar el objetivo del trabajo, se plantean los siguientes objetivos de carácter específico:

- **Diseñar una metodología general de evaluación anual aplicable a diferentes tecnologías de concentración.** La finalidad de este objetivo es definir detalladamente las etapas que permiten la evaluación de rendimiento anual de diferentes sistemas de concentración, basado en el uso del software comercial TracePro<sup>®</sup> en conjunto con MATLAB<sup>®</sup>.
- **Aplicar la metodología en la evaluación anual de diferentes geometrías de reflectores integrados.** Una vez estructurada la metodología, es aplicada en la evaluación anual de tres geometrías de reflectores, usando datos de radiación típicos y comparando la radiación directa incidente en el colector.
- **Diseñar y construir una instalación experimental para la validación de la metodología y los resultados teóricos.** Para la validación experimental de la metodología diseñada, se plantea el desarrollo de una instalación en la cual se puede comparar el funcionamiento de dos colectores bajo las mismas condiciones de operación, incluyendo un reflector posterior en uno de estos.
- **Validar los resultados obtenidos a partir de la metodología de simulación y los modelos teóricos.** Teniendo algunos datos experimentales como parámetros de entrada, se hace uso del software TRNSYS para obtener la temperatura de salida de cada colector y realizar una comparación teórico-experimental, con el fin de validar la metodología de simulación.

### 1.3.3 METODOLOGÍA GENERAL

El conjunto de pasos seguidos para el desarrollo del trabajo de muestra de manera gráfica en la Figura 1.4, cada uno de estos se especificarán en los capítulos siguientes.

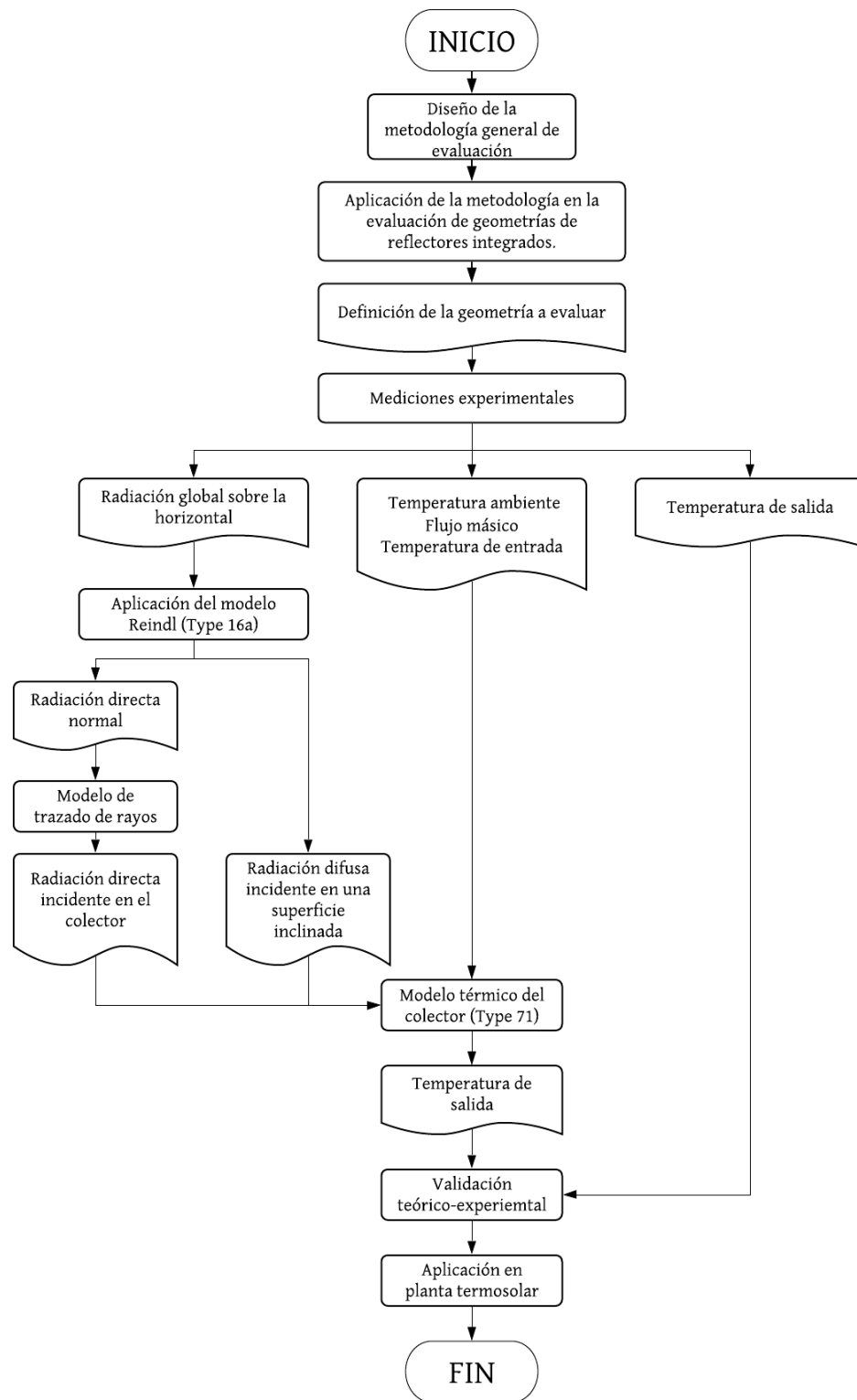


Figura 1.4: Metodología general seguida para el desarrollo del trabajo.

## CAPÍTULO 2

# MARCO TEÓRICO

---

*En este capítulo se presentan los principales conceptos teóricos necesarios para el desarrollo del trabajo. Se parte de los principios de radiación solar con la dirección de la radiación solar directa, seguido de las configuraciones de concentradores solares, describiendo sus principales características. Por último, se incluyen algunas especificaciones sobre la técnica de trazado de rayos y el principio de simulación de TracePro<sup>®</sup>.*

## 2.1 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar se define como la cantidad de radiación electromagnética incidente en la tierra proveniente del sol; la cantidad de radiación incidente en un punto del planeta se ve afectada por dos fenómenos, el primero es debido a las interacciones del sistema astronómico sol-tierra. La tierra gira alrededor del sol en una órbita elíptica, un ciclo se completa en 365 días y se denomina movimiento de traslación. A su vez, la tierra gira alrededor de su propio eje con una duración aproximada de 24 horas y se denomina movimiento de rotación. El eje de la tierra está ligeramente desplazado ( $23^{\circ} 26' 13.7''$ ) con respecto al plano de la órbita. El movimiento de traslación en conjunto con la oblicuidad terrestre produce las estaciones del año y el de rotación, el día y la noche. De estos dos movimientos depende cuanta energía solar se recibe en una determinada región de la tierra a lo largo del año, por lo tanto, en el solsticio de invierno, los rayos del sol inciden perpendicularmente en el trópico de Capricornio, y en el solsticio de verano, en el trópico de Cáncer. De los trópicos hacia los polos, los rayos solares nunca inciden perpendicularmente sobre la superficie de la tierra, de modo que esas regiones reciben menos radiación solar.

El segundo fenómeno se debe a que, una vez que la radiación solar llega a la capa exterior de la atmósfera terrestre, esta sufre una serie de modificaciones debido a dos eventos, el primero es la dispersión de la radiación provocada por las partículas del aire y agua (vapor y gotas), el grado de dispersión depende de la cantidad y tamaño de estas partículas; por otro lado, el segundo evento es la absorción de radiación por  $O_3$ ,  $H_2O$  y  $CO_2$ . Posterior a estos procesos, la radiación incidente en una superficie es definida como *Radiación Solar Total*, comúnmente referida como *Radiación Global*, que es la medición de la radiación incidente en una superficie horizontal.

La radiación solar total es la suma de dos componentes, la *Radiación Directa*, definida como la radiación solar recibida del sol sin que haya sido dispersada por la atmósfera y la *Radiación Difusa*, que es la radiación recibida del sol después

de que su dirección ha cambiado debido a la dispersión por la atmósfera. En días despejados, la componente de radiación directa es más significativa que la difusa, mientras que en días nublados disminuye la fracción de radiación solar directa y predomina la difusa. Los sistemas CSP solo consideran la radiación solar directa para el proceso de concentración, debido a que su dirección puede ser conocida, mientras que la radiación solar difusa puede tener múltiples direcciones aleatorias; además, su aplicación se da principalmente en zonas donde predomina la radiación solar directa.

### 2.1.1 DIRECCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DIRECTA

La relación geométrica entre un plano con cualquier orientación relativa a la tierra en un momento dado y la radiación solar directa incidente, es caracterizada por medio de la posición del sol relativa a dicho plano y puede ser descrita por medio de un conjunto de ángulos. A continuación se definen algunos ángulos importantes previos para caracterizar la posición y movimiento aparente del sol.

- **Latitud** ( $\phi$ ). Distancia angular desde un punto en la superficie de la tierra hasta el plano ecuatorial. Es positiva para el hemisferio norte y está entre  $-90^\circ$  y  $90^\circ$ .
- **Declinación** ( $\delta$ ). Indica la posición angular del sol a mediodía con respecto al plano del ecuador, su periodo es de un año, es positivo para el hemisferio norte y está entre  $-23.45^\circ$  y  $23.45^\circ$ . La declinación puede ser calculada por medio de la ecuación aproximada de Cooper [4], Ecuación 2.1, donde  $n$  representa el día del año de forma consecutiva (1 para el primero de enero).

$$\delta = 23.45 \sin \left( 360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2.1)$$

- **Ángulo hora solar** ( $\omega$ ). Desplazamiento angular del sol hacia el este o el oeste con respecto al meridiano local, debido a la rotación de la tierra en su

eje a razón de  $15^\circ$  por hora. Se toma como origen del ángulo el mediodía solar y valores crecientes en el sentido del movimiento del sol. Está dado por la Ecuación 2.2 [39], donde  $t_s$  corresponde al tiempo solar en horas (de 0:00 a 24:00 horas).

$$\omega = 15(t_s - 12) \quad (2.2)$$

### 2.1.1.1 ÁNGULOS SOLARES

Para conocer la posición del sol en un momento dado, a continuación se definen ciertos ángulos de caracterización que son también representados gráficamente en la Figura 2.1.

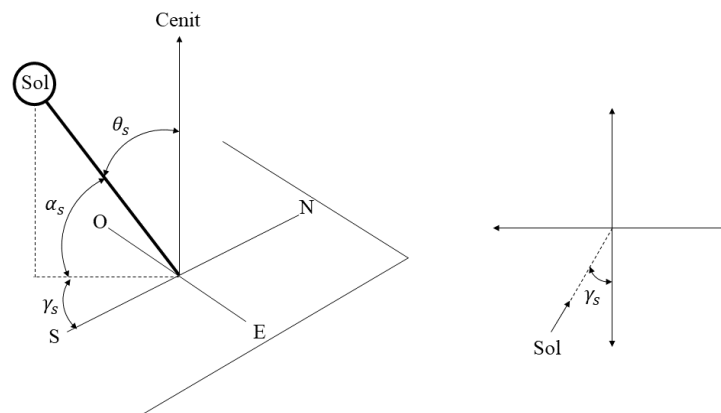


Figura 2.1: Ángulos solares. Tomado de: [4].

- **Ángulo Cenit ( $\theta_s$ ).** Ángulo formado entre la vertical y la línea al sol, es el ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre una superficie horizontal. Este ángulo debe estar entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$  cuando el sol está sobre el horizonte y se puede calcular por medio de la Ecuación 2.3 [4].

$$\cos \theta_s = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (2.3)$$

- **Ángulo de Altitud solar** ( $\alpha_s$ ). Ángulo entre la horizontal y la línea al sol, es el ángulo complementario al cenit solar, Ecuación 2.4, o se puede calcular directamente por medio de la Ecuación 2.5.

$$\alpha_s = 90 - \theta_s \quad (2.4)$$

$$\sin \alpha_s = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (2.5)$$

- **Ángulo de Acimut** ( $\gamma_s$ ). Desplazamiento angular desde el sur de la proyección de la radiación directa sobre un plano horizontal. Es igual a  $0^\circ$  en el medio día solar cuando dicha proyección coincide con el eje sur, toma valores positivos en dirección oeste y negativos en dirección este. El ángulo de acimut solar puede tener valores entre  $180^\circ$  y  $-180^\circ$ . Para latitudes norte o sur entre  $23.45^\circ$  y  $66.45^\circ$ ,  $\gamma_s$  tomará valores entre  $90^\circ$  y  $-90^\circ$  para días con menos de 12 horas entre el amanecer y el atardecer, para días con más de 12 horas,  $\gamma_s$  será mayor a  $90^\circ$  o menor a  $-90^\circ$  temprano y tarde en el día, cuando el sol está al norte de la línea este-oeste para el hemisferio norte o al sur para el hemisferio sur; en conclusión,  $\gamma_s$  es negativo cuando el ángulo hora solar es negativo y positivo cuando dicho ángulo es positivo.  $\gamma_s$  puede ser determinado por medio de la Ecuación 2.6 [4], donde la función *sign* es igual a +1 si  $\omega$  es positivo e igual a -1 si  $\omega$  es negativo.

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos \theta_s \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_s \cos \phi} \right) \right| \quad (2.6)$$

## 2.2 CONCENTRADORES SOLARES

Para aplicaciones donde se requiere entregar energía a temperaturas altas por medio de un fluido de trabajo, ya sea para aplicaciones directas de este o para su uso en la generación de electricidad, se incrementa el flujo de radiación en receptores

que logran obtener mayores temperaturas al disminuir su área, buscando con esto disminuir las pérdidas de calor. Para lograr esto, se emplea un dispositivo óptico entre la fuente de radiación y la superficie receptora [4]. La función de dichos dispositivos ópticos o concentradores es orientar la radiación directa hacia el receptor, por lo tanto, las temperaturas alcanzadas dependen del recurso de radiación directa normal disponible, ubicaciones áridas o semi-áridas con cielos despejados son los candidatos ideales para la instalación de plantas CSP [40], como el norte de África, Oriente Medio, Mediterráneo y vastas áreas de Estados Unidos; se considera que para la viabilidad económica de plantas CSP, el promedio de radiación directa normal (DNI) debe superar los  $1,800 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$  [8].

Las plantas CSP están integradas por varios elementos, el más importante es el sistema de concentración, además consiste del receptor, turbina de vapor o motor térmico para la transformación de la energía térmica y un generador eléctrico. Adicionalmente, la integración de un sistema de almacenamiento puede ayudar a asegurar la generación continua de electricidad durante la noche o días nublados, que por otro lado aumenta la eficiencia global de la planta [41].

Dentro de las ventajas de los concentradores solares se pueden mencionar [42]:

- El fluido de trabajo puede alcanzar temperaturas más altas, comparado por ejemplo con sistemas de colección de placa plana, con la misma superficie de captación de energía solar, es decir, se puede alcanzar una eficiencia energética mayor.
- La alta temperatura alcanzada permite la operación de diversos dispositivos térmicos.
- Eficiencia térmica alta debido a la reducida área de pérdidas de calor.

Sin embargo, estos sistemas también tienen asociadas algunas desventajas [42]:

- Los concentradores colectan muy poca radiación difusa o es nula, dependiendo de la configuración.

- Incluir la integración de un sistema de seguimiento, que debe asegurar que se logre la concentración de la radiación en el receptor.
- Requiere mantenimiento para asegurar la calidad óptica del o los reflectores.

### 2.2.1 RELACIÓN DE CONCENTRACIÓN

Para alcanzar altas temperaturas por medio de la captación de radiación solar, no siempre es necesario el uso de concentradores, también es posible alcanzar altas temperaturas con colectores incluyendo revestimientos selectivos, sin embargo la degradación del material aumenta a altas temperaturas, además, las pérdidas de calor por radiación aumentan con la temperatura en un factor de  $T^4$ , debido a estos dos factores se recurre a aumentar la concentración; las pérdidas de calor son proporcionales al área del receptor y esta es inversamente proporcional a la concentración, como se muestra en la Ecuación 2.7, que define la relación de concentración como la relación entre el área de apertura del concentrador y área del receptor.

$$C = \frac{A_a}{A_r} \quad (2.7)$$

La relación de concentración, junto con el ángulo de aceptación, definido como el rango angular en el cual es captada toda la radiación sin movimiento del concentrador, representan los dos parámetros de diseño más importantes de un concentrador; altas concentraciones implican ángulos de aceptación bajos. Estos dos parámetros pueden ser relacionados por medio de la relación de concentración máxima, desarrollada por Rabl, A. (1975) [5], aplicando la segunda ley de la termodinámica a un sistema con una fuente  $S$  de radio  $r$  y un concentrador de área  $A_a$ , considerando sus superficies como cuerpos negros y en el vacío, con transferencia de calor por radiación entre ellas, como se muestra en la Figura 2.2. De esta manera, define la relación de concentración máxima ideal para cualquier concentrador, en el caso de un concentrador bidimensional (foco lineal), esta definida por la Ecuación 2.8 y para

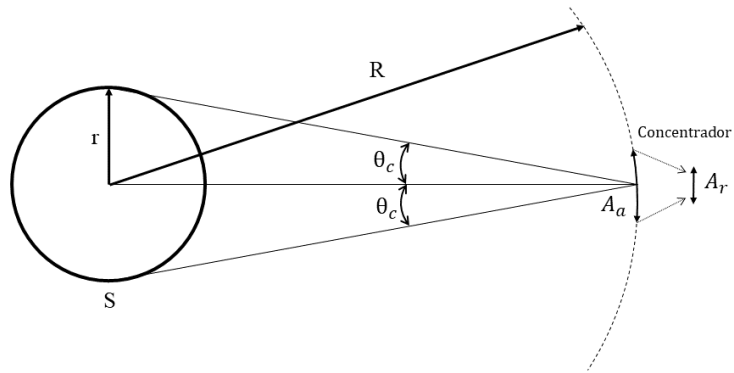


Figura 2.2: Transferencia de radiación a partir de una fuente  $S$  hacia un concentrador de área  $A_a$ . Tomado de: [5].

un concentrador tridimensional (foco puntual) por la Ecuación 2.9, en función de la mitad del ángulo de aceptación ( $\theta_c$ ).

$$C = \left( \frac{A_a}{A_r} \right)_{\text{lineal, máx.}} = \frac{1}{\sin \theta_c} \quad (2.8)$$

$$C = \left( \frac{A_a}{A_r} \right)_{\text{puntual, máx.}} = \frac{1}{\sin^2 \theta_c} \quad (2.9)$$

## 2.2.2 EFICIENCIA ÓPTICA DE CONCENTRADORES SOLARES

Los concentradores solares tienen propiedades ópticas que varían sustancialmente con la geometría, lo que define la eficiencia óptica del mismo, la cual relaciona la cantidad de energía que es absorbida por la superficie del receptor con la energía incidente en la apertura del concentrador; depende de las propiedades ópticas de los materiales, la geometría del concentrador y las imperfecciones del mismo, por lo tanto, no es sencillo describirla analíticamente. De manera general se puede expresar con la Ecuación 2.10 [42].

$$\eta_o = \rho\tau\alpha\gamma [(1 - A_f \tan \theta) \cos \theta] \quad (2.10)$$

Donde  $\rho$  representa la reflectancia especular del concentrador,  $\tau\alpha$  el producto transmitancia-absortancia del receptor,  $\theta$  es el ángulo de incidencia,  $A_f$  es un factor geométrico que mide la reducción del área de apertura debida a los efectos de incidencia anormal y  $\gamma$  es el *factor de interceptación*, definido como la fracción de la radiación reflejada que incide en la superficie absorbente del receptor, tiene valores típicos mayores a 0.9 [4].

### 2.2.3 CONFIGURACIONES DE CONCENTRADORES SOLARES

Existen diferentes configuraciones para el concentrador, pueden ser cilíndricos o superficies de revolución, continuos o segmentados y dependiendo de esta configuración, la relación de concentración puede cambiar en varios órdenes de magnitud; una mayor relación de concentración representa alcanzar temperaturas más altas, sin embargo requiere mayor precisión y calidad en el posicionamiento, lo que aumenta significativamente el costo de estas instalaciones. En la Figura 2.3 se presentan algunos tipos de concentradores, que a su vez pueden ser agrupados de manera general en *concentradores formadores de imagen* y *concentradores no formadores de imagen*, estos últimos alcanzan una relación de concentración más baja, sin embargo logran una mejor distribución y reciben su nombre debido a que no forman una imagen clara del sol en la superficie receptora. Los concentradores, de acuerdo al tipo de seguimiento, pueden ser *estáticos*, de *un eje de seguimiento* o de *doble eje* y de acuerdo al tipo de foco, pueden ser *puntuales* o *lineales*. La Tabla 2.1 muestra la clasificación de los concentradores de acuerdo a estos y otros parámetros.

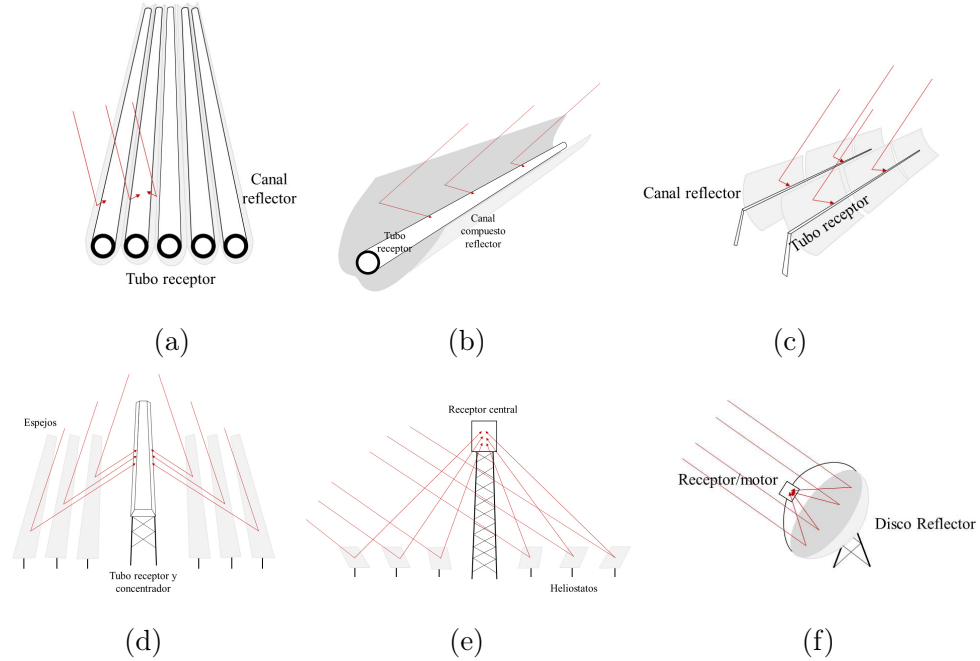


Figura 2.3: (a) Concentrador parabólico compuesto integrado (ICPC) (b) Concentrador parabólico compuesto (CPC) (c) Concentrador de canal parabólico (PTC) (d) Reflectores Fresnel lineal (LFR) (e) Sistemas de torres central (SCT) (f) Disco parabólico (SPD).

Tabla 2.1: Clasificación de concentradores solares de acuerdo a diferentes parámetros. Información tomada de: [8–11].

Clasificación general	Seguimiento	Foco	Tecnología	Relación de concentración	Temperatura alcanzada	Eficiencia óptica	Receptor
No formadores de imagen	Estático o móvil	Lineal	Concentrador parabólico compuesto integrado	<1.4	<150° C	-	Tubular
	Estático		Concentrador parabólico compuesto	1 -5	70 - 240	-	Tubular o placa plana
	Móvil		Canal parabólico	5 -15	70 - 290	-	Tubular y móvil con la estructura
Formadores de imagen	1 eje	Lineal	Reflectores Fresnel lineal	25 -100	<400° C	Media	Tubular, puede incluir concentrador, fijo
			Torre central	70 - 80	<400° C	Baja	Tubular, puede incluir concentrador, fijo
	2 ejes	Puntual	Torre central	300 - 1000	250° C - 800° C	Media	Fijo, de cavidad o cilíndrico
			Disco parabólico	1000 - 3000	70° C - 800° C	Alta	Móvil con el disco
			Horno solar	10,000	>3,000° C	Alta	Fijo pruebas de materiales

## 2.2.3.1 REFLECTORES INTEGRADOS

Con el fin de mejorar el rendimiento de los colectores solares con aplicaciones de calentamiento de agua de baja a media temperatura, se ha desarrollado el concepto de reflector integrado en colectores solares tubulares sin seguimiento. En la Figura 2.4 se muestran las diferentes geometrías de reflectores integrados para colectores de tubos evacuados. En el primer caso (Figura 2.4a), el reflector consiste básicamente de una placa posterior a los tubos, la cual puede tener una reflexión especular o difusa para redirigir la radiación incidente hacia los tubos; tiene un bajo costo, sin embargo, su rendimiento también lo es debido a las pérdidas de radiación entre los tubos.

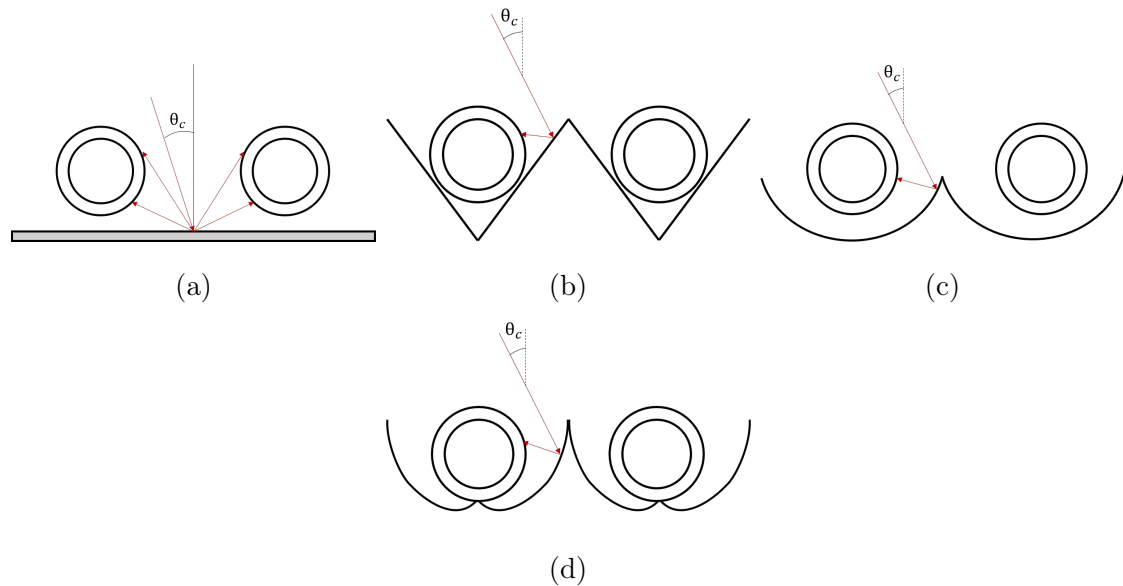


Figura 2.4: Diversas geometrías de reflectores para tubos evacuados. (a) Reflector de placa (b) Reflector de canal "V" (c) Reflector de canal parabólico (d) Reflector de canal parabólico compuesto. Tomado de: [6].

Los reflectores de canal en "V" se adaptan bastante bien a los absorbentes planos, pero con los absorbentes tubulares, se desaprovecha la parte posterior de los tubos, como se muestra en la Figura 2.4b; en baja escala puede llegar a tener un bajo costo, al igual que el reflector de canal parabólico (Figura 2.4c). Ópticamente,

el mejor reflector es el tipo parabólico compuesto (Figura 2.4d), ya que se encuentra diseñado bajo el principio de *edge-ray*, el cual se detallará más adelante, lo cual le permite tener mejor capacidad de concentración.

### 2.2.3.2 CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO (CPC)

CPC es un término genérico usado para una familia completa de dispositivos, el concepto general de CPC 2D se desarrolló por Winston R. en 1974, sin embargo, desde su diseño original, se han desarrollado múltiples configuraciones 2D y 3D con diversas aplicaciones [43]. Se han reportado más de 30 configuraciones con diferentes características geométricas y diversas aplicaciones [44], lo que se traduce en el gran potencial de esta tecnología para la captación de energía solar con aplicaciones de baja-media temperatura.

Un concentrador parabólico compuesto es un concentrador no formador de imagen cuyo diseño fue concebido bajo el principio de *edge-ray*, usado para lograr la concentración de radiación en un *target* reducido y establece que los rayos reflejados del borde del concentrador incidirán en el borde del *target*. Este tipo de concentradores se comprende de dos reflectores tipo sección de parábola ubicados uno en frente del otro con cierto ángulo de aceptación ( $2\theta_c$ ), como se muestra en la Figura 2.5. La mitad del ángulo de aceptación ( $\theta_c$ ) está formado entre el eje de la CPC y la línea que une el foco de una de las parábolas con su borde; si es un concentrador perfecto, toda la radiación incidente con ángulos entre  $\pm\theta_c$  será reflejada hacia el receptor, ubicado en el fondo del concentrador, gracias a múltiples reflexiones especulares en las parábolas. El receptor puede ser de diferentes tipos, plano o tubular, dependiendo de la aplicación. Lo que se busca con este tipo de diseños es suprimir el sistema de seguimiento.

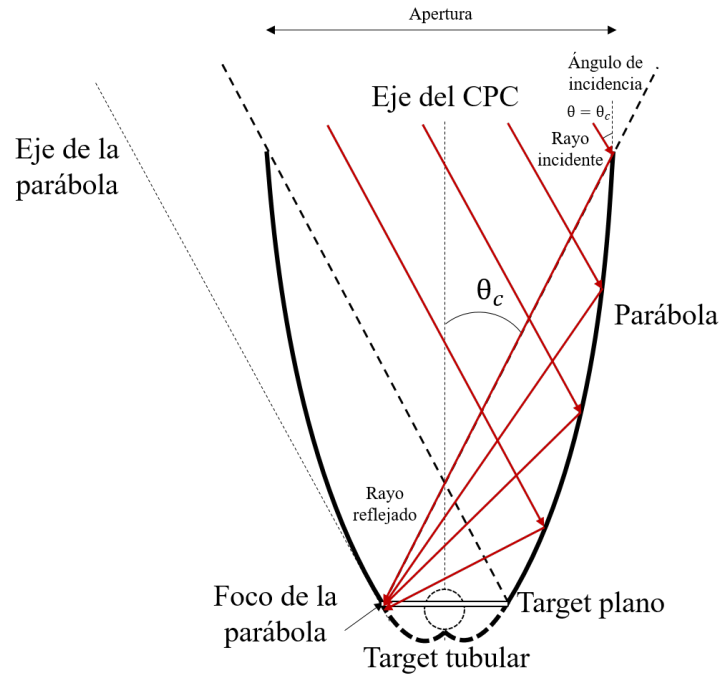


Figura 2.5: Geometría de un concentrador parabólico compuesto.

### 2.2.3.3 CANAL PARABÓLICO (PTC)

El sistema de concentración de canal parabólico consiste de un concentrador cilíndrico parabólico de un material altamente reflejante que concentra la radiación en un receptor, generalmente tubular, ubicado a lo largo de la línea focal de la parábola. Considerando un canal parabólico en dos dimensiones como se muestra en la Figura 2.6, con un ángulo de borde ( $\varphi$ ) definido por  $AFB$  y la mitad del ángulo de aceptación ( $\theta_c$ ), la relación de concentración para un canal parabólico con un receptor cilíndrico se puede definir con la Ecuación 2.11 [5]; la máxima relación de concentración se da cuando  $\varphi = \pi/2$ . Para que la apertura de la parábola concentre los rayos que inciden en ella hacia el tubo receptor, es suficiente un sistema de seguimiento de un solo eje, ya sea con orientación horizontal Este-Oeste o Norte-Sur; la selección del sistema depende principalmente de las necesidades de la aplicación.

$$C_{2DPTC} = \frac{W_a}{2\pi r} = \frac{\sin \varphi}{\pi \sin \theta_c} \quad (2.11)$$



por la Universidad de Sídney de Reflector Fresnel Lineal Compacto, que consiste en incluir un segundo receptor y dividir los espejos en zonas con diferentes objetivos de concentración, para disminuir pérdidas por sombras y bloqueo y aumentar el factor de uso de superficie. Por otro lado, el sistema de seguimiento también juega un papel importante en la eficiencia del sistema, el cual va a depender de la configuración del mismo, de manera general, es un seguimiento de un solo eje con variaciones en el ángulo de inclinación de cada espejo.

#### 2.2.3.5 DISCO PARABÓLICO (SPD)

Los sistemas de concentración de disco parabólico son aceptados como la tecnología CSP más eficiente para la conversión de la energía solar en energía eléctrica o química, por lo tanto, se ha resaltado su amplio potencial. Se reconoce que John Ericsson fue el primero en acoplar un disco parabólico con un sistema de conversión de energía (motor Stirling), desarrollando varios prototipos en los años 1880's [45]. Actualmente, se han dado múltiples aplicaciones a estos sistemas de concentración, el principal de sus usos es la generación de energía eléctrica, además del calentamiento de agua, cocina, riego, desalinización de agua y destilación [46]. El concentrador de disco parabólico está compuesto por tres partes principales:

- El *reflector* es un paraboloides truncado, forma generada al rotar una parábola sobre su propio eje; idealmente es continuo, sin embargo, por fines de manufactura, generalmente es dividido en secciones más pequeñas llamadas facetas, aunque debe mantener una exactitud óptica. El diámetro del disco reflector depende de la potencia requerida por el sistema de conversión; usualmente está entre 1 y 2 m.
- En o cerca del foco de la parábola, se ubica el *receptor*, donde la radiación solar concentrada es transformada a energía térmica con un fluido de transferencia de calor.

- *Sistema de seguimiento* de dos ejes, cuyos ángulos de posición deben ser precisos para lograr que la radiación directa incida perpendicularmente a la apertura del concentrador y asegurar que sea concentrada en el receptor; estos ángulos pueden ser calculados por medio de las ecuaciones que describen la posición solar (Ecuaciones 2.3 y 2.6).

### 2.2.3.6 TORRE CENTRAL (SCT)

Los sistemas de generación de potencia de torre central consisten de un gran número de espejos llamados *heliostatos*, con una estructura altazimutal que les permite hacer un seguimiento individual al sol en dos ejes, gracias a esto, se encargan de concentrar la radiación directa que incide en ellos hacia un único *target* común ubicado en la parte superior de una torre, donde el receptor absorbe el calor, que es transferido a un ciclo termodinámico para la generación de electricidad. Estos sistemas pueden alcanzar temperaturas más altas que los sistemas PTC y LFR debido a que tienen una relación de concentración mayor, además de que tienen una mayor eficiencia de captación y transformación. Otras de sus ventajas son la posibilidad de incluir un sistema de almacenamiento térmico y los bajos requerimiento de transporte de energía térmica al usar un único receptor.

La eficiencia del campo de heliostatos está definida por la eficiencia óptica, dada por la relación entre la potencia neta captada por el receptor y el producto de la radiación directa con el total del área reflexiva. La eficiencia óptica se ve reducida por diversos factores y está dada por la Ecuación 2.12 [48], donde  $\eta_{cos}$  corresponde al *Factor Coseno*,  $\eta_s$  corresponde al *Factor Sombras*,  $\eta_b$  corresponde al *Factor Bloqueo*,  $\eta_{ref}$  corresponde al *Factor Reflectancia* del material reflexivo,  $\eta_{atm}$  corresponde al *Factor de Atenuación Atmosférica* provocada por el ambiente y  $\eta_{spi}$  corresponde al *Factor Spillage* o desbordamiento, los cuales están representados en la Figura 2.7.

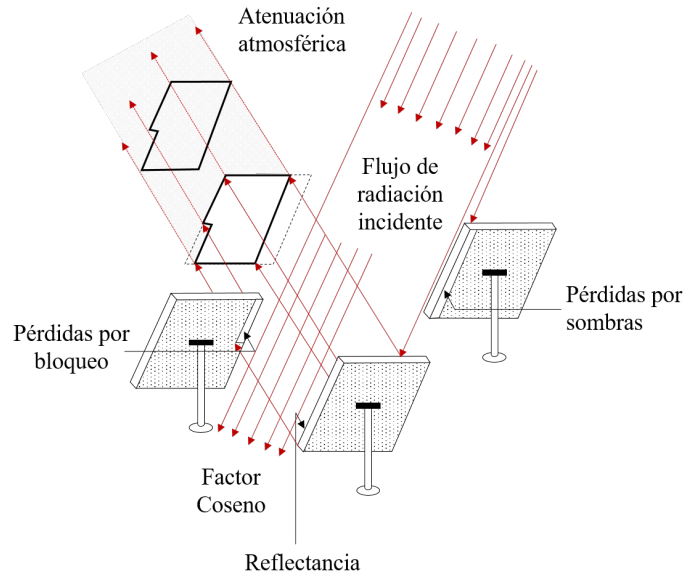


Figura 2.7: Factores de pérdidas que intervienen en la eficiencia óptica de un campo de heliostatos. Tomado de: [7].

$$\eta_o = \eta_{cos} \cdot \eta_s \cdot \eta_b \cdot \eta_{ref} \cdot \eta_{atm} \cdot \eta_{spi} \quad (2.12)$$

## 2.3 TÉCNICA DE TRAZADO DE RAYOS

A partir de los primeros avances en el uso de la técnica de trazado de rayos en 1978 con el código MIRVAL [13], se han desarrollado múltiples herramientas, disponibles para la evaluación de sistemas de concentración basadas en el uso de la técnica de trazado de rayos, con diferentes características y aplicaciones, que buscan la obtención de resultados más precisos y de mejor manera. En la Tabla 2.2 se resumen las características de algunas de las herramientas más usadas en la implementación de esta técnica.

El principio de la técnica de trazado de rayos (o métodos estadísticos o Monte-Carlo) consiste básicamente en el cálculo de la propagación de rayos de luz con varias direcciones a través de un entorno. los rayos son emitidos por una fuente de

Tabla 2.2: Resumen de algunas herramientas computacionales para el desarrollo de simulaciones con la técnica de trazado de rayos aplicadas a CSP. Información tomada de [12, 13].

Herramienta	Desarrollador	Aplicaciones	Método	Disponibilidad
ASAP	Breault Research	Campos de heliostatos	Trazado de rayos no secuencial	Comercial
HFLD	Chinese Academy of Science	Campos de heliostatos	Trazado de rayos Monte-Carlo	Comercial
SPRAY (MIRVAL)	German Aerospace Center	Campos de heliostatos	Trazado de rayos Monte-Carlo	Comercial
SOLFAST	HPC-SA & PROMES	Sistemas ópticos	Trazado de rayos Monte-Carlo	-
SolTrace	German Aerospace Center	Campos de heliostatos	Trazado de rayos Monte-Carlo	Libre
Tonatiuh	CENER	Campo de heliostatos, disco y canal parabólico	Trazado de rayos Monte-Carlo	Libre
TracePro	Lambda Research Corporation	Sistemas ópticos	Trazado de rayos Monte-Carlo	Comercial

luz y ciertos parámetros de cada rayo son monitoreados continuamente tales como dirección e intensidad. El proceso consiste en generar un haz de rayos que salen de una superficie 1, al seguir el recorrido de cada rayo y su interacción con otras superficies, los parámetros de cada rayos son ajustados y al determinar cuales de estos llegan a una superficie 2, es posible conocer la radiación incidente, que es proporcional al número de rayos [49].

Una de las principales tareas en la simulación de trazado de rayos es determinar la siguiente interacción de los rayos de luz con los objetos de la simulación. El trazador de rayos debe considerar todas las geometrías para determinar la próxima interacción, este cálculo puede ser complejo, dependiendo de la implementación específica de las propiedades, y debe realizarse después de cada ajuste de parámetros de rayos. Por lo tanto, el tiempo de cómputo incrementa con un aumento en el número de objetos. Además, para obtener resultados más precisos en la simulación es conveniente usar una mayor cantidad de rayos, lo que también incrementa considerablemente el tiempo de cómputo. Por lo tanto, se debe encontrar un punto de equilibrio de las simplificaciones geométricas hechas y la cantidad de rayos con la calidad de los resultados.

### 2.3.1 FENÓMENOS ÓPTICOS

Los objetos que son incluidos en el entorno de simulación de trazado de rayos son denominados *sistemas ópticos*, debido a que cada una de sus superficies tienen asociada una propiedad óptica, dependiendo de dichas propiedades, los parámetros de caracterización de cada rayo como dirección e intensidad se verán afectados. Los fenómenos ópticos a los que puede estar sometido un rayo son reflexión, absorción refracción, difracción y dispersión, sin embargo, durante las simulaciones de trazado de rayos aplicadas a concentradores solares, los fenómenos que se simulan son los de reflexión y absorción.

#### 2.3.1.1 REFLEXIÓN

Se da cuando los rayos inciden en una superficie que actúa como barrera y provoca un cambio de dirección de los rayos incidentes, re-direccionándolos hacia el medio de origen. De acuerdo con la calidad de la superficie, la reflexión puede ser de tipo *especular*, si es una superficie perfectamente lisa, como se muestra en la Figura 2.8a, o de tipo *difusa*, si existen imperfecciones en la superficie, como se muestra en la Figura 2.8b. En la reflexión especular se cumple la *Ley de Reflexión*, que define que cuando la luz se refleja de una superficie plana, como se muestra en la Figura 2.8c, el ángulo que forma el rayo con la normal en el punto de incidencia, siempre es igual al ángulo que formará el rayo reflejado con la misma normal. Es importante notar que el rayo incidente, el reflejado y la normal siempre están en el mismo plano. La relación entre la luz reflejada y la luz incidente se denomina *reflectancia* y es una propiedad de cada material, es igual a 1 si es un reflector perfecto.

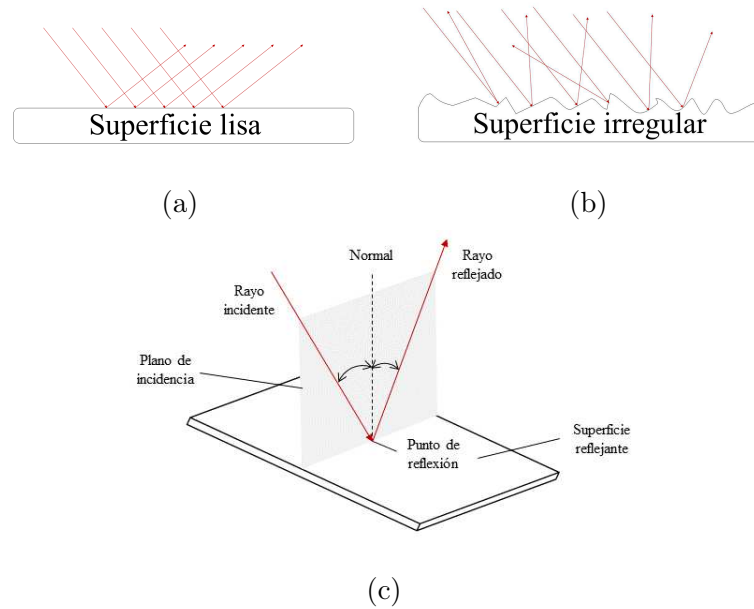


Figura 2.8: (a) Reflexión especular (b) Reflexión difusa (c) Ley de reflexión.

### 2.3.1.2 ABSORCIÓN

Ocurre cuando las superficies no son completamente reflectoras, es decir no refleja la totalidad de la intensidad asociada a los rayos incidentes, sino que absorbe una fracción de la misma. La relación entre la luz absorbida y la luz incidente se denomina *absortancia* del material.

## 2.4 TRACEPRO<sup>®</sup>

TracePro<sup>®</sup> es un software comercial de trazado de rayos para el análisis óptico de modelos sólidos. El trazado de rayos del software usa “*Generalized Ray Tracing*”, esta técnica permite realizar el trazado de rayos en un modelo sin hacer suposiciones sobre el orden en el cual los objetos y superficies son intersectadas. En cada intersección un rayo individual puede estar sujeto a absorción, reflexión, refracción, difracción y dispersión. Debido a que los rayos se propagan por diferentes caminos a través del modelo sólido, TracePro<sup>®</sup> realiza un seguimiento de la intensidad óptica

asociada a cada rayo.

En el modelado de trazado de rayos, el software usa el método Monte Carlo para simular la dispersión y difracción de la luz, y para generar la distribución de los rayos generados desde una fuente de luz. En simulaciones que no presentan dispersión y difracción, el recorrido de la luz en direcciones discretas puede ser exactamente modelado con *ray tracing*. Cuando ocurre el proceso de dispersión en la interacción de la luz con una superficie, esta produce una distribución continua de la luz, en principio, se podría calcular la propagación de la luz exactamente propagando esta distribución a la siguiente superficie, luego colocar en cascada esta distribución con la producida por la siguiente superficie, y así sucesivamente, hasta que la radiación en el campo de luz sea tan baja que pueda ser despreciada. Para modelar la propagación de la luz de esta manera, se requiere un programa computacional demasiado complicado.

El método Monte Carlo es una técnica de computación para obtener resultados de procesos aleatorios, que aplicado a la propagación de la luz, puede describirse como una técnica de integración numérica que trata los fenómenos de difracción y dispersión como procesos aleatorios; en lugar de propagar una distribución de la luz, se propagan muestras discretas de distribución o rayos, que son seleccionadas aleatoriamente [50].

Aunque existen herramientas de uso libre para desarrollar el trazado de rayos, que han sido desarrolladas precisamente para la simulación de sistemas de concentración de energía solar, y por lo tanto tienen alguna ventajas sobre herramientas ópticas como TracePro<sup>®</sup>, la principal ventaja de esta última es la utilidad Macro [47], incluyendo el lenguaje de programación *Scheme* con miles de comandos disponibles para ejecutar diferentes acciones en la simulación. Además, TracePro<sup>®</sup> puede ser controlado por otra aplicación usando el protocolo de comunicación de Intercambio Dinámico de Datos (DDE, por sus siglas en inglés) [50].

### 2.4.1 INTERCAMBIO DINÁMICO DE DATOS: DDE

*Dynamic Data Exchange* es un protocolo que describe como dos aplicaciones intercambian información en tiempo real por medio de una conversación establecida entre un **servidor** (también llamado fuente) y un **cliente** (también llamado destino), y la información puede ser transferida del servidor al cliente y viceversa. La conversación es iniciada por el cliente abriendo un *canal DDE*. Durante una conversación DDE intervienen tres factores, el *nombre de la aplicación*, el *tópico* y el *item*, el nombre de la aplicación es un nombre característico del servidor, el tópico es una clasificación general de datos dentro de los cuales se pueden intercambiar múltiples elementos de datos durante la conversación y el item es el dato particular o comando requerido por el programa que establece la conversación.

## CAPÍTULO 3

# METODOLOGÍA

---

*En el capítulo expuesto a continuación se presenta la metodología general propuesta para la evaluación de diferentes sistemas de concentración, dividida en tres etapas principales: Inicialización, Simulación y Resultados. Para cada etapa se define cada paso a seguir para su desarrollo y se exponen detalladamente las consideraciones y recomendaciones planteadas.*

## 3.1 METODOLOGÍA GENERAL PARA LA EVALUACIÓN ANUAL DE SISTEMAS DE CONCENTRACIÓN

La metodología presentada a continuación permite la evaluación de sistemas de concentración de energía solar por medio de la técnica de trazado de rayos, empleando las herramientas computacionales TracePro<sup>®</sup> y MATLAB<sup>®</sup>, que intercambian información por medio del protocolo DDE, lo que permite el desarrollo de simulaciones prolongadas para diferentes tecnologías de concentración de manera automatizada, con tiempo de cómputo en función de la cantidad de superficies y rayos involucrados. De manera general, la metodología consiste de tres etapas principales, partiendo de una etapa de *Inicialización*, donde se debe caracterizar el sistema a simular y preparar la información necesaria para el desarrollo de la simulación en los formatos adecuados, la segunda es un proceso iterativo de *Simulación* que desarrolla un ciclo  $n$  veces, de acuerdo a los  $n$  instantes de simulación, por último, se concluye con una etapa de *Procesamiento de datos y evaluación* de la eficiencia óptica del sistema. A continuación se especifica a detalle cada una de estas etapas y sus sub-etapas.

### 3.1.1 ETAPA DE INICIALIZACIÓN

#### 3.1.1.1 CÁLCULO DE POSICIÓN SOLAR

Uno de los parámetros de entrada más importantes es la posición del sol correspondiente a un instante de simulación, dado por un día particular del año y una hora es específico; la cantidad de instantes de simulación depende principalmente de la disponibilidad de datos de radiación. Para cada instante de simulación se debe conocer la posición del sol, caracterizada por un vector que es definido por la Ecuación 3.1, manteniendo la notación usada en la sección 2.1.1. Usando las ecuaciones definidas en dicha sección, es necesario desarrollar un código en MATLAB<sup>®</sup>, que en

función del día, la hora y la latitud de ubicación encuentre los ángulos necesarios para definir el vector  $\vec{S}$ .

$$\vec{S} = \begin{pmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \alpha_s \cos \gamma_s \\ \cos \alpha_s \sin \gamma_s \\ \cos \alpha_s \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

### 3.1.1.2 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA A SIMULAR

En la sección 2.2.3 se mencionan los tipos de configuraciones de concentradores solares, estos pueden tener múltiples variaciones dependiendo de la finalidad de la aplicación o razón por la cual se lleva a cabo el estudio y se aplica la metodología de evaluación.

- Geometría del sistema.** TracePro<sup>®</sup> permite el uso de sólidos por medio de la exportación e importación de archivos CAD, ya que puede compartir directamente datos con otros programas basados en ACIS<sup>®</sup>. TracePro<sup>®</sup> se basa en dicho motor de geometría y utiliza el formato de archivo de base de datos ACIS para almacenar datos sólidos de modelado, junto con datos específicos de TracePro<sup>®</sup>; permite la importación de archivos con extensión *.sat*, *.iges*, *.step* [50]. Basado en estas funcionalidades del software óptico, una vez seleccionado el tipo de tecnología a evaluar, se puede usar cualquier software de modelado de sólidos que permita la generación de archivos en los formatos mencionados. Es importante tener en cuenta que se deben hacer ciertas simplificaciones en el modelo sólido en busca de reducir la cantidad de superficies, ya que, como se menciona en la sección 2.3, esto aumenta el tiempo de cómputo, por lo tanto, piezas estructurales que no intervienen en el proceso de concentración o no son relevantes para el estudio, pueden ser omitidas en el modelo sólido importado en el entorno de trabajo de TracePro<sup>®</sup>.

Una vez se construye el diseño de la geometría de interés, en el formato correspondiente, lo más conveniente es generar un archivo de TracePro<sup>®</sup> con extensión *.oml* que contenga el objeto ubicado en el centro de coordenadas, que al incluir las propiedades ópticas, constituye un elemento óptico.

- **Propiedades ópticas de las superficies.** Las propiedades ópticas son modificadores de los objetos y/o superficies que determinan como los rayos van a interactuar con ellos [50]. En la sección 2.3.1 se presentan los fenómenos ópticos que son tenidos en cuenta en el trazado de rayos de sistemas de concentración, por lo que una de las propiedades ópticas más importantes en los elementos es la *reflectancia especular*. TracePro<sup>®</sup> posee un catálogo de superficies, en primera instancia, se puede considerar la superficie reflectora como un *Espejo Perfecto (Perfect Mirror, absorptancia= 0, reflectancia especular= 1, transmitancia especular= 0)*, sin embargo, el modelo será menos exacto, debido a que en la realidad no se alcanza una reflectancia del 100%, por lo tanto, TracePro<sup>®</sup> permite la creación de nuevas propiedades con nombres característicos, modificando principalmente la reflectancia especular, que en los concentradores típicamente se encuentra entre 0.75 y 0.95 [5].
- **Estrategia de seguimiento.** Dependiendo de la tecnología a simular, la estrategia de seguimiento es diferente, y debe ser caracterizada por medio de uno o dos ángulos que determinan la posición del concentrador, en función de disminuir el ángulo de incidencia y captar la mayor cantidad de radiación directa normal, cuya dirección varía en cada instante de tiempo y la estrategia de seguimiento debe estar diseñada en función de estas variaciones. En la sección 2.2.3 se mencionan las estrategias de seguimiento típicas en las diferentes configuraciones de concentradores, en cualquiera que sea el caso, es necesario desarrollar un código en MATLAB<sup>®</sup> que genere los ángulos que caracterizan el seguimiento, lo cuales definirán la posición del concentrador en cada instante de simulación.
- **Localización de la instalación.** Dentro de este aspecto particular de la caracterización del sistema a simular, se deben establecer varios parámetros. El

primero es definir la ubicación de la instalación a estudiar, definir coordenadas geográficas, especialmente el ángulo de latitud, que es parámetro de entrada para conocer la posición del sol y consecuentemente define los ángulos de seguimiento; además, al definirse la localización, se debe realizar la búsqueda de los datos de radiación que serán usados para la simulación, considerando solo la radiación directa normal (DNI). Los datos de radiación pueden corresponder al formato TMY (*Typical Meteorological Year*), sin embargo, deben ser incluidos en el código general de la simulación, definidos por un arreglo constante o la lectura de un archivo en un formato apropiado y con un orden lógico para el correcto desarrollo de la simulación.

Adicional a parámetros relacionado con la localización en general, es importante definir orientación de la instalación y en el caso del sistema de torre central, se debe conocer el conjunto de coordenadas de cada heliostato que define el *layout* de la instalación, ya sea por medio de un código que desarrolle el conjunto de coordenadas o la lectura de un archivo.

### 3.1.2 ETAPA DE SIMULACIÓN

#### 3.1.2.1 INDEPENDENCIA DE CANTIDAD DE RAYOS

Previo al desarrollo de la simulación, es necesario encontrar la cantidad de rayos que serán trazados, en función de controlar el tiempo de cómputo ofreciendo resultados válidos. Para tal fin, se deben desarrollar diversas simulaciones con diferente cantidad de rayos, comparando resultados de una variable, como potencia incidente en el receptor, hasta que aumentar el número de rayos no represente cambios significativos, como lo presenta la literatura [29].

El proceso de simulación consiste de un ciclo en el cual Tracepro<sup>®</sup> y MATLAB<sup>®</sup> interactúan constantemente, el proceso se muestra en la Figura 3.1.

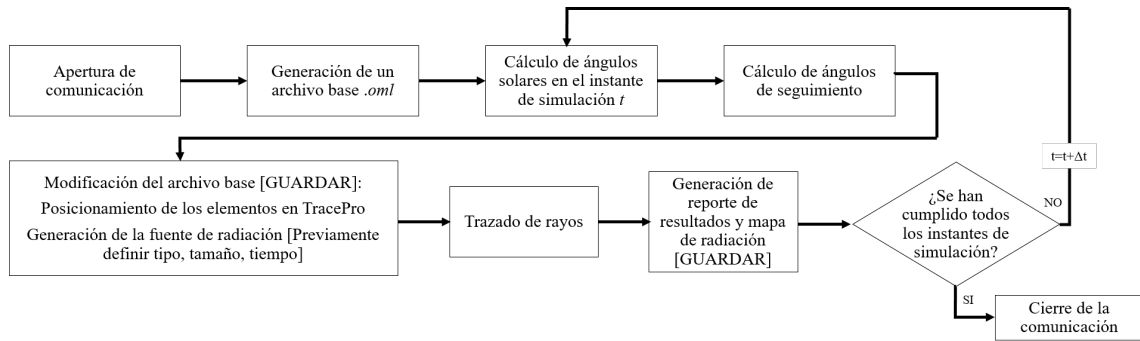


Figura 3.1: Ciclo del proceso de simulación durante el cual Tracepro<sup>®</sup> y MATLAB<sup>®</sup> intercambian comandos e información.

### 3.1.2.2 APERTURA DE LA COMUNICACIÓN

Para iniciar la comunicación entre el cliente y el servidor, es necesario definir un *channel* por medio de la función *ddeinit*, que tiene la siguiente sintaxis:

```
channel = ddeinit('service', 'topic')
```

Devuelve un identificador de canal asignado a la conversación como un valor numérico que nunca puede hacerse cero, lo cual podría ocurrir si se sobre-escribe el valor del canal una cantidad considerada de veces. “*service*” es un *string* que especifica el servicio o el nombre de la aplicación para la conversación, cada aplicación tiene un único nombre de servicio, **TracePro** en este caso; “*topic*” es un *string* que especifica el tema de la conversación, el medio por el cual se llevará a cabo la comunicación, *Scheme* en el caso de TracePro<sup>®</sup>.

### 3.1.2.3 GENERACIÓN DE UN ARCHIVO BASE

Lo más conveniente en el desarrollo de simulaciones que involucran múltiples objetos, es generar un archivo base en formato *.oml* que contenga cada elemento en su posición correspondiente, sin características de la estrategia de seguimiento como ángulos de inclinación o acimutales. Para tal fin se usa un código desarrollado

en MATLAB® para insertar un objeto desde una ubicación específica que contiene los archivos en formato *.oml* de cada pieza, como se mencionó en la sección 3.1.1.2, posicionarla en ciertas coordenadas [x,y,z] y rotarla ciertos ángulos [rx,ry,rz], basado en el uso de la función *ddeexec*, que envía un comando *string* para ejecución cuando ya se ha iniciado la conversación, por lo tanto, para cada función como insertar, rotar o mover, se ejecuta dicha función DDE con los parámetros de entrada correspondientes, de acuerdo a la siguiente sintaxis:

```
rc = ddeexec(channel, 'command', 'item', timeout)
```

En la variable *rc*, la función devuelve un escalar, que es 1 si la función se ha ejecutado correctamente y 0 en el caso contrario, *channel* corresponde al canal definido en la apertura de la conversación, al que se le puede asignar un nombre particular y será el que deba usarse durante toda la comunicación. El parámetro "*command*" corresponde a un *string* con la función a ejecutar en el lenguaje correspondiente para que pueda ser interpretado por TracePro®, los parámetros restantes son opcionales. El límite del tiempo predeterminado para la ejecución de cualquier operación es de 3 segundos.

#### 3.1.2.4 CICLO DE SIMULACIÓN

Durante el desarrollo de la simulación, para cada instante de tiempo se ejecuta un ciclo que parte del uso de los códigos preparados en la fase de inicialización para el cálculo de los ángulos solares y los ángulos de seguimiento, además de la lectura de datos de radiación. Durante el desarrollo de cada simulación, MATLAB® ordenada a TracePro® la ejecución de cada una de las operaciones necesarias y los cálculos desarrollados por MATLAB® son parámetros de entrada en dichas funciones. Para cada instante de tiempo, se hacen las modificaciones necesarias en el archivo base, como rotar los elementos y generar la fuente de radiación. TracePro® permite la generación de tres tipos de fuentes: *Superficie*, *Archivo* y *Red*, por conveniencia se

usa esta última, definida como una ventana virtual a cierta distancia que emite rayos de manera perpendicular a cierto plano, creada a partir de los parámetros señalados en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Parámetros de generación de la fuente de radiación tipo *Red*

Parámetro	Consideración
Límites	Rectangular
Dimensiones	Definidas de acuerdo al tamaño de la instalación en estudio: se define la mitad del lado en X y en Y
Patrón	Rectangular
Densidad	Número de rayos definido por cantidad de rayos por lado
Unidades	Radiométrico (W)
Flujo de radiación	Flujo de radiación por rayo
Centro de coordenadas	Definidos de acuerdo a los ángulos solares calculados para cada instante de simulación
Orientación	

Al insertar la fuente de radiación, se ejecuta el comando correspondiente al trazado de rayos, es importante tener en cuenta que, si el trazado toma un lapso considerado de tiempo, es necesario agregar en el código general de ejecución en MATLAB<sup>®</sup>, una línea que detenga temporalmente dicha ejecución general hasta que no se concluya con el trazado de la totalidad de los rayos.

### 3.1.2.5 LECTURA DE RESULTADOS

Existen diversas formas de leer los resultados que genera TracePro<sup>®</sup> luego de realizar el trazado de rayos, la más conveniente depende de la finalidad del estudio. Uno de los resultados más usados a partir del uso de la técnica de trazado de rayos para la evaluación de concentradores solares es el mapa de radiación, el cual representa la distribución de la radiación incidente en cierta superficie, este mapa de radiación puede ser generado y su información puede ser leída por MATLAB<sup>®</sup>. Por otro lado, por medio de la función *ddereq*, es posible realizar la lectura de un dato específico y almacenarlo como una variable en el entorno de MATLAB<sup>®</sup>, esta posibilidad es recomendada si la cantidad de datos solicitados no es muy significativa,

de lo contrario, es recomendable generar un reporte (*Flux Report*) para su posterior tratamiento.

### 3.1.3 ETAPA DE PROCESAMIENTO DE DATOS Y EVALUACIÓN

La etapa final del proceso de evaluación depende de la cantidad de datos que deben ser analizados para la evaluación del sistema simulado; como se mencionó anteriormente, en algunos casos es recomendable hacer uso del reporte generado por el software (*Flux Report*) para extraer la información necesaria, cuyo uso depende la tecnología en estudio, para esto se puede usar la potencia incidente o absorbida en las diferentes superficies involucradas en la simulación (en Watts) o el número de rayos incidentes, la cual es la información principal contenida en dicho reporte.

En la Figura 3.2a se muestra un ejemplo de la visualización del reporte en TracePro<sup>®</sup>, el cual puede ser almacenado en formato *.txt*, como se muestra en la Figura 3.2b, a partir del cual se puede hacer una importación en Matlab<sup>®</sup> (Figura 3.2c), con el fin de procesar la información contenida en dicho reporte por medio de un código desarrollado para tal fin, donde se lean datos particulares de dicho reporte y emplearla para calcular la suma de potencia incidente total, promedios o cálculo de algunos factores de rendimiento, por mencionar algunos ejemplos.

TracePro Expert - [Flux Report:[Dia\_180\_hora\_12]]

File Edit View Define Analysis Reports Tools Macros Window Help

Display flux report for: wavelength totals

Object Name	Material Catalog	Material Property	Surface Area	Number	Incident	Absorbed	Lost (All Types)	Lost->Escaped Model	Lost->Flux Threshold	Lost->Total Intercepts	Lost->Total Scatters
Surface Name	Surface Catalog	Surface Property	[sq mm]	of rays	[watts]	[watts]	[watts]	[watts]	[watts]	[watts]	[watts]
Faceta 1	<None>	<None>			1804.999999995	0					
Surface 0	Default	Perfect Mirror	100000	18050	1804.999999995	0	0	0	0	0	0
Surface 1	Default	perfect absorber	100000	0	0	0	0	0	0	0	0
Surface 2	Default	perfect absorber	2000	0	0	0	0	0	0	0	0
Surface 3	Default	perfect absorber	200	0	0	0	0	0	0	0	0
Surface 4	Default	perfect absorber	2000	0	0	0	0	0	0	0	0
Surface 5	Default	perfect absorber	200	0	0	0	0	0	0	0	0
Faceta 2	<None>	<None>			1804.999999995	0					
Surface 0	Default	Perfect Mirror	100000	18050	1804.999999995	0	0	0	0	0	0
Surface 1	Default	perfect absorber	100000	0	0	0	0	0	0	0	0
Surface 2	Default	perfect absorber	2000	0	0	0	0	0	0	0	0
Surface 3	Default	perfect absorber	200	0	0	0	0	0	0	0	0
Surface 4	Default	perfect absorber	2000	0	0	0	0	0	0	0	0
Surface 5	Default	perfect absorber	200	0	0	0	0	0	0	0	0

(a)

ejemploreport: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

TracePro Release: 3 3 7

Flux Report for D:\Users\MaestriaUANL\Artículo SOLAR PACES\prueba tp old\Dia\_180\_hora\_12.oml

Wavelength information in microns: Wavelength totals

Data generated at 00:44:15 July 09, 2019

Object Name : Material Property Surface Area Number Incident Flux Absorbed Flux Lost Flux (All Types) Lost Flux -> Escaped Model Lost Flux -> Flux Threshold

Surface Name : Surface Property [sq mm] of Rays [Watts] [Watts] [Watts] [Watts] [Watts] [Watts] [Watts] [Watts]

```

Faceta 1 : <None> -> <None>
1804.999999995
0
Surface 0 : Default-Perfect Mirror
100000 18050 1804.999999995 0 0 0 0 0 0 0
Surface 1 : Default-perfect absorber
100000 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
Surface 2 : Default-perfect absorber
2000 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
Surface 3 : Default-perfect absorber
200 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
Surface 4 : Default-perfect absorber
2000 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
Surface 5 : Default-perfect absorber
200 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

Faceta 2 : <None> -> <None>
1804.999999995
0
Surface 0 : Default-Perfect Mirror
100000 18050 1804.999999995 0 0 0 0 0 0 0
Surface 1 : Default-perfect absorber
100000 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
Surface 2 : Default-perfect absorber
2000 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
Surface 3 : Default-perfect absorber
200 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
Surface 4 : Default-perfect absorber
2000 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
Surface 5 : Default-perfect absorber
200 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
    
```

(b)

Import - D:\Users\MaestriaUANL\Artículo SOLAR PACES\ejemploreport.txt

IMPORT VIEW

Column delimiters: Tab Range: A1:M49 Variable Names Row: 5

Column vectors: Replace unimportable cells with NaN

Import Selection

Object Name	Material Property	Surface Area	Number	Incident Flux	Absorbed FL	Lost Flux All	Lost Flux Esc	Lost Flux Flu	Lost Flux Tot	Lost Flux Tot	Lost Flux Ra	Lost Flux Op	Lost Flux Ot
NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER	NUMBER
1	TracePro Release: 3 3 7												
2	Flux Report for D:\Users\MaestriaUA...												
3	Wavelength information in microns: ...												
4	Data generated at 00:44:15 July 09, 20...												
5	Object Name : Material Property	Surface Area	Number	Incident Flux	Absorbed F...	Lost Flux (...	Lost Flux -...	Lost Flux -...	Lost Flux -...	Lost Flux -...	Lost Flux -...	Lost Flux -...	Lost Flux -...
6	Surface Name : Surface Property	[sq mm]	of Rays	[Watts]	[Watts]	[Watts]	[Watts]	[Watts]	[Watts]	[Watts]	[Watts]	[Watts]	[Watts]
7	Faceta 1 : <None> -> <None>			1804.99999...	0								
8	Surface 0 : Default-Perfect Mirror	100000	18050	1804.99999...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Surface 1 : Default-perfect absorber	100000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Surface 2 : Default-perfect absorber	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Surface 3 : Default-perfect absorber	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Surface 4 : Default-perfect absorber	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Surface 5 : Default-perfect absorber	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Faceta 2 : <None> -> <None>			1804.99999...	0								
15	Surface 0 : Default-Perfect Mirror	100000	18050	1804.99999...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Surface 1 : Default-perfect absorber	100000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Surface 2 : Default-perfect absorber	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Surface 3 : Default-perfect absorber	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Surface 4 : Default-perfect absorber	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Surface 5 : Default-perfect absorber	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(c)

Figura 3.2: Reporte de flujo de radiación visto en (a) TracePro<sup>®</sup> (b) Archivo de texto y (c) Matlab<sup>®</sup>.

## EPÍLOGO DEL CAPÍTULO

---

*En el capítulo anterior se presentó la estructura de una metodología para el desarrollo de simulaciones anuales o prolongadas de un modelo de trazado de rayos, la cual es definida de manera general para su aplicación a diferentes tecnologías, geometrías, localizaciones o características, con el fin de conseguir evaluaciones que caractericen el comportamiento del sistema ante la variabilidad del recurso solar en las diferentes épocas del año, lo cual resulta útil en la toma de decisiones técnicas y económicas. En el siguiente capítulo se presentará la aplicación dada en el presente trabajo, la cual es desarrollada con el fin de validar experimentalmente los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología antes expuesta.*

## CAPÍTULO 4

# VALIDACIÓN

---

*A continuación se presenta el proceso llevado a cabo para la validación experimental de la metodología propuesta en el presente trabajo, partiendo de la aplicación de la misma en la evaluación anual de diferentes geometrías de reflectores integrados en colectores solares de tubos evacuados; seguido de la descripción de la instalación experimental y los modelos teóricos empleados para la validación de la metodología, usando la temperatura de salida como parámetro de comparación.*

## 4.1 EVALUACIÓN ANUAL DE GEOMETRÍAS DE REFLECTORES INTEGRADOS

Con el fin de lograr una mayor ganancia de energía obtenida a partir de la radiación solar, que se ve reflejada en un aumento en la temperatura de salida del fluido de trabajo en colectores solares, a continuación se aplica la metodología de simulación antes presentada en la evaluación de tres geometrías de reflectores integrados.

### 4.1.1 ETAPA DE INICIALIZACIÓN

#### 4.1.1.1 CÁLCULO DE POSICIÓN SOLAR

Por medio de un código desarrollado en MATLAB<sup>®</sup>, es posible obtener los ángulos solares en hora solar para cada instante de simulación, como se señala en la sección 2.1.1. Se ha considerado como localización de la instalación la ciudad de Monterrey, México (Latitud: 25°40'30" N, Longitud: 100°19'06" O). La carta solar obtenida para esta ubicación se presenta en la Figura 4.1.

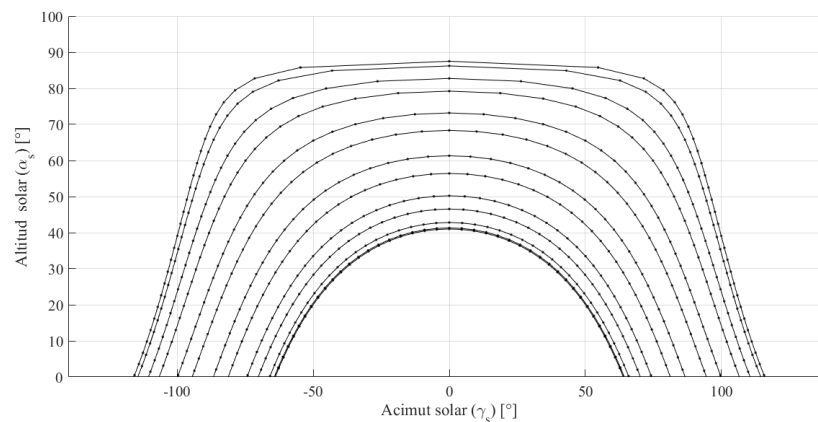


Figura 4.1: Carta solar para Monterrey, México.

## 4.1.1.2 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA A SIMULAR

Para comparar las distintas posibilidades de reflectores, se desarrolla la simulación anual de un colector solar bajo sus condiciones normales de diseño, un reflector tipo placa plana, un reflector tipo canal parabólico compuesto y un reflector tipo canal parabólico.

- **Colector solar.** El colector solar considerado en la simulación corresponde a la marca SunPower, modelo SPA-58/1800-20, dicho colector está conformado por 20 tubos evacuados tipo *Heat Pipe* con 58 mm de diámetro y espaciados 20 mm entre ellos. De acuerdo con la certificación SRCC (*Solar Rating & Certification Corporation*), el área bruta del colector es de 3.188 m<sup>2</sup> y el área de apertura es de 1.896 m<sup>2</sup> [51]. Una vista en corte del tubo se muestra en la Figura 4.2a.
- **Reflector tipo placa plana.** Consiste básicamente de una superficie reflexiva plana instalada posteriormente a los tubos, que cubre la totalidad del área de captación del colector, como se muestra en la Figura 4.2b.
- **Reflector tipo canal parabólico compuesto.** Para este tipo de reflector se diseña un concentrador parabólico compuesto (CPC) de acuerdo a las dimensiones de los tubos evacuados, como se muestra en la Figura 4.2c, considerando solo la zona envolvente del mismo, basado en las Ecuaciones 4.1 y 4.2 [52], donde  $\varphi$  está definido por el rango  $0 \leq \varphi \leq \frac{\pi}{2} + \theta_{max}$ ; De acuerdo con la Ecuación 2.8, el ángulo de aceptación máximo está dado por la Ecuación 4.3. Para desarrollar dicha geometría se define un límite de apertura máxima de 78 mm y un diseño con una relación de concentración de 2 soles y ángulo medio de aceptación de 30°.

$$x = r (\sin \varphi - \varphi \cos \varphi) \quad (4.1)$$

$$y = -r (\sin \varphi + \varphi \cos \varphi) \quad (4.2)$$

$$\theta_{max} = \sin^{-1} \left( \frac{1}{C} \right) \quad (4.3)$$

- **Reflector tipo canal parabólico.** Para desarrollar la geometría de este tipo de concentrador se sigue el perfil general dado por la Ecuación 4.4, donde  $f$  representa la longitud focal, la cual determina la ubicación del foco de concentración, dada por la Ecuación 4.5, donde  $W_a$  es la apertura del canal y  $\varphi_r$  el ángulo de borde, dado por la Ecuación 4.6. El radio de borde está dado por la Ecuación 4.7 para cualquier punto de la parábola, cuando  $\varphi = \varphi_r$ , está dado por la Ecuación 4.8 [17].

Siguiendo estos principios geométricos, se diseña un concentrador parabólico considerando una apertura máxima de 78 mm, definiendo una distancia focal de 40 mm, obteniendo un concentrador parabólico con un ángulo de borde de 52°, cuyo punto focal es considerado como el centro del tubo receptor, como se muestra en la Figura 4.2d.

$$x^2 = 4yf \quad (4.4)$$

$$f = \frac{W_a}{4 \tan \left( \frac{\varphi_r}{2} \right)} \quad (4.5)$$

$$\varphi_r = \tan^{-1} \left[ \frac{8 \left( \frac{f}{W_a} \right)}{16 \left( \frac{f}{W_a} \right)^2 - 1} \right] \quad (4.6)$$

$$r = \frac{2f}{1 + \cos \varphi} \quad (4.7)$$

$$r_r = \frac{2f}{1 + \cos \varphi_r} \quad (4.8)$$

En cuanto a las propiedades ópticas consideradas, la superficie de los reflectores se considera como un espejo (*Mirror* en TracePro®), cuyas propiedades ópticas

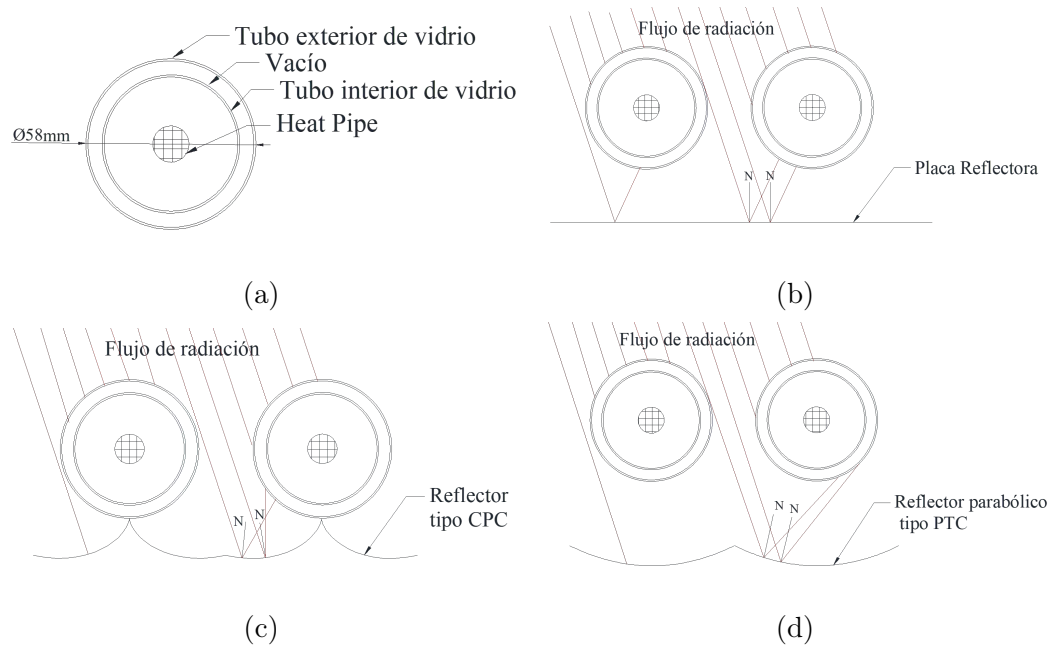


Figura 4.2: (a) Vista en corte de un tubo que conforma el colector evaluado. (b) Diseño del reflector integrado tipo placa. (c) Diseño del reflector integrado tipo canal parabólico compuesto. (d) Diseño del reflector integrado tipo canal parabólico.

están definidas por TracePro<sup>®</sup>, con una reflectancia especular de 0,949 y una absorptancia de 0.05, como se ha usado en la literatura [21]; Por otro lado, las propiedades asignadas a los tubos evacuados corresponden a las reportadas por su certificación SRCC, las cuales se presentan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Características de los tubos evacuados

<b>Acristalamiento</b>	<b>Capa externa</b>	<b>Capa interna</b>
Material	Vidrio	
Espesor	1.6 mm	
Diámetro	58 mm	47 mm
Transmisividad	$\geq 90\%$	$< 87\%$

#### 4.1.1.3 PARÁMETROS DE INSTALACIÓN Y LOCALIZACIÓN.

En la simulación se considera el colector solar bajo las cuatro configuraciones mostradas en la Figura 4.2, orientado hacia el sur con una inclinación de  $37^\circ$ , con el fin de apegar los resultados a la instalación experimental construida, la cual se detallará más adelante; dicha inclinación corresponde a la configuración pre-definida de los colectores empleados. Los datos de radiación incluidos en la simulación corresponden al formato TMY2, tomados de la base de datos *Meteonorm* para Monterrey, Nuevo León; la representación gráfica de dichos datos se muestra en la Figura 4.3.

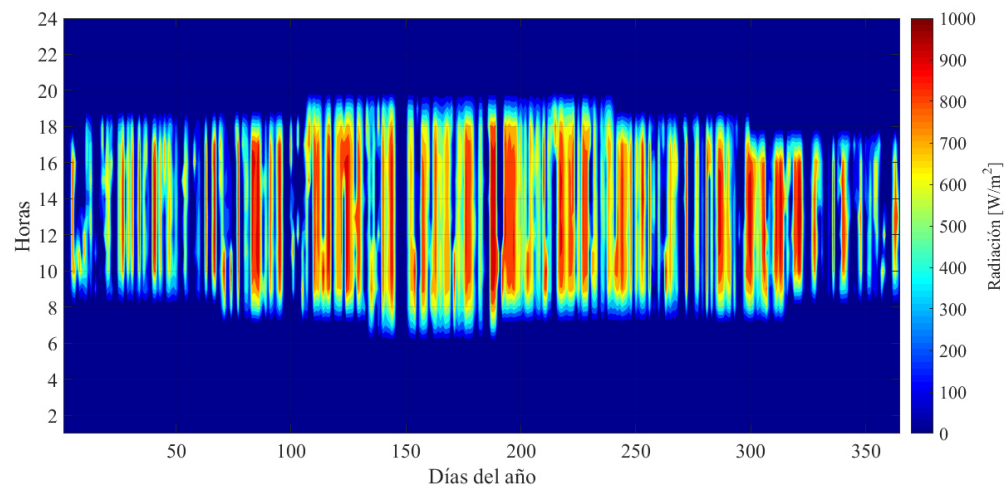


Figura 4.3: Año típico meteorológico para Monterrey, Nuevo León de acuerdo con *Meteonorm*.

### 4.1.2 ETAPA DE SIMULACIÓN

#### 4.1.2.1 INDEPENDENCIA DE CANTIDAD DE RAYOS.

Para realizar el análisis de independencia de cantidad de rayos, se ha realizado un barrido de 36 a 1,440,000 rayos trazados, y se comparan los resultados obtenidos de potencia incidente en un colector para escenarios de simulación particulares:

solsticios y equinoccios a las 7:00, 10:00, 12:00 y 18:00 horas con un valor estándar de DNI igual a  $1,000 \text{ W/m}^2$ , como se muestra en la Figura 4.4; a pesar de usar un mismo valor de radiación para todos los escenarios simulados, debido a la variación de la posición aparente del sol, en las horas extremo del día (7:00 y 18:00 horas) la radiación incidente es menor comparada con los demás escenarios, sin embargo, en este análisis, es relevante es notar como por encima de 60,000 rayos trazados, la tendencia es constante para todos los casos.

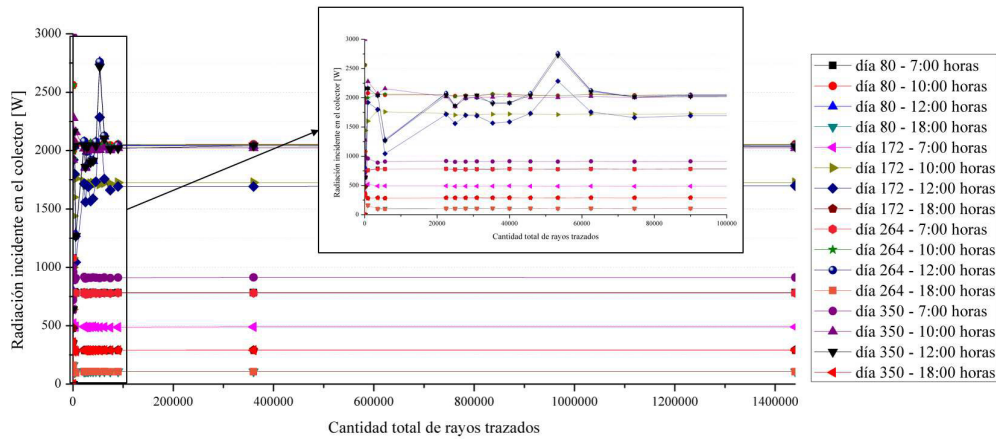


Figura 4.4: Comportamiento de la radiación incidente en el colector con diferente cantidad de rayos para escenarios específicos de simulación.

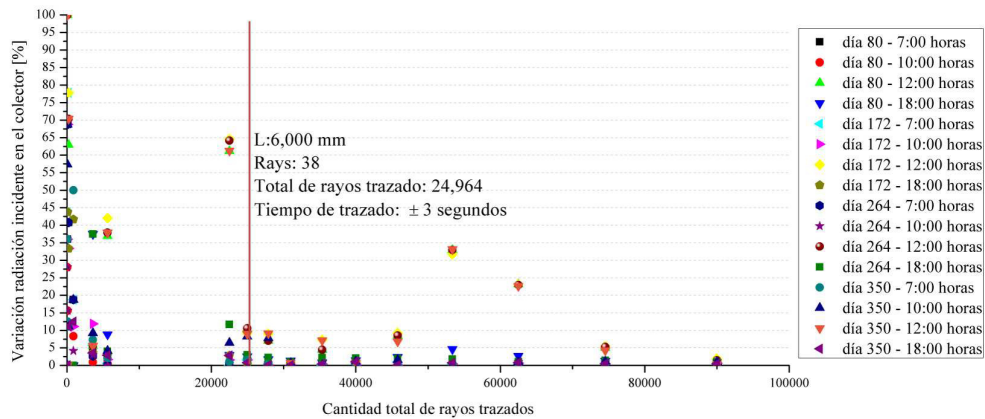


Figura 4.5: Variación porcentual de la radiación incidente en el colector al incrementar cantidad de rayos para escenarios específicos de simulación.

En la Figura 4.5 se representa la variación porcentual de la radiación incidente en el colector, donde se puede observar como con una cantidad baja de rayos trazados existe una alta variabilidad en los resultados, por lo tanto, de acuerdo con la comparación realizada, se considera que con una cantidad de rayos de 24,964 trazados en total, se obtienen resultados cuya variación, al aumentar dicha cantidad, estará por debajo del 10 %, para la mayoría de los escenarios de simulación.

#### 4.1.2.2 CICLO DE SIMULACIÓN.

El ciclo de simulación se lleva a cabo como se presenta en la Figura 3.1, considerando las características de la instalación antes mencionadas. Los datos de radiación son suministrados en el rango de las 7:00 a las 19:00 horas de todos los días, sin embargo, la simulación de cada instante de simulación, constituido por un día y una hora en particular (hora solar), no se ejecuta si no se cumple la condición de que la radiación solar directa normal sea mayor a cero.

Durante el desarrollo de cada instante de simulación se genera una fuente de radiación, cuyas propiedades van a depender de los ángulos solares y la DNI correspondientes a dicho instante. Un esquema detallado de este proceso se muestra en la Figura 4.6, donde  $\mathbf{X}$  corresponde a una magnitud asignada al vector  $\vec{S}$  considerada como 5000 mm,  $\mathbf{L}$  al lado de la fuente de radiación, se ha considerado una fuente cuadrada de 6,000 mm de lado y *rays* representa las secciones en que se divide la red por lado, en este caso, de acuerdo al análisis de independencia de cantidad de rayos, se ha usado un valor de 38 secciones por lado, para obtener el total de 24,964 rayos.

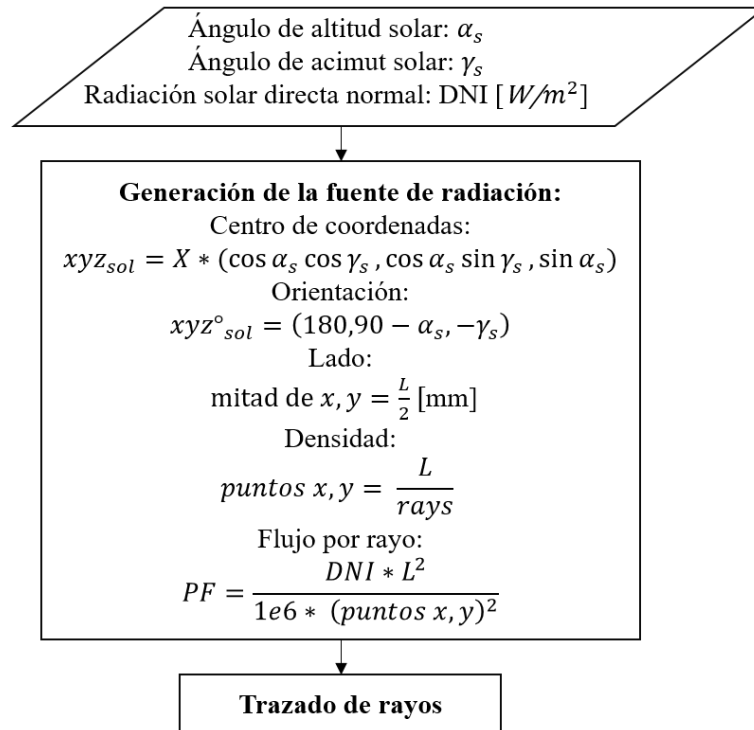


Figura 4.6: Proceso de cálculo de las variables modificadas en cada instante de simulación para la generación de la fuente de radiación.

#### 4.1.2.3 LECTURA DE RESULTADOS

La lectura de los resultados se lleva a cabo por medio de la función *ddereq*, leyendo y almacenando en MATLAB<sup>®</sup>, para cada instante de simulación, los datos de radiación directa normal incidente en el colector para cada geometría evaluada.

### 4.1.3 RESULTADOS

Al comparar los resultados de radiación directa incidente en el colector, que se detallarán en la sección 5.1, la geometría que representa la mejor opción para lograr un aumento de la radiación incidente en el colector es el reflector tipo canal parabólico, sin embargo, por razones prácticas, es válido elegir un reflector diferente, aunque no tenga el mejor comportamiento óptico [6]; además, debido a que el reflector tipo

placa presenta un comportamiento aceptable en la evaluación realizada, dicha geometría es construida con el fin de comparar experimentalmente el incremento de la ganancia de energía útil captada por el colector.

## 4.2 INSTALACIÓN EXPERIMENTAL

Para llevar a cabo la validación experimental del presente trabajo, se plantea el desarrollo de una instalación experimental, cuyo diagrama se presenta en la Figura 4.7; consiste de dos colectores operando bajo las mismas condiciones de localización, orientación e inclinación, lo que se refleja en que ambos estarán expuestos a las mismas condiciones meteorológicas de radiación y temperatura ambiente; además, el sistema hidráulico fue planteado con el fin de que el flujo másico y la temperatura de entrada del agua sean iguales para los dos, incluyendo un mismo tanque de suministro. La diferencia entre los colectores es que en uno de ellos se incluye la instalación de un reflector posterior con la geometría tipo placa. La instalación esta ubicada en la parte alta del polideportivo de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la UANL (Latitud  $25.727^\circ$ , Longitud  $-100.313^\circ$ ).

Los colectores solares empleados corresponden a la marca SunPower, modelo SPA-58/1800-20, con las especificaciones y parámetros de instalación antes mencionados. El tanque de suministro tiene una capacidad de 1100 litros y se ubica en la parte posterior a los colectores a 70 cm de distancia de la entrada de agua hacia los mismos. El reflector es construido con una placa de aluminio compuesto de 125 cm por 156 cm, recubierta en la parte superior con una capa de material reflexivo *Mylar*<sup>®</sup>, nombre comercial de un tipo especial de película de poliéster estirado también conocido como BoPET, con múltiples aplicaciones debido a su alta resistencia a la tracción, estabilidad química y dimensional, transparencia y reflectancia. En la Figura 4.8a se muestra la vista real de la instalación experimental, donde se pueden observar los dos colectores de prueba y el tanque de suministro; en la Figura 4.8b se muestra el reflector y su instalación en el colector en la Figura 4.8c.

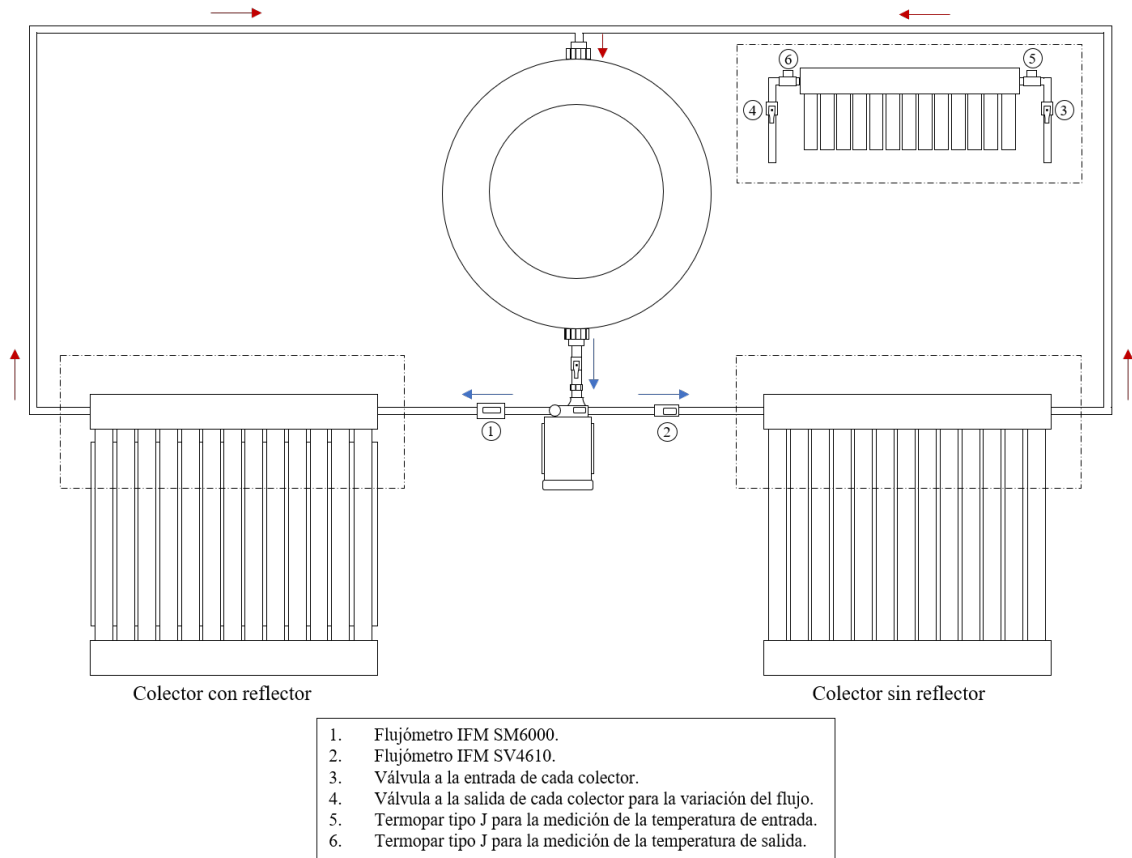


Figura 4.7: Diagrama de la instalación experimental.

#### 4.2.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Las mediciones experimentales se llevan a cabo entre los días 100 y 117 del año 2019, considerando 4 casos en total, llevados cabo durante un día diferente cada uno. Para todos los casos, los dos colectores se encuentran en las mismas condiciones de instalación con un acimut de  $0^\circ$  orientados hacia el Sur y una inclinación de  $37^\circ$  con respecto a la horizontal. La adquisición de datos se realiza de acuerdo a la radiación instantánea, si esta supera los  $150W/m^2$ , la instalación se pone en funcionamiento. A continuación se describen las características particulares de cada caso.

- **Caso 0.** Es el caso de referencia que sirve como comprobación de que la instalación experimental es apta para llevar a cabo una adecuada comparación, en este caso los dos colectores operan bajo las mismas condiciones, ya que no



(a)



(b)



(c)

Figura 4.8: (a) Vista real de la instalación experimental. (b) Reflector. (c) Vista de la instalación del reflector en el colector.

incluye el reflector para las mediciones.

- **Caso 1.** En este caso se adquieren datos continuamente mientras uno de los colectores tiene el reflector instalado. El fluido de trabajo es recirculado en el tanque de almacenamiento con un flujo de entrada constante a cada colector.
- **Caso 2.** A diferencia del caso 1, en este caso no hay recirculación, si no que el sistema hidráulico de la instalación es abierto, con el fin de tratar de mantener una temperatura de entrada aproximadamente contante durante la adquisición de datos.
- **Caso 3.** La instalación se pone en funcionamiento de forma intermitente con intervalos de una hora durante 15 minutos, manteniendo las válvulas de regu-

lación del flujo en la misma posición durante todo el tiempo de adquisición.

Las variables experimentales que representan parámetros de entrada en los modelos teóricos y de trazado de rayos, que por ende son variables de interés en el proceso de medición, se citan a continuación, teniendo en cuenta que una última variable de interés es la temperatura de salida de cada uno de los colectores, la cual representa el parámetro de comparación teórico-experimental.

- Radiación global sobre la horizontal
- Temperatura ambiente
- Flujo másico
- Temperatura de entrada a los colectores

#### 4.2.2 INSTRUMENTOS DE MEDIDA

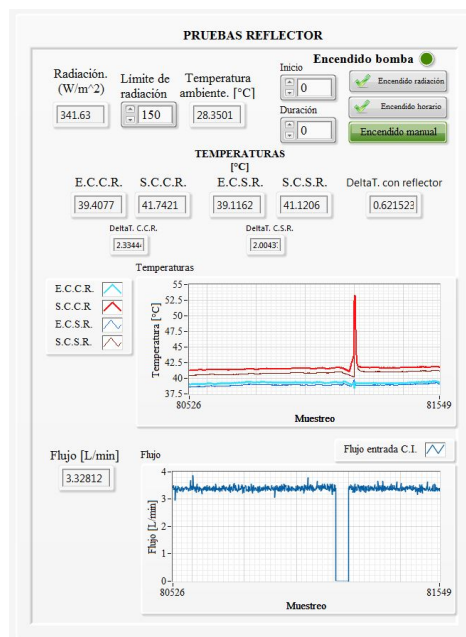
Los instrumentos de medida empleados en la instalación experimental se reseñan en la Tabla 4.2, así como sus respectivos rangos de medida y precisión. Los termopares y flujómetros se localizan a la entrada de cada colector, con el fin de verificar que estos se encuentran a las mismas condiciones entrada; a la salida de cada colector se encuentra un termopar para comparar la temperatura de salida de cada uno.

Tabla 4.2: Instrumentos de medida y sus especificaciones.

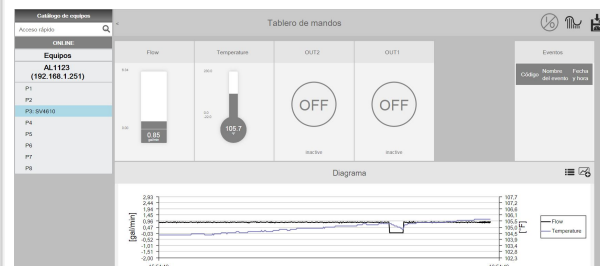
Parámetro	Instrumento	Rango	Precisión
Radiación Global sobre la Horizontal	LP-PYRA 03AV	0 a 2000 $W/m^2$	Inestabilidad por año $<  \pm 2.5\% $
Flujo volumétrico	IFM SM6000	0.1 a 25 L/m	$\pm (0.8\%MW + 0.5\%MEW)$
	IFM SV4610	0.26 a 5.28 gpm	$\pm 2\%MEW$
Temperatura	Termopares tipo J	0 a 750°C	$\pm 1.5$ a $2.5\ ^\circ C$

De acuerdo con las variables de interés, la adquisición de las mediciones de cada una de ellas se lleva a cabo durante los días de estudio por medio de un NI

CompactRIO-9024, donde se reciben las señales de cada transductor y se almacenan en un archivo de texto para su posterior análisis y uso como parámetros de entrada en los modelos teóricos. Los datos adquiridos son desplegados en tiempo real por medio del programa *LabView*, en la interfaz que se muestra en la Figura 4.9a. La lectura de los datos de flujo registrados por el flujómetro IFM SV4610 se llevan a cabo por medio un Maestro IO-Link AL1123, cuya interfaz de adquisición de muestra en la Figura 4.9b.



(a)



(b)

Figura 4.9: (a) Interfaz de adquisición de datos en tiempo real en LabView. (b) Interfaz de adquisición de datos del Maestro IO-Link.

## 4.3 MODELO TEÓRICO

### 4.3.1 PROCESAMIENTO DE LA RADIACIÓN

Para el desarrollo de las simulaciones de trazado de rayos, debido al tipo de fuente implementada, la componente de la radiación alimentada a dichas simulaciones es la Radiación Solar Directa Normal (DNI); adicionalmente, para caracterizar el comportamiento térmico del colector es necesario involucrar la radiación solar difusa incidente en el mismo, sin embargo, el parámetro medido en la instalación experimental es la Radiación Global sobre la Horizontal (GHI), por lo tanto, esta debe ser procesada por medio de modelos teóricos encontrados en la literatura para obtener las dos componentes antes mencionadas en función de la localización y día particular de estudio, además de las condiciones de instalación del colector para obtener la radiación difusa incidente en el mismo.

#### 4.3.1.1 OBTENCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DIRECTA NORMAL

Con el fin de obtener la fracción de radiación difusa con respecto a la Radiación Global sobre la Horizontal ( $d$ ), es posible aplicar el modelo de *Reindl* [14], el cual permite el cálculo de dicha fracción usando mediciones climáticas comunes como predictores. El modelo general está en función del índice de claridad  $k_t$ , altitud solar, temperatura ambiente y humedad relativa; en el caso en que todas estas mediciones no estén disponibles para la aplicación del modelo, el autor propone una versión simplificada en función del índice de claridad y la altitud solar. El índice de claridad representa la claridad de la atmósfera, un alto índice de claridad se traduce en condiciones claras y soleadas, por lo tanto, está dado por la relación entre la Radiación Global sobre la Horizontal y la correspondiente radiación extraterrestre, como se define con la Ecuación 4.9, donde  $H_0$  es la radiación extraterrestre.

$$k_t = \frac{GHI}{H_0} \quad (4.9)$$

El modelo empleado se muestra en la Tabla 4.3, en la cual se puede distinguir que para diferentes intervalos del índice de claridad existe una correlación diferentes, debido a que para cielos nublados ( $k_t$  bajo), es este mismo predictor el que más impacta, mientras que para cielos claros ( $k_t$  alto), su importancia disminuye y predomina el efecto de la altitud solar. Los intervalos del índice de claridad fueron definidos por el autor de acuerdo a un conjunto de datos analizados en busca de obtener mínimos errores. Finalmente, la radiación directa normal es obtenida por medio de la Ecuación 4.10, en función de la altitud solar.

Tabla 4.3: Correlaciones para el cálculo de la fracción de radiación difusa de acuerdo al modelo de Reindl. Tomado de: [14]

Intervalo	Restricción	Correlación
$0 \leq k_t \leq 0.3$	$d \leq 1$	$d = 1.020 - 0.254k_t + 0.0123 \sin(\alpha)$
$0.3 < k_t < 0.78$	$d \leq 0.97$ y $d \geq 0.1$	$d = 1.400 - 1.749k_t + 0.177 \sin(\alpha)$
$0.78 \leq k_t$	$d \geq 0.1$	$d = 0.486k_t - 0.182 \sin(\alpha)$

$$DNI = \frac{GHI - (GHI * d)}{\sin \alpha} \quad (4.10)$$

#### 4.3.1.2 OBTENCIÓN DE LA RADIACIÓN DIFUSA INCIDENTE EN UNA SUPERFICIE INCLINADA

Estimar la fracción de radiación difusa resulta ser complejo debido a que no tiene una dirección definida y además está conformada por tres componentes: circunsolar, brillo del horizonte e isotrópica difusa. Basado en el modelo *Hay-Davis*, que supone que la radiación difusa puede ser caracterizada solo con las componentes

isotrópica y circunsolar, *Reindl* agrega un factor de modulación  $f$ , definido por los modelos *Temps-Coulson* y *Klucher*, el cual agrupa las componentes brillo del horizonte e isotrópica y está dado por la Ecuación 4.11, donde  $I_{b,H}$  es la radiación directa sobre la horizontal.

$$f = \sqrt{\frac{I_{b,H}}{GHI}} \quad (4.11)$$

De acuerdo con el modelo *Reindl*, la radiación difusa incidente en una superficie inclinada está dada por la Ecuación 4.12 [4], donde  $I_{d,H}$  es la radiación difusa sobre la horizontal,  $A_i$ , es el índice de anisotropía que está en función de la transmitancia de la atmósfera y se calcula por medio de la Ecuación 4.13,  $\beta$  es la inclinación de la superficie en estudio y  $R_b$  es un factor geométrico que calcula la contribución de la radiación directa en una superficie inclinada, dado por la Ecuación 4.14.

$$I_{d,T} = I_{d,H} \left\{ (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + A_i R_b \right\} \quad (4.12)$$

$$A_i = \frac{DNI}{H_o} \quad (4.13)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_s} \quad (4.14)$$

### 4.3.2 MODELO DE TRAZADO DE RAYOS

Con el fin de obtener la radiación directa incidente en cada colector, se desarrolla la simulación de trazado de rayos considerando los parámetros de instalación del montaje experimental, inclinación, orientación y espaciado entre colector; además se incluyen elementos externos que pueden generar sombras sobre los colectores.

En la Figura 4.10 se muestra la vista en TracePro<sup>®</sup> de la instalación. Con el fin de obtener la radiación solar directa incidente en el colector, se considera la superficie externa de los tubos evacuados como un absorbedor perfecto. Para el reflector se ha generado un material con reflectancia especular igual a 0.85, considerando que en la literatura, la reflectancia del *Mylar*<sup>®</sup> se encuentra entre 0.833 y 0.87 [53–55]. Las estructuras externas incluidas en la simulación también se consideran absorbedores perfectos, con el fin de que no interfieran en el recorrido normal del flujo de radiación.

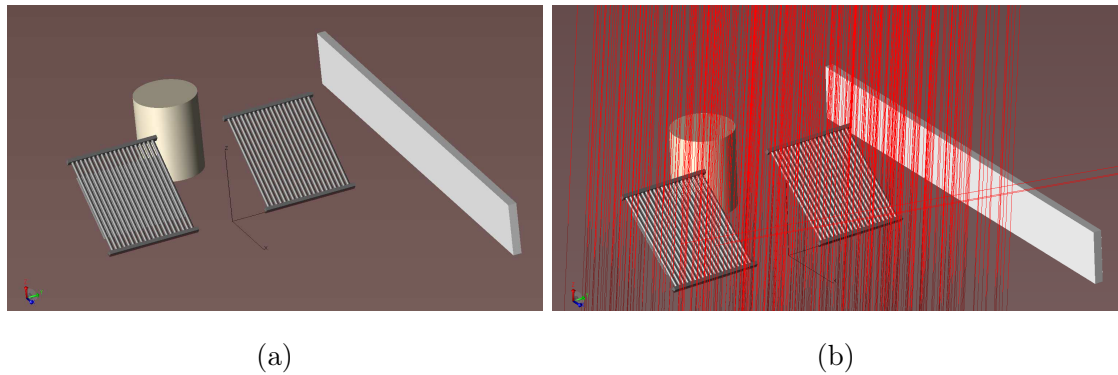


Figura 4.10: Modelo de trazado de rayos (a) Previo al trazado de rayos (b) Posterior al trazado de rayos (Rayos visualizados: 2%).

El total de radiación incidente en una superficie inclinada es determinada de manera general por medio de la Ecuación 4.15, donde  $I_{b,T}$  representa la fracción de radiación directa que incide en dicha superficie, en el presente caso de estudio, esta es determinada por medio del modelo de trazado de rayos para cada colector; por otro lado, la radiación difusa incidente en una superficie inclinada  $I_{d,T}$ , es determinada por medio del modelo de Reindl, como se definió anteriormente, incluyendo modificadores del ángulo de incidencia; por último,  $I_{g,T}$  representa la radiación reflejada por el suelo que incide en la superficie inclinada, determinada por medio de la Ecuación 4.16, donde  $\rho_g$  corresponde a la reflectancia del suelo, asumiendo un valor típico de 0.2.

$$G_T = I_{b,T} + I_{d,T} + I_{g,T} \quad (4.15)$$

$$I_{g,T} = \frac{1}{2}GHI * \rho_g (1 - \cos \beta) \quad (4.16)$$

### 4.3.3 MODELO TÉRMICO DEL COLECTOR SOLAR

De manera general, la eficiencia térmica instantánea de un colector solar puede ser estimada a partir de la Ecuación de Hottel-Whillier (Ecuación 4.17), por medio de la diferencia entre la ganancia de calor del colector y las pérdidas del mismo hacia el entorno, involucrando un factor de remoción de calor ( $F_R$ ), que relaciona la ganancia de energía útil real de un colector con la ganancia útil si toda la superficie del colector estuviera a la temperatura de entrada del fluido [4].

$$\eta_i = \frac{Q_u}{A_c G_T} = \frac{\dot{m} C_p (T_o - T_i)}{A_c G_T} = F_R (\tau \alpha) - \frac{F_R U_L (T_i - T_a)}{G_T} \quad (4.17)$$

Debido a que el coeficiente global de pérdidas ( $U_L$ ) no es exactamente constante, Copper y Dunkle asumen una dependencia lineal del coeficiente global de pérdidas con respecto al  $\Delta T$  de la forma que se muestra en la Ecuación 4.18; de este modo, la ecuación de eficiencia es modificada como se muestra en la Ecuación 4.19, en la cual se incluye el término cuadrático  $F_R U_{\frac{L}{T}}$ .

$$U_L F = a + b (T_i - T_a) \quad (4.18)$$

$$\eta = F_R (\tau \alpha) - F_R U_L \frac{(T_i - T_a)}{G_T} - F_R U_{\frac{L}{T}} \frac{(T_i - T_a)^2}{G_T} \quad (4.19)$$

En términos de las certificaciones realizadas a colectores solares de acuerdo al estándar ASHRAE, por medio de la entidad *Solar Rating & Certification Corporation (SRCC)*, la ecuación de eficiencia 4.19 puede ser escrita como se muestra en la Ecuación 4.20, donde aparece en función del término  $a_0$ , que representa la eficiencia

máxima del colector, el factor de pérdidas lineal  $a_1$  y el factor de pérdidas cuadrático  $a_2$ . De acuerdo con la certificación proporcionada a los colectores en estudio, la eficiencia está dada por medio de la Ecuación 4.21; sin embargo, dichas pruebas de certificación son desarrolladas en condiciones específicas de funcionamiento, así que dicha ecuación representa la curva de eficiencia ideal del colector, por lo que es necesario incluir factores de corrección con respecto a la variación del flujo másico y modificadores del ángulo de incidencia.

$$\eta = a_0 - a_1 \frac{(T_i - T_a)}{G_T} - a_2 \frac{(T_i - T_a)^2}{G_T} \quad (4.20)$$

$$\eta = 0.381 - 1.8304 \frac{(T_i - T_a)}{G_T} - 0.003 \frac{(T_i - T_a)^2}{G_T} \quad (4.21)$$

#### 4.3.3.1 CORRECCIÓN POR FLUJO MÁSIKO

Normalmente, cuando un colector solar se pone en funcionamiento, no opera con el mismo flujo másico empleado durante su certificación; sin embargo, es posible aplicar una corrección analítica para los términos  $F_R(\tau\alpha)$  y  $F_R U_L$  a partir de una relación  $r$  dada por la Ecuación 4.22 [4], asumiendo que el efecto de la variación del flujo se da solo sobre el gradiente de temperatura en la dirección del flujo.

$$r = \frac{F_R U_L|_{uso}}{F_R U_L|_{prueba}} = \frac{F_R(\tau\alpha)|_{uso}}{F_R(\tau\alpha)|_{prueba}} = \frac{\frac{\dot{m}C_p}{A_c F' U_L} \left[ 1 - e^{-\frac{A_c F' U_L}{\dot{m}C_p}} \right] |_{uso}}{\frac{\dot{m}C_p}{A_c F' U_L} \left[ 1 - e^{-\frac{A_c F' U_L}{\dot{m}C_p}} \right] |_{prueba}} \quad (4.22)$$

Para usar la Ecuación 4.22, es necesario conocer o estimar  $F' U_L$ ; bajo las condiciones de prueba, este término puede ser calculado por medio de la Ecuación 4.23.

$$F'U_L = -\frac{\dot{m}C_p}{A_c} \ln \left( 1 - \frac{F_R U_L A_c}{\dot{m}C_p} \right) \quad (4.23)$$

#### 4.3.3.2 MODIFICADORES DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA

Los colectores de tubos evacuados son asimétricos ópticamente, por lo tanto es necesario incluir un *modificador del ángulo de incidencia biaxial* ( $K_{\theta T}$ ), el cual cuantifica la reducción de rendimiento del colector cuando el ángulo de incidencia es diferente de cero, conformado por lo tanto por dos componentes, ángulos longitudinales ( $\theta_l$ ) y transversales ( $\theta_t$ ). Además, como se muestra en la Ecuación 4.24, el modificador del ángulo de incidencia debe contemplar el efecto de la radiación directa y difusa por separado; teniendo en cuenta que a partir del modelo de trazado de rayos se obtiene la radiación directa incidente en el colector, que de manera implícita considera el efecto de la variación del ángulo de incidencia al incluir la geometría de los tubos evacuados, es necesario tratar teóricamente solo la estimación del modificador del ángulo de incidencia con respecto a la radiación difusa.

$$K_{\theta T} = \frac{G_{b|incidente} + K_{\theta d} G_d}{G_T} \quad (4.24)$$

Dada la naturaleza distribuida de la radiación difusa, el modificador del ángulo de incidencia  $K_{\theta d}$  en este caso no es calculado para un ángulo de incidencia dado, sino para un sección hemisférica, centrada en el plano de apertura del colector, por lo tanto,  $K_{\theta d}$  es dado por la integración mostrada en la Ecuación 4.25, que está en función del modificador del ángulo de incidencia para la radiación directa  $K_{\theta b}$ , el ángulo acimutal del colector ( $\gamma_c$ ) y el ángulo de incidencia ( $\theta$ ).

$$K_{\theta d} = \int_0^{\frac{\pi}{2}} \int_0^{\frac{\pi}{2}} K_{\theta b}(\theta, \gamma_c) \cdot \sin \theta \cdot \cos \theta \cdot d\theta \cdot d\gamma_c \quad (4.25)$$

Durante la certificación de los colectores, se realiza una estimación experimental

de los ángulos modificadores transversales y longitudinales para valores específicos del ángulo de incidencia, usando dicha información, se obtiene el modificador del ángulo de incidencia para la radiación directa que aparece en la Ecuación 4.25, a partir de la Ecuación 4.26, en función de los ángulos transversales y longitudinales exactos dados por las Ecuaciones 4.27 y 4.28, respectivamente.

$$K_{\theta T}(\theta) = K_{\theta t}(\theta_t) \cdot K_{\theta l}(\theta_l) \quad (4.26)$$

$$\theta_t = \tan^{-1}(\tan \theta \cdot \cos \gamma_c) \quad (4.27)$$

$$\theta_t = \tan^{-1}(\tan \theta \cdot \sin \gamma_c) \quad (4.28)$$

Con el fin de llevar a cabo la aplicación de los diferentes modelos teóricos para caracterizar el comportamiento térmico de un colector, se hace uso del software de modelado de sistemas transitorios TRNSYS, en el cual se emplea el *Type 16a* para el procesamiento de la radiación, en el cual se alimentan los datos de radiación medidos de acuerdo al día y rango de horas particular; por otro lado, se usa el *Type 71* para modelar cada colector, cuyas entradas corresponden a los datos medidos de temperatura y flujo de entrada, además de la radiación directa incidente, obtenida previamente del modelo de trazado de rayos y las demás componentes de radiación incidentes en una superficie inclinada son obtenidas a partir del procesador de radiación antes mencionado. En las Tablas 4.4 y 4.5 se presentan cada uno de los parámetros considerados para cada *type* en el entorno de TRNSYS.

Tabla 4.4: Parámetros considerados para el procesamiento de radiación.

<b>Type 16a: Procesador de radiación solar</b>			
<b>PARÁMETROS</b>			
	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>	<b>Comentario</b>
Modo de radiación horizontal	1	–	Correlación de Reindl reducida.
Modo de seguimiento	1	–	Superficie fija.
Modo de superficie inclinada	3	–	Modelo de Reindl.
Día de inicio	–	Día	Día de inicio de la simulación.
Latitud	25.75	Grados	
Constante solar	1353.055	$W/m^2$	
Corrección por tiempo solar	-10.33	Grados	
Tiempo solar	1	–	Se considera tiempo local.
<b>ENTRADAS</b>			
Reflectancia del suelo	0.2	Factor	
Inclinación de la superficie	37	Grados	
Acimut de la superficie	0	Grados	

Tabla 4.5: Parámetros considerados para el modelado de los colectores.

<b>Type 71: Colector solar de tubos evacuados</b>			
	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>	<b>Comentario</b>
Colectores conectados en serie	1	Cantidad	
Área del colector	3.188	$m^2$	Área bruta.
Calor específico del fluido	4.190	$kJ/kgK$	
Modo de eficiencia	1	–	Función de la temperatura de entrada
Flujo a condiciones de prueba	0.0102	$kg/s m^2$	
Intercepto de la eficiencia	0.381	–	
Coefficiente negativo de primer orden	1.8304	$W/m^2K$	
Coefficiente negativo de segundo orden	0.003	$W/m^2K^2$	
Ángulos modificadores longitudinales	9	Cantidad	
Ángulos modificadores transversales	9	Cantidad	

## 4.4 PARÁMETROS DE VALIDACIÓN

Con el fin de comparar los resultados obtenidos teóricamente con los medidos experimentalmente, se usan dos parámetros, el coeficiente de correlación ( $r$ ) y el porcentaje de desviación de la media cuadrática ( $e$ ). El primero mide el grado de relación de las dos variables y el segundo adiciona las magnitudes de los errores de cada predicción en una sola medida de porcentaje. El coeficiente de correlación está dado por la Ecuación 4.29, un valor positivo de  $r$  cercano o igual a 1 indica una relación fuerte y directa entre las variables. Por otro lado, el porcentaje de desviación de la media cuadrática está dado por la Ecuación 4.30, donde  $X_i$  representa los valores teóricos y  $Y_i$  los valores experimentales, para  $n$  mediciones.

$$r = \frac{n \sum X_i Y_i - (\sum X_i)(\sum Y_i)}{\sqrt{n \sum X_i^2 - (\sum X_i)^2} \sqrt{n \sum Y_i^2 - (\sum Y_i)^2}} \quad (4.29)$$

$$e = \sqrt{\frac{\sum \left[ \frac{X_i - Y_i}{X_i} \cdot 100 \right]^2}{n}} \quad (4.30)$$

## EPÍLOGO DEL CAPÍTULO

---

*Con el fin de validar el funcionamiento y la versatilidad de la metodología propuesta en el presente trabajo, se expusieron anteriormente las características de la aplicación teórica y experimental llevada a cabo, la cual se enfoca en reflectores integrados a colectores solares de tubos evacuados. Los resultados obtenidos a partir de las diferentes simulaciones y mediciones mencionadas en este capítulo se presentan y discuten a continuación.*

## CAPÍTULO 5

# RESULTADOS

---

*En el capítulo que se presentará a continuación se exponen los resultados obtenidos a partir del desarrollo del trabajo, que consiste en la aplicación de la metodología de simulación propuesta en la evaluación teórica y experimental de un reflector integrado en colectores solares de tubos evacuados. se parte del análisis de los resultados de la simulación anual de trazado de rayos para las diferentes geometrías consideradas, seguido del análisis de los resultados experimentales y por último la comparación teórico-experimental que valida el uso de la metodología propuesta, incluyendo una aplicación.*

## 5.1 COMPARACIÓN ANUAL DE GEOMETRÍAS DE REFLECTORES

Aplicando la metodología de evaluación propuesta en el presente trabajo, se desarrolló la evaluación anual de diferentes geometrías de reflectores integrados en un colector solar de la marca SunPower, modelo SPA-58/1800-20, teniendo en cuenta las propiedades ópticas de los tubos de vidrio que conforman cada *Heat Pipe*, de acuerdo a lo reportado en la certificación SRCC del colector, el cual cuenta con 20 tubos en total. La instalación fue considerada en Monterrey, Nuevo León, incluyendo datos de Radiación Directa Normal horaria en el formato TMY2, obtenidos a partir de la base de datos de *Meteonorm*. A continuación, se analizan los resultados obtenidos de radiación directa incidente en los tubos del colector, a través de diferentes intervalos de tiempo.

### 5.1.1 COMPARACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO DE RADIACIÓN

A partir de las simulaciones de trazado de rayos, se obtiene la distribución del flujo de radiación incidente en la parte exterior de los tubos del colector sin reflector e integrando un reflector tipo placa posterior, CPC y PTC, la cual se presenta en las Figuras 5.1 a 5.4, para un instante de tiempo particular (Día 172 del año, 11:00 horas), con un valor de radiación correspondiente de  $581 \text{ W/m}^2$ , de acuerdo al TMY. En dichas figuras se muestra tanto la parte del colector que esta de cara al sol (vista anterior) como la parte trasera (posterior), en la cual se instala el reflector.

Al comparar las vistas anteriores del colector (Figuras 5.1a a 5.4a) se puede observar que no hay una diferencia notoria al implementar el sistema reflector, ya que es la parte expuesta directamente a la radiación procedente del sol, y el reflector

no tiene un impacto significativo sobre dicha zona; sin embargo, en la Figura 5.1b es posible notar como la parte posterior de los tubos es prácticamente desaprovechada cuando se simula el colector bajo sus condiciones normales de diseño, por lo que con la implementación de un sistema reflector (Figuras 5.2b, 5.3b y 5.4b), además de evitar las pérdidas de radiación a través del espacio entre tubos, es posible aprovechar el área de captación de la parte posterior de los tubos, debido a las reflexiones de radiación logradas por cada uno de los sistemas que pudieran ser implementados.

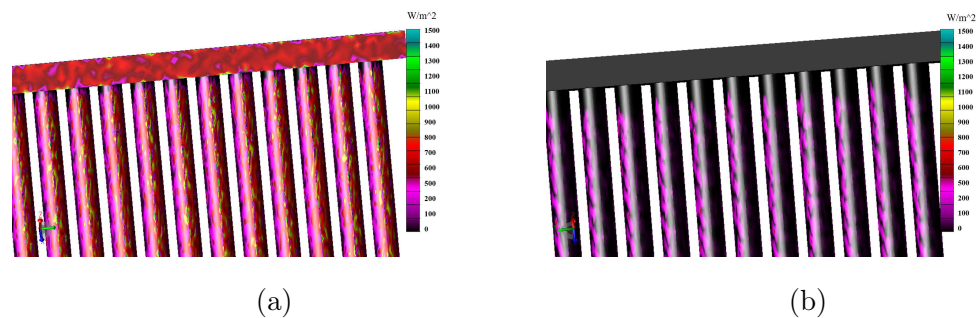


Figura 5.1: Comparación del flujo de radiación en la superficie exterior de los tubos evacuados para el día 172 a las 11:00 horas sin reflector (a) Vista anterior (b) Vista posterior.

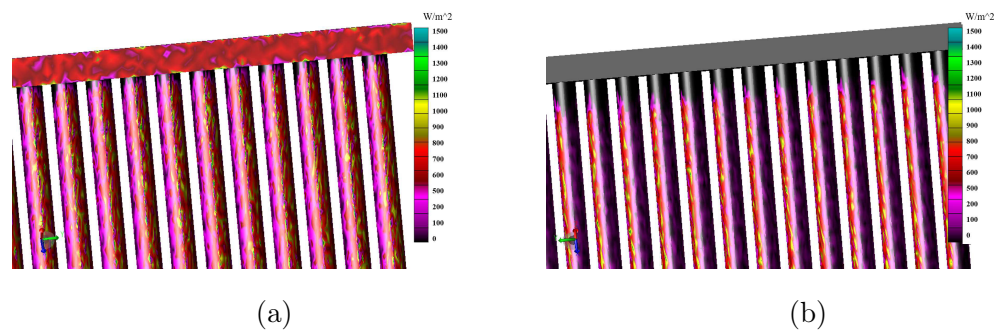


Figura 5.2: Comparación del flujo de radiación en la superficie exterior de los tubos evacuados para el día 172 a las 11:00 horas con reflector tipo placa (a) Vista anterior (b) Vista posterior.

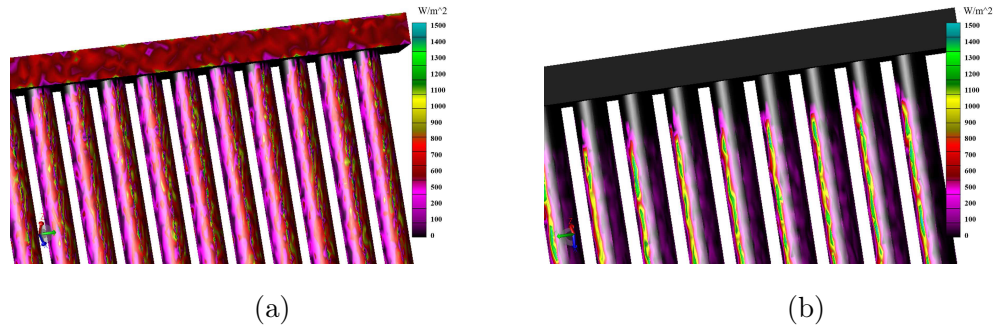


Figura 5.3: Comparación del flujo de radiación en la superficie exterior de los tubos evacuados para el día 172 a las 11:00 horas con reflector tipo CPC (a) Vista anterior (b) Vista posterior.

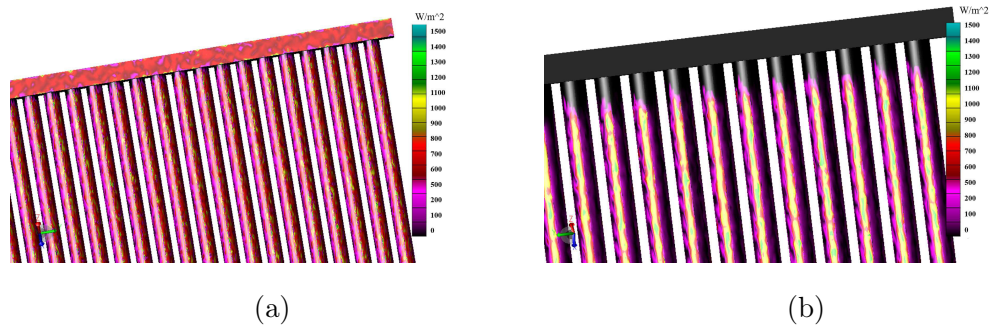


Figura 5.4: Comparación del flujo de radiación en la superficie exterior de los tubos evacuados para el día 172 a las 11:00 horas con reflector tipo PTC (a) Vista anterior (b) Vista posterior.

### 5.1.2 RADIACIÓN DIRECTA INCIDENTE PROMEDIO MENSUAL

En la Figura 5.5 se muestran los resultados obtenidos de radiación incidente en la pared exterior de los tubos en promedio para cada mes y cada configuración simulada; en general, su comportamiento se ve altamente influenciado por los datos de radiación correspondientes a cada instante de simulación. Evidentemente, en todos los meses hay un aumento en la radiación directa incidente al implementar un sistema reflector, independientemente del tipo. El efecto más favorable se da con el

concentrador tipo parabólico para cada tubo, con un promedio anual de radiación incidente de 1080 W, seguido del de tipo placa con 1036 W y por último el reflector tipo CPC con 1025 W, en comparación con los 826 W que inciden en promedio anual en el colector sin ningún sistema reflector.

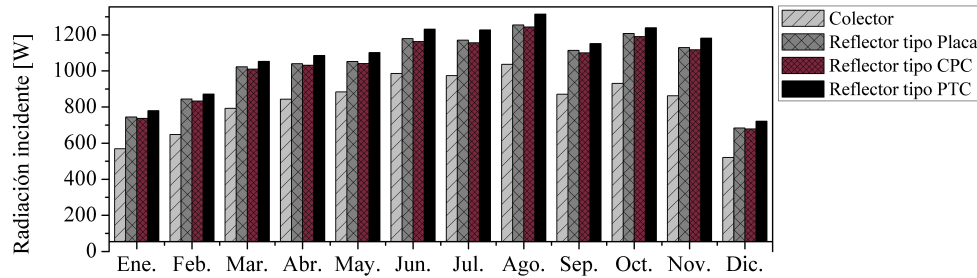


Figura 5.5: Promedio mensual de radiación directa incidente en la superficie del colector para cada geometría evaluada.

Comparando el incremento porcentual de la radiación incidente con respecto al colector sin ningún sistema reflector, se obtienen los resultados presentados en la Figura 5.6, donde se observa el comportamiento antes mencionado al comparar las tres geometrías; también es evidente como el efecto positivo de los reflectores no es el mismo en las diferentes épocas del año, el pico de incremento se da en la época de invierno, en los meses de enero y diciembre, y decrece hasta alcanzar su valor mínimo en mayo. Esto se debe a que hay un mayor aprovechamiento de la superficie reflectora con altitudes solares bajas debido a que se reduce el ángulo de incidencia.

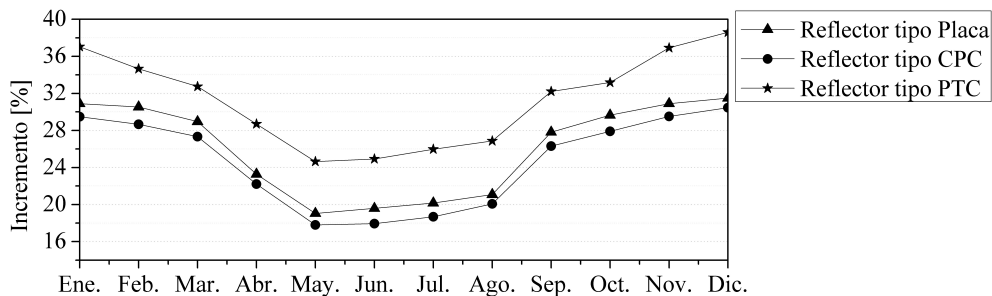


Figura 5.6: Porcentaje de incremento de radiación incidente de cada tipo de reflector en relación al colector sin reflector.

## 5.1.3 COMPARACIÓN DE COMPORTAMIENTO DIARIO

Adicional a la comparación en promedio anual de cada geometría, es interesante analizar el comportamiento de cada uno a lo largo de un día, para tal fin se presentan los resultados horarios para los equinoccios de primavera y otoño (Día 80 y 264 respectivamente) y los solsticios de verano e invierno (Día 172 y 355 respectivamente). La Figura 5.7 muestra la comparación de los resultados de la radiación directa incidente para cada configuración junto con el comportamiento de la radiación solar directa normal tenida en cuenta en la simulación.

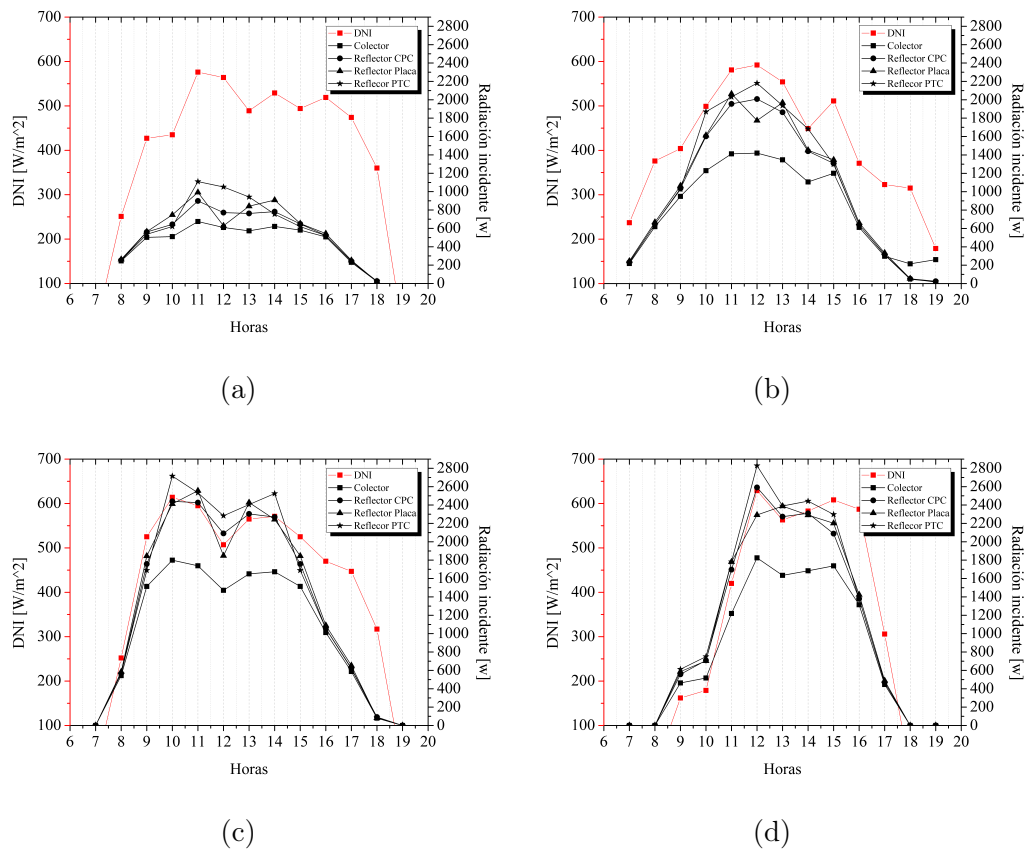


Figura 5.7: Comparación de radiación incidente para el (a) equinoccio de primavera (b) solsticio de verano (c) equinoccio de otoño (d) solsticio de invierno.

De manera general, el comportamiento depende de la variación propia del recurso solar, sin embargo, en todos los casos, se nota el aumento en la radiación

incidente en el colector al implementar cualquier sistema reflector; en gran parte de los instantes simulados, el reflector tipo parabólico es el que favorece en mayor medida a la radiación incidente en el colector, seguido del reflector de tipo placa, en el cual es importante notar como en el medio día solar, la radiación incidente decrece alcanzando a la que incide en el colector bajo su diseño original, esto debido a que, teniendo en cuenta que el colector está orientado hacia el sur y la simulación se ha desarrollado en hora solar, el ángulo de incidencia en este instante de simulación es muy bajo, es decir, el rayo incidente se aproxima más a la normal de la superficie y al cumplirse reflexión especular, los rayos reflejados estarán en dirección normal a la superficie y no impactarían a los tubos del colector.

Por otro lado, al igual que en las diferentes épocas del año, el efecto positivo de instalar el sistema reflector no es el mismo durante todo el día, en las horas extremo del día, la radiación incidente en las superficies reflectores es muy baja debido al efecto sombra provocado por los mismos tubos del colector, así que la radiación incidente en los tubos evacuados será la misma que sin tener los reflectores; adicional a esto, en el caso de instantes de tiempo donde la altitud solar está en sus valores máximos, como el solsticio de verano (Figura 5.7b), el reflector provocará sombra sobre el mismo colector, como se observa en los instantes de simulación de las 18:00 y 19:00 horas, donde la radiación incidente en el colector es mayor sin tener un reflector instalado, sin embargo, al traducirlo en un comportamiento anual, no se observa un efecto significativo.

## 5.2 COMPARACIÓN EXPERIMENTAL DEL USO DE UN REFLECTOR

Como se mencionó en la sección 4.2.1, la adquisición de datos se llevó a cabo bajo cuatro escenarios en total, referidos como **Caso 0** a **Caso 3**; cada caso se desarrolló durante un día diferente, con sus condiciones meteorológicas particulares y las características correspondientes a cada uno. Las mediciones se realizaron durante el mes de abril del año 2019, en días con diferentes condiciones meteorológicas, las cuales afectan en gran medida los resultados obtenidos, además de las condiciones bajo las cuales se llevaron a cabo las mediciones. La comparación de cada caso se detalla a continuación, presentando y discutiendo los resultados experimentales obtenidos.

### 5.2.1 CASO 0: REFERENCIA

En el caso 0 o de referencia, se toman mediciones continuas durante el día 100 del año (10 de abril) mientras los dos colectores operan a las mismas condiciones, sin que se incluya el reflector. Las condiciones meteorológicas para ese día se presentan en la Figura 5.8a, donde se puede observar el comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente, con condiciones de cielo claro y un máximo de radiación de  $990.47 W/m^2$ , dada a las 13:34 horas y una temperatura ambiente máxima de  $35^{\circ}C$ . El rango de horas en el cual la radiación supera el límite establecido de  $150 W/m^2$  es entre las 8:40 y 19:00 horas.

La finalidad del presente caso es la comparación del desempeño de los dos colectores bajo las mismas condiciones; como se muestra en la Figura 5.8b, la temperatura de salida en los dos colectores tiene un comportamiento similar, aumentando a través del día desde  $33^{\circ}C$  a  $47^{\circ}C$ . Debido a las condiciones de re-circulación en las que se lleva a cabo la prueba, la temperatura de entrada aumenta con respecto al tiempo,

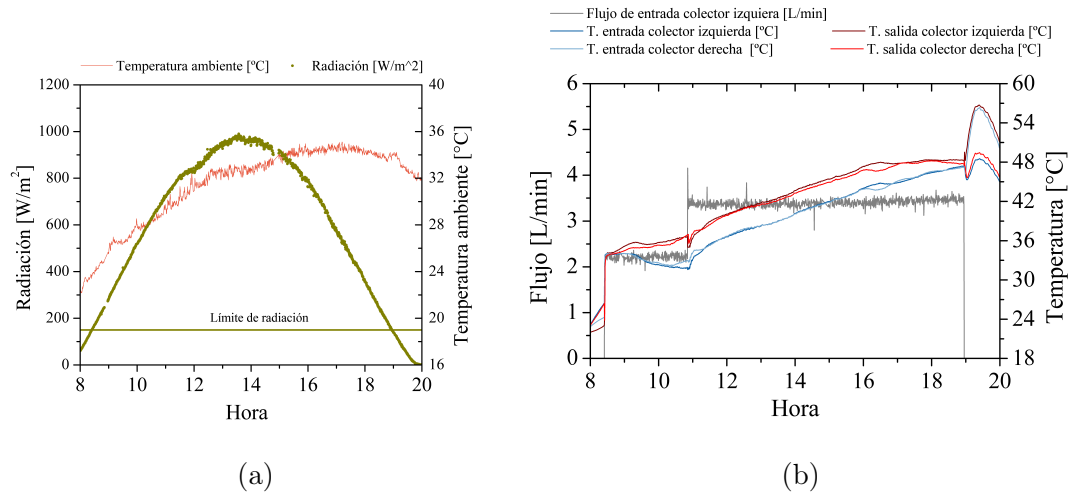


Figura 5.8: Mediciones experimentales correspondientes al caso 0, llevadas a cabo en el día 100 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector.

lo que se refleja en una disminución de la diferencia de temperatura, como se muestra en la Figura 5.9a, debido a que disminuye la transferencia de calor al reducir el gradiente de temperatura, lo que corresponde al comportamiento típico de eficiencia de un colector solar, la cual es inversa a la diferencia de la temperatura de entrada y la temperatura ambiente. Al detener el flujo de agua, las temperaturas a la entrada y salida de cada colector aumentan, propias a las condiciones de estancamiento del sistema.

En la Figura 5.8b también se representa el flujo de entrada al colector durante el transcurso de la prueba, a pesar de que se reportan los datos de un flujo, cabe resaltar que este es igual para ambos colectores.

En la Figura 5.9b se muestra el comportamiento de la ganancia de energía, la cual es similar para los dos colectores, resultado que se buscaba obtener con este caso de estudio. La variación de la temperatura de entrada en promedio es del 0.55 % y de la temperatura de salida es del 0.99 %.

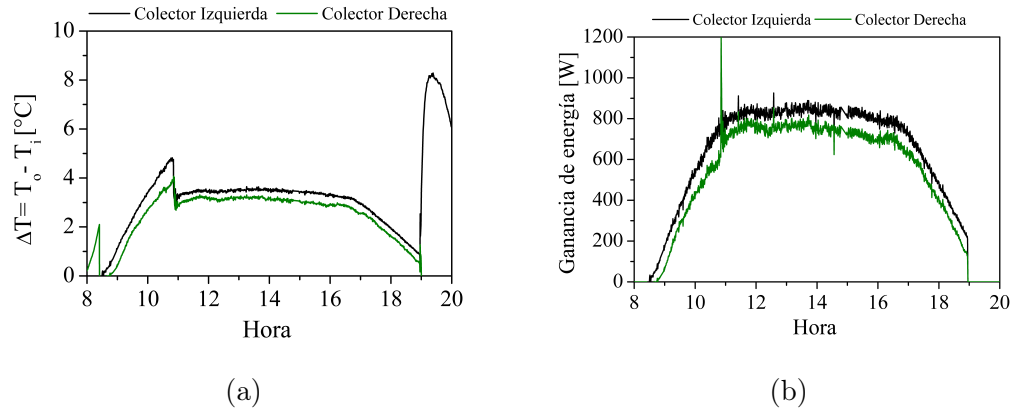


Figura 5.9: Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 0 - día 100)

### 5.2.2 CASO 1: CON RE-CIRCULACIÓN

La adquisición de datos para la configuración del Caso 1 se llevó a cabo durante tres días diferentes (días 106, 114 y 117 del año); para este caso de evaluación, el sistema se pone en operación con re-circulación, registrando continuamente las diferentes variables medidas. En las Figuras 5.10a, 5.12a y 5.14a se muestran las condiciones meteorológicas bajo las cuales se llevan a cabo las pruebas para cada día. Como se puede observar al comparar dichas gráficas, las condiciones de radiación son más favorables para el día 117 (Figura 5.14a), las cuales corresponden a cielo claro, contrario a lo que sucede en el día 106 (Figura 5.10a), donde la alta variación de la radiación es propia de condiciones de nubosidad.

Para el día 116, como se observa en la Figura 5.10b, el flujo de entrada a cada colector se mantiene constante en un valor de 3.4 L/min (0.06 kg/s); en dicha figura también se muestra el comportamiento de las temperaturas de entrada y salida del colector en el cual se incluye el reflector (C.C.R) y en el cual no se incluye (C.S.R); al comparar las temperaturas de salida, es evidente la mayor temperatura para el

caso del colector que tiene instalado el reflector posterior; como se muestra en la Figura 5.11a, alcanza una máxima diferencia de temperatura de  $3.8^{\circ}\text{C}$ , mientras que para el caso del colector sin reflector, la máxima diferencia es de  $3^{\circ}\text{C}$ , considerando solo la sección donde hay flujo; el pico de diferencia de temperatura que aparece en dicha figura se da en las condiciones de estancamiento antes mencionadas, al reducir el flujo.

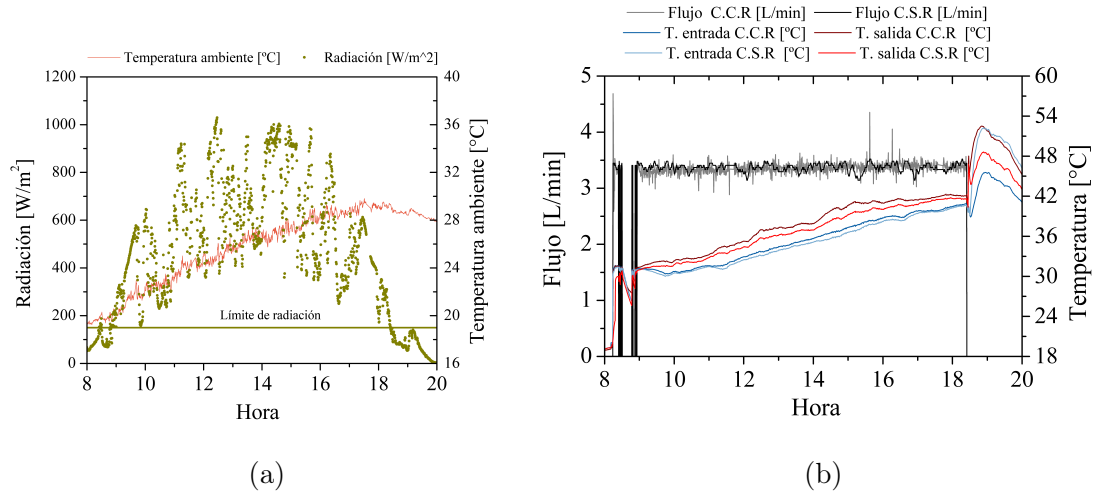


Figura 5.10: Mediciones experimentales correspondientes al caso 1, llevadas a cabo en el día 106 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector.

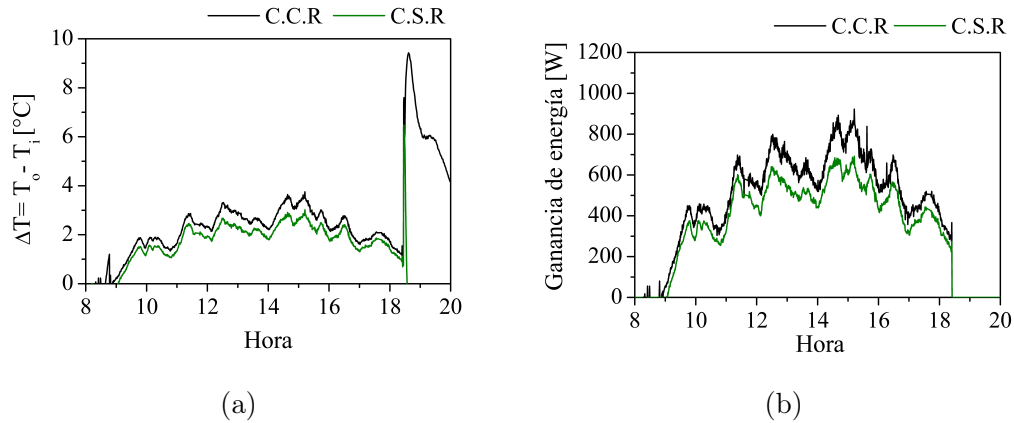


Figura 5.11: Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 1 - día 106)

Llevando la diferencia de temperatura a términos de ganancia de energía, como se muestra en la Figura 5.11b, se puede observar como su comportamiento está altamente influenciado por el de la radiación, que en este caso corresponde principalmente a radiación difusa. Además de esto, es importante notar que es mayor la ganancia de energía del colector que tiene el reflector, lo cual es de esperarse con su instalación.

En las Figuras 5.12b, 5.13a, 5.13b se presentan los resultados para el día 114, el cual tiene un comportamiento similar al expuesto en el día 106, ya que la radiación también es principalmente difusa. Para este caso, la máxima diferencia de temperatura al incluir el reflector es de  $3.7^{\circ}\text{C}$  y de  $3.1^{\circ}\text{C}$  para el colector que no lo incluye. En la Figura 5.13b aparecen algunos picos en la ganancia de energía, los cuales se dan en el instante que se enciende la bomba, debido a la temperatura de estancamiento en la salida del colector, que al iniciar el flujo, es muy alta comparada con la temperatura a la entrada, lo que se refleja en las altas diferencias de temperatura que aparecen en la Figura 5.13a.

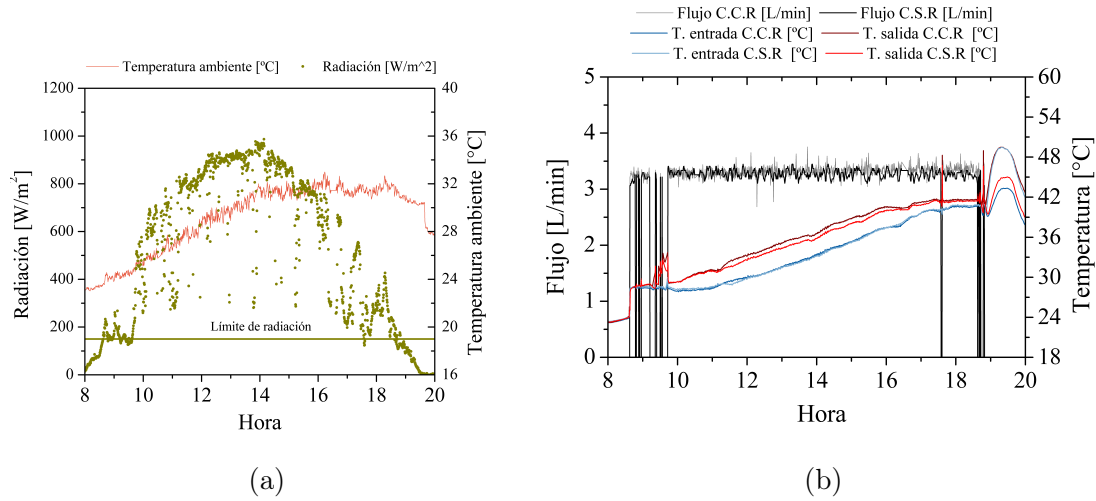


Figura 5.12: Mediciones experimentales correspondientes al caso 1, llevadas a cabo en el día 114 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector.

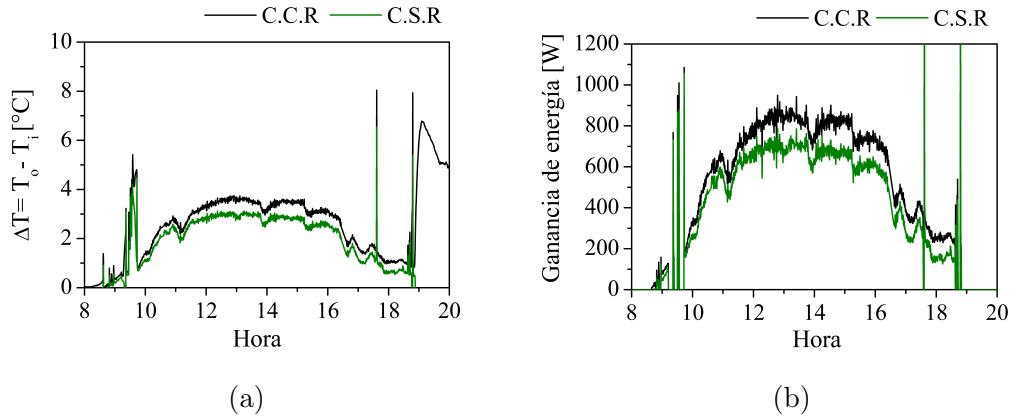


Figura 5.13: Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 1 - día 114)

En el caso del día 117, como se mencionó anteriormente, las condiciones de radiación corresponden principalmente a un comportamiento típico de cielo claro, donde predomina la fracción de radiación directa, en este caso, los resultados se acercan a los obtenidos a partir de las simulaciones de trazado de rayos, ya que en esta solo se considera la fracción directa normal de la radiación. En la Figura 5.14b

se presenta el comportamiento de las temperaturas de entrada y salida para cada colector junto con los flujos de entrada, los cuales se mantienen en un valor de 3.4 L/min (0.06 kg/s); por otro lado, como se muestra en la Figura 5.15a, la diferencia máxima de temperatura al incluir el reflector es de 3.7°C y 3.3°C para el colector sin reflector.

Al observar la Figura 5.15b, donde se presenta la ganancia de energía para cada colector, se nota un comportamiento similar al discutido en la sección 5.1.3, donde el efecto del reflector se da solo en un rango de horas, entre las 11:00 y 16:30 horas aproximadamente, en el cual es mayor la ganancia de energía para el colector con reflector, con respecto a la del colector sin reflector. Esta diferencia se distingue en este día de pruebas debido a las condiciones de cielo claro, donde predomina la fracción de radiación directa, por lo tanto, en los días 106 y 114 no se presenta este comportamiento; como se expone en la literatura [33], la radiación directa tiene una dirección definida y su efecto es diferente al de la radiación difusa, ya que esta puede tener múltiples direcciones desde el hemisferio, y se refleja en el comportamiento variable que se muestra en las Figuras 5.11b y 5.13b.

Además, es interesante como en cierto momento cercano al medio día, las dos ganancias de energía se igualan, similar al efecto discutido a partir de los resultados de las simulaciones, debido a la disminución del ángulo de incidencia con respecto al reflector, lo que provoca que los rayos reflejados tengan una trayectoria cercana a la normal de la placa, impidiendo que incidan en los tubos. Por otro lado, el hecho de que en las horas extremo del día no haya un efecto favorable por parte del reflector es debido a la sombra que ejercen los tubos sobre el mismo. Para dar mayor claridad a estos dos fenómenos, se muestran de manera esquemática en la Figura 5.16, considerando una sección transversal de los tubos.

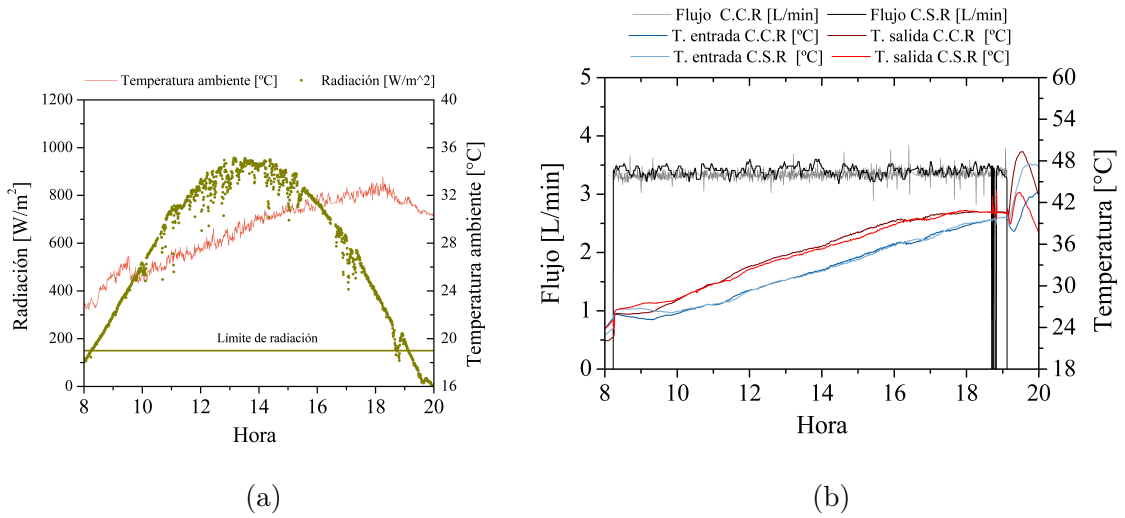


Figura 5.14: Mediciones experimentales correspondientes al caso 1, llevadas a cabo en el día 117 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector.

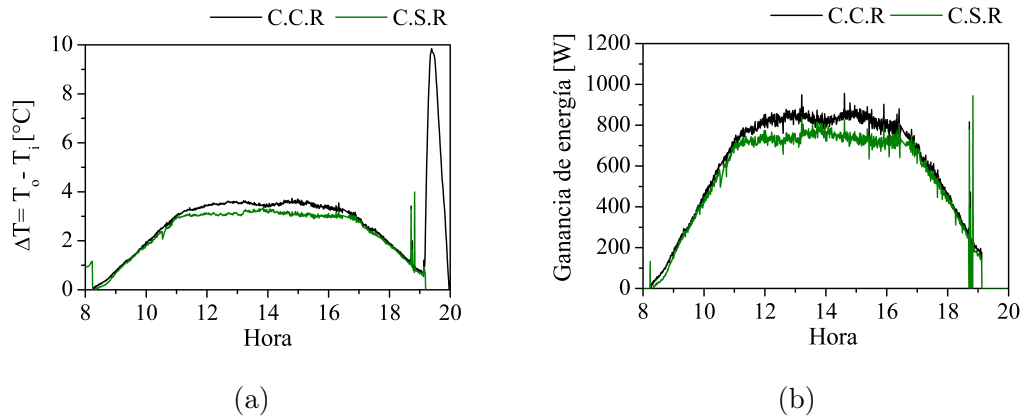


Figura 5.15: Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 1 - día 117)

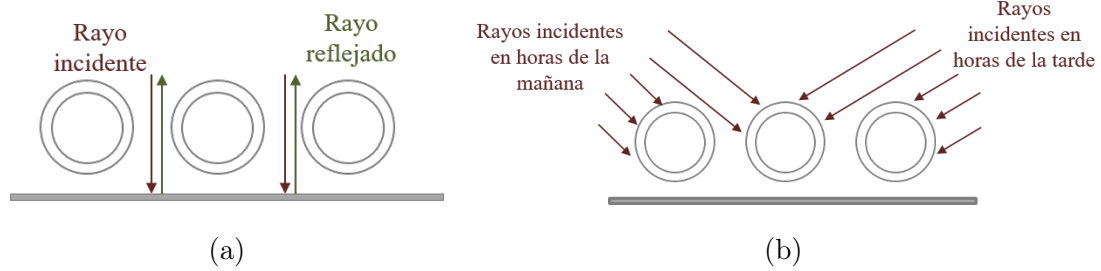


Figura 5.16: (a) Comportamiento de los rayos reflejados con bajo ángulo de incidencia. (b) Efecto de la sombra generada por los tubos en las horas extremo del día.

### 5.2.3 CASO 2: SIN RE-CIRCULACIÓN

El caso 2 se lleva a cabo durante el día 116 del año, con las condiciones meteorológicas presentadas en la Figura 5.17a, las cuales corresponden principalmente a cielo claro. Para el presente caso, el sistema se pone en funcionamiento sin recirculación de agua, por lo tanto, en la Figura 5.17b no se muestra un aumento en la temperatura de entrada y salida como ocurre en los casos 0 y 1, por el contrario, el comportamiento se ve afectado por la variación de la temperatura de entrada. Como se observa en la Figura 5.18a, con este esquema de funcionamiento se alcanzan diferencias de temperatura mayores, alcanzando un delta de  $4^{\circ}\text{C}$  para el colector con reflector y  $3.7^{\circ}\text{C}$  para el colector sin reflector, debido a que siempre esta entrando agua fría al sistema, lo que favorece a la ganancia de calor del fluido.

Por otro lado, en la Figura 5.18b se presenta la ganancia de energía para los dos colectores, donde se observa que a partir de las 12:00 horas, donde la radiación tiene un comportamiento uniforme, aparecen nuevamente los fenómenos ya mencionados de sombra y reflexiones cercanas a las normal (Figura 5.16); antes de dicha hora, el comportamiento es diferente debido a la variación que hay en la radiación, como se observa en la Figura 5.17a, sin embargo, se mantiene mayor la ganancia de energía para el colector con reflector.

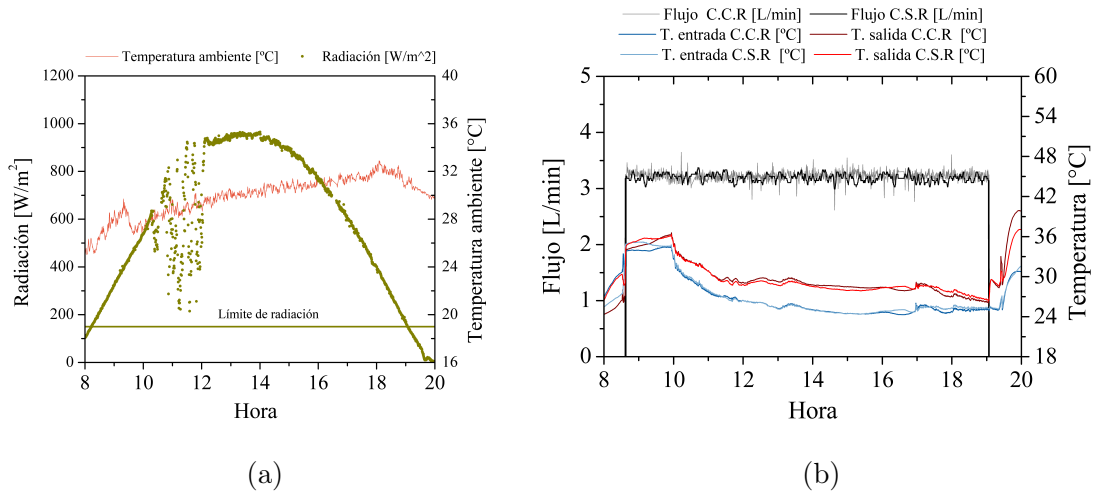


Figura 5.17: Mediciones experimentales correspondientes al caso 2, llevadas a cabo en el día 116 del año. (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura ambiente. (b) Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector.

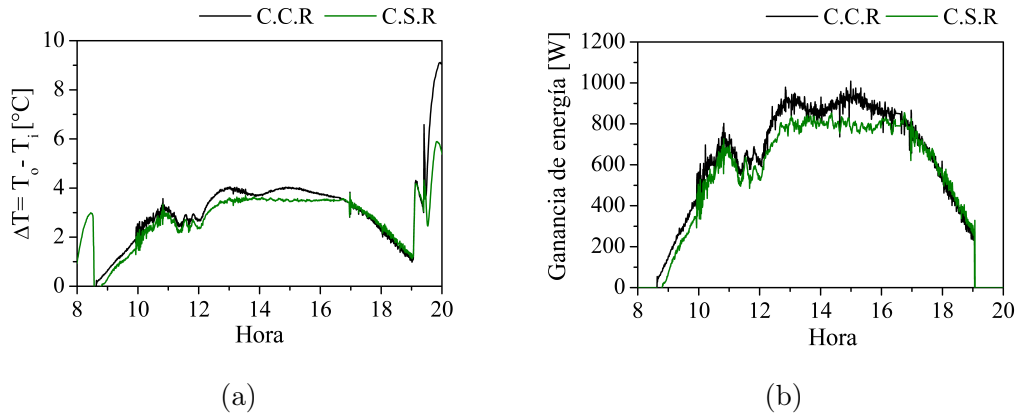


Figura 5.18: Cálculo de la (a) Diferencia de temperatura y (b) Ganancia de energía para cada colector a partir de los datos medidos experimentalmente (Caso 2 - día 116)

### 5.2.4 CASO 3: MEDICIONES INTERMITENTES

El último esquema de pruebas es un caso particular en el cual las mediciones no son tomadas continuamente como ocurre en todos los casos anteriores; para esto, el sistema se pone en funcionamiento durante 15 minutos cada hora, donde se observa como el flujo difiere de 0 durante ciertos intervalos, presentando un comportamiento como el que se muestra en la Figura 5.19. Mientras hay flujo a través del sistema se distingue una diferencia de temperatura entre la entrada y la salida, como es de esperarse; al detener el flujo, se alcanzan temperaturas de hasta  $100^{\circ}\text{C}$  en la entrada y salida de cada colector, debido al estancamiento de fluido que hay en dichos lapsos de tiempo.

Al analizar los intervalos de tiempo en los que hay flujo en el sistema, es posible notar que la diferencia de temperatura es mayor para el colector sin reflector, esto se debe a que hay una disminución en el flujo de entrada a dicho colector, recordando que con menor flujo, la temperatura de salida es mayor, pero no necesariamente la ganancia de energía, como se observa en la Figura 5.20b, donde se distingue que la ganancia de energía para el colector con reflector es ligeramente mayor, lo que lleva a considerar que el tiempo de encendido no es suficiente para notar un efecto significativo del reflector. Por otro lado, la caída de flujo puede deberse a un aumento en la presión del sistema dada por el estancamiento y la elevada radiación, ya que la caída del flujo se da solo en el intervalo de tiempo con la radiación más alta.

En la Figura 5.20b se distinguen algunos picos en la ganancia de energía, como se mencionó anteriormente, dichos picos se deben a que en el instante de tiempo en el cual se inicia el flujo, la temperatura registrada a la salida del colector es muy elevada en comparación con el agua fría que esta ingresando al mismo.

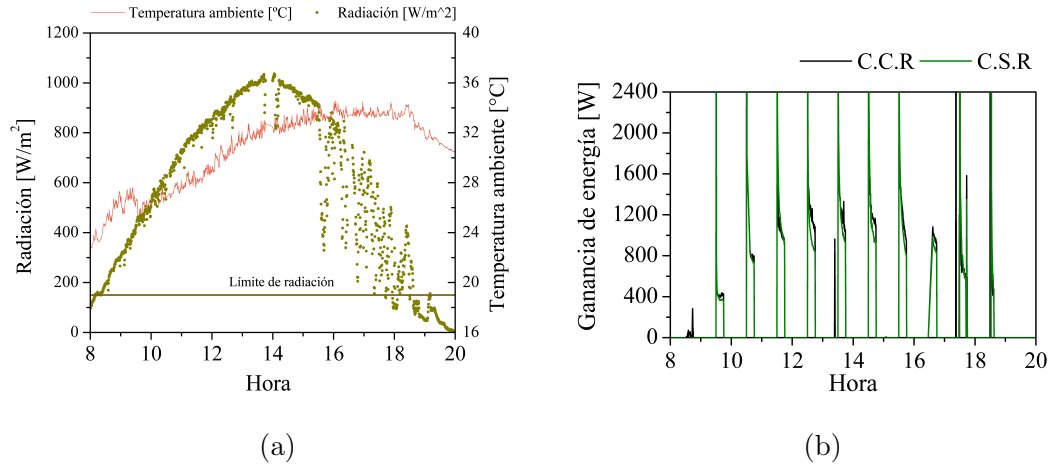


Figura 5.20: (a) Comportamiento de la radiación y la temperatura para el día 115. (b) Ganancia de energía para cada colector calculada a partir de los datos medidos experimentalmente.

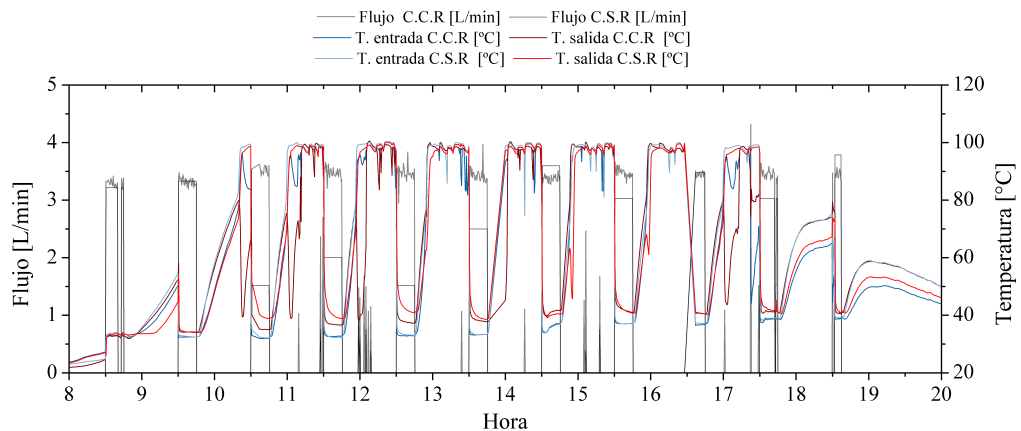


Figura 5.19: Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida a cada colector (Caso 3 - día 115).

En resumen, en la Tabla 5.1 se presentan las diferencias de temperatura máximas obtenidas para cada caso de adquisición de datos. como se puede observar en dicha tabla, es mayor el diferencial de temperatura que puede ser alcanzado al tener un reflector integrado; por otro lado, si se comparan las dos temperaturas de salida, se obtiene que el aporte del reflector llega a ser 1.6 °C, sin embargo el valor

promedio está alrededor de 1°C, a pesar de ser un aumento de temperatura bajo, el efecto sobre la ganancia de energía si es significativo, como se discutió anteriormente.

Tabla 5.1: Diferencias de temperatura alcanzadas para cada caso analizado.

	$\Delta T$ Máx. C.C.R $T_o - T_i$ [°C]	$\Delta T$ Máx. C.S.R $T_o - T_i$ [°C]	$\Delta T$ Máx. C.C.R $T_{o-C.C.R} - T_{i-C.S.R}$ [°C]
<b>Caso 0 - Día 100</b>	4.624	4.169	—
<b>Caso 1 - Día 106</b>	3.751	3.018	1.618
<b>Caso 1 - Día 114</b>	3.746	3.118	0.914
<b>Caso 1 - Día 117</b>	3.727	3.329	0.902
<b>Caso 2 - Día 116</b>	4.042	3.781	0.602

### 5.3 VALIDACIÓN TEÓRICO-EXPERIMENTAL

Una vez realizada la adquisición de datos, la información meteorológica y parámetros de entrada a cada colector, como flujo y temperatura, se convierten en datos de alimentación para realizar los cálculos teóricos de la temperatura de salida para cada caso. A continuación se presentan las gráficas para cada caso, en las cuales se presentan las temperaturas de entrada medidas para cada colector y las temperaturas de salida, tanto medidas como calculadas. En términos generales, a partir del desarrollo de las simulaciones de trazado de rayos y del uso de TRNSYS, siempre se hace una sub-estimación de la temperatura de salida, la cual es más drástica en las horas al final de día, donde las temperaturas se separan de la tendencia que siguen en las horas intermedias del día.

Para el caso 0, mostrado en la Figura 5.21, las temperaturas estimadas tienen un buen ajuste con las temperaturas medidas, considerando que en este caso se tuvieron condiciones de cielo claro. Al observar las Figuras 5.22 y 5.23, días en los cuales predomina la fracción difusa de la radiación y por lo tanto una alta variación de la misma, a pesar de hacerse un cálculo que sigue la tendencia general, existen puntos que están por fuera de dicha tendencia, donde la temperatura decrece significativamente; por lo contrario, en el caso 1 desarrollado durante el día 117 (Figura 5.24) y el caso 2 (Figura 5.25), en los cuales se tienen condiciones de cielo claro, el comportamiento de las temperaturas calculadas se ajusta más al comportamiento real.

De acuerdo a las particularidades expuestas anteriormente, se citan a continuación las limitantes detectadas en el cálculo teórico:

- Debido a que el cálculo de la temperatura de salida de cada colector se basa en la determinación de la eficiencia instantánea del colector [4], cuando existen caídas significativas de radiación, la estimación de la temperatura se realiza considerando las condiciones de dicho instante de tiempo, con el valor de ra-

diación correspondiente, ignorando las condiciones de inercia térmica que se dan durante el funcionamiento real del colector; por esta razón, existen sub-estimaciones significativas en algunos instantes de tiempo particulares, como se puede observar en las Figura 5.25 y 5.23; además, es la causa por la cual en condiciones donde predomina la radiación difusa, a pesar de que se logra obtener la tendencia general de la temperatura, no hay un buen ajuste entre las estimaciones y las mediciones, como se ve en la Figura 5.22.

- En todos los casos estudiados hay una sub-estimación mayor en las horas finales del día a partir de aproximadamente las 17:00 horas para todos los escenarios; teóricamente, a partir de dicha hora, el ángulo de incidencia en la superficie inclinada que representa el colector es cercano a  $90^\circ$ , por lo tanto la radiación teórica incidente en él es insignificante, lo que se traduce en el cálculo de una ganancia de energía muy baja, la cual se refleja en esta sub-estimación de la temperatura de salida obtenida. Para lograr ajustar este cálculo a las condiciones de prueba, además de que es necesario considerar la inercia térmica, se deben evaluar diversos métodos de procesamiento de la radiación, con el fin de encontrar uno que modele adecuadamente las condiciones de atardecer con respecto a una superficie inclinada.

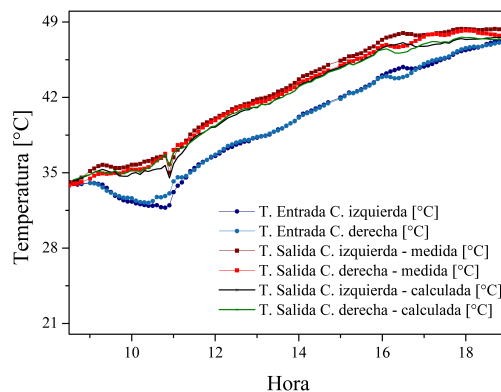


Figura 5.21: Caso 0.

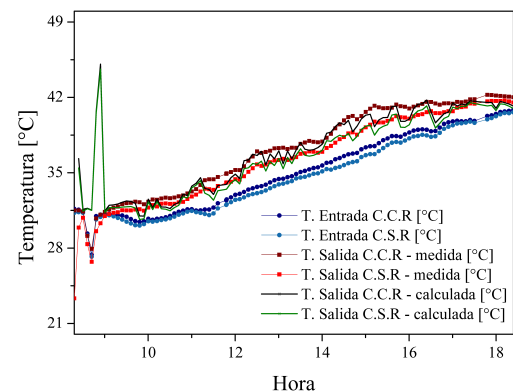


Figura 5.22: Caso 1 - día 106.

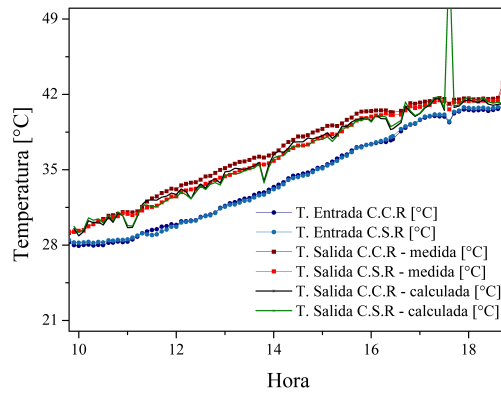


Figura 5.23: Caso 1 - día 114.

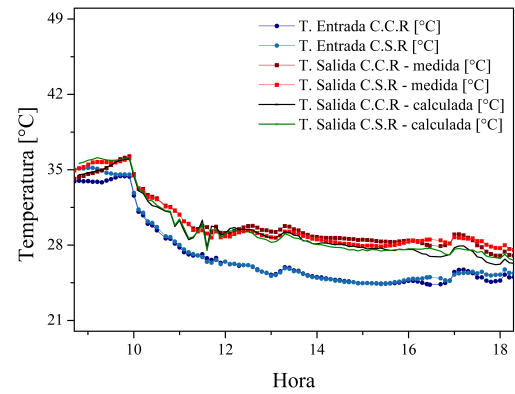


Figura 5.25: Caso 2.

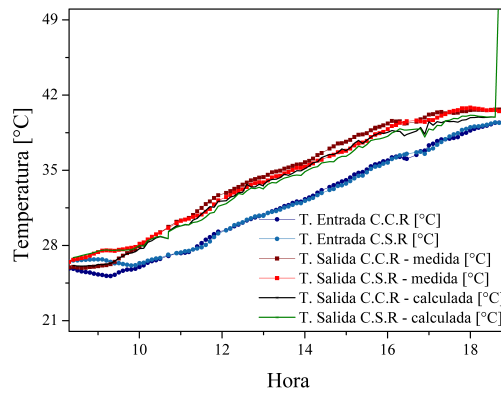


Figura 5.24: Caso 1 - día 117.

- En los instantes en los cuales la bomba es apagada, de acuerdo al límite de radiación establecido, el modelo hace una sobre-estimación de la temperatura de salida del colector, debido a las condiciones de estancamiento anteriormente discutidas, lo que impacta en un aumento del porcentaje de error del modelo.

De acuerdo a como se expone en la sección 4.4, se calculan los parámetros de validación para cada caso, los cuales se presentan en la Tabla 5.2. Como se puede observar, los porcentajes de error se mantienen por debajo del 6% para todos los escenarios, teniendo un valor máximo de 5.07% y el coeficiente de correlación es muy

cercano a 1, teniendo un valor mínimo de 0.85. Es importante destacar que los errores más altos se dan en los días donde se presentaron condiciones de estancamiento (Caso 1). A partir de esto, se puede concluir que teniendo ciertas limitantes para condiciones particulares, dadas por la variabilidad propia de la radiación solar y al tratarse de fenómeno transitorio, el método de simulación proporciona una buena aproximación del comportamiento del colector solar, con y sin reflector.

Tabla 5.2: Parámetros de validación calculados para cada escenario

	<b>Error C.C.R [%]</b>	<b>Error C.S.R [%]</b>	<b>Coefficiente de correlación C.C.R</b>	<b>Coefficiente de correlación C.S.R</b>
<b>Caso 0 - Día 100</b>	1.809	0.927	0.999	0.999
<b>Caso 1 - Día 106</b>	4.819	5.071	0.867	0.855
<b>Caso 1 - Día 114</b>	3.354	3.055	0.933	0.935
<b>Caso 1 - Día 117</b>	3.661	3.558	0.992	0.938
<b>Caso 2 - Día 116</b>	2.545	2.313	0.991	0.996

## 5.4 APLICACIÓN EN PLANTA TERMOSOLAR

La planta termosolar de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica usa la tecnología de tubos evacuados para suministrar agua en condiciones adecuadas de temperatura a las regaderas del polideportivo de dicha Facultad; para lograrlo, cuenta con 35 colectores solares distribuido en 7 módulos conectados en paralelo conformados por 5 colectores conectados en serie. El almacenamiento térmico consta de dos tanques de 5000 L cada uno, los cuales a su vez cuentan con un sistema de calentamiento auxiliar, el cual emplea gas natural con el fin de cumplir con las condiciones de entrega a pesar de la variación del recurso solar. En un trabajo preliminar [56] se desarrolló y validó un modelo numérico que caracteriza el comportamiento de la planta termosolar, implementado en el software TRNSYS.

Además, en dicho trabajo, se encontró una lógica de control bajo la cual el funcionamiento de la planta representa un ahorro económico significativo, teniendo en cuenta el costo del gas natural consumido y el costo del consumo eléctrico de la bomba de circulación a los colectores y la bomba del sistema auxiliar. En dicha lógica de control, la bomba de circulación a los colectores se enciende cuando se supera el límite de radiación, establecido en  $150 \text{ W/m}^2$  y la temperatura de entrega es inferior a  $60^\circ\text{C}$ ; por otro lado, la bomba del calentador auxiliar enciende en el caso que la temperatura de entrega sea menor a  $50^\circ\text{C}$  y no se alcance el límite de radiación, siempre y cuando se cumpla con el rango horario de 10:00 am a 10:00 pm.

Bajo dichas condiciones, se aplica el modelo ya desarrollado para evaluar el impacto de instalar reflectores en la totalidad de la planta termosolar (35 colectores), considerando la geometría con el mejor comportamiento de acuerdo a las simulaciones de trazado de rayos preliminares (PTC) y una placa reflectora, con propiedades ópticas tipo *Espejo*, usando datos de radiación y temperatura ambiente típico para Monterrey (TMY) de acuerdo a la base de datos Meteonorm.

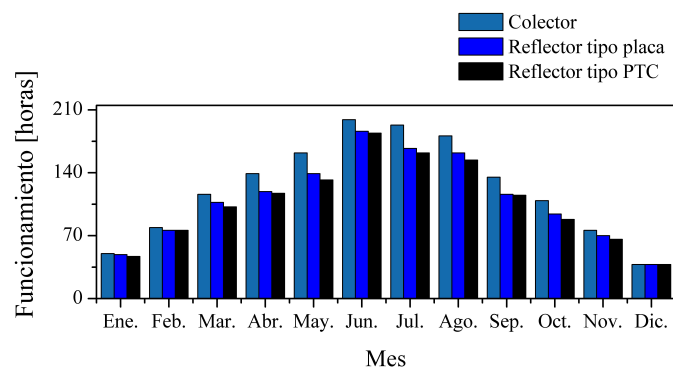
#### 5.4.1 HORAS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS BOMBAS

A partir de la simulación anual de la planta es posible obtener la cantidad de horas de funcionamiento de las bombas, como se muestra en la Figura 5.26; en general, con cualquier estrategia de mejoramiento del rendimiento de la planta se busca disminuir la cantidad de horas total de funcionamiento de las bombas, ya que esto impacta en la reducción del consumo eléctrico de las mismas y por lo tanto en el costo de operación. En la Figura 5.26a se puede observar como la bomba de circulación de los colectores funciona principalmente en los meses de verano, debido a la disponibilidad de recurso solar alto de esta época.

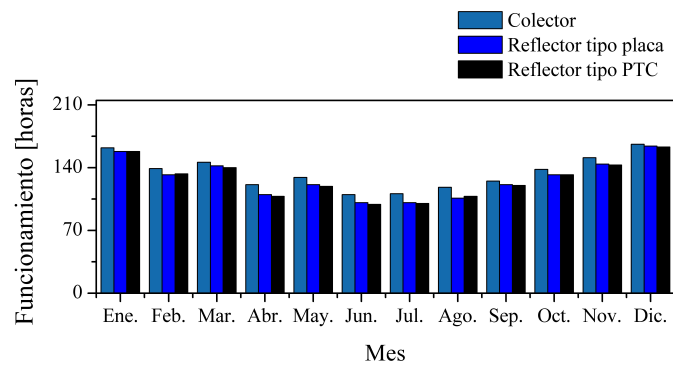
En el caso de las horas de funcionamiento de la bomba del calentador auxiliar, como se muestra en la Figura 5.26b, es mayor para el caso en los meses de invierno,

donde los niveles de radiación son típicamente más bajos y con el fin de cumplir con los requisitos de temperatura de entrega, se debe hacer uso del sistema auxiliar.

Para ambos casos, la horas de funcionamiento de las bombas disminuye al implementar cualquiera de las tecnologías de reflector, ya que con estas se alcanzan los requisitos de almacenamiento térmico en menos tiempo, lo que abre la posibilidad de aumentar el almacenamiento térmico de la planta o dar una aplicación adicional a la energía que se deja de captar al limitar el funcionamiento de acuerdo a una temperatura de entrega.



(a)

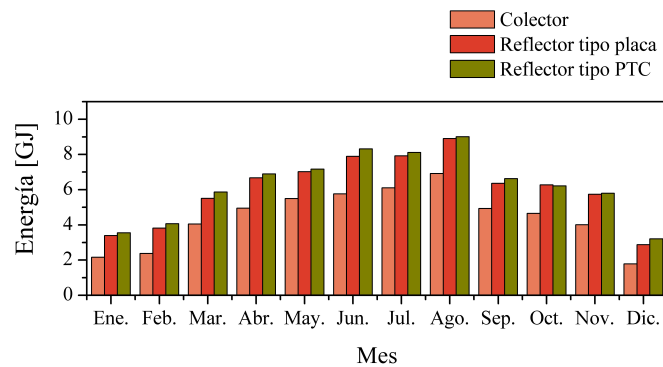


(b)

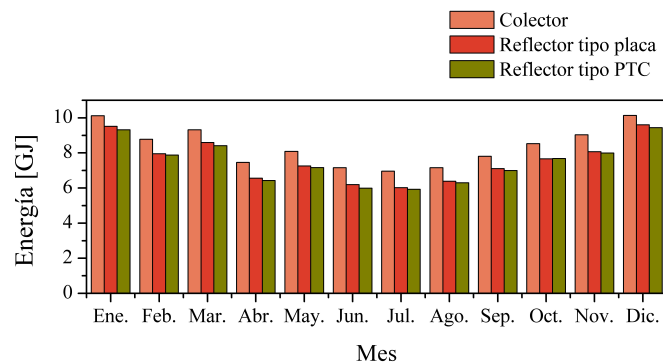
Figura 5.26: Horas de funcionamiento por mes para (a) la bombas de circulación en los colectores y (b) la bomba del calentador auxiliar.

## 5.4.2 ENERGÍA

En la Figura 5.27a se muestra el acumulado mensual de la energía solar captada, la cual se ve altamente favorecida al implementar los sistemas reflectores, lo que a su vez impacta en la reducción del consumo de gas natural y por lo tanto la cantidad de energía auxiliar consumida, como se muestra en la Figura 5.27b. Es posible notar como la geometría del reflector tipo PTC tiene un mejor desempeño con respecto al tipo placa, lo cual corresponde a los resultados obtenidos previamente a partir de la simulación de trazado de rayos.



(a)



(b)

Figura 5.27: (a) Energía solar captada mensualmente. (b) Energía auxiliar consumida mensualmente (Gas Natural).

## 5.4.3 COSTO DE OPERACIÓN

Para realizar una comparación en términos de costo de operación, los tres escenarios anteriormente analizados son llevados a términos económicos, para tal fin se toma en cuenta la cantidad de horas de funcionamiento de las bombas de acuerdo a la potencia máxima de cada una, que para el caso de la bomba principal es de 1 HP y para el caso de la bomba auxiliar es de 0.5 HP. El costo de operación de las bombas es calculado a partir del precio por kWh de la tarifa Gran Demanda Media Tensión Horario (GDMTH) para el año 2018, como se muestra en la Tabla 5.3, teniendo en cuenta la variación de tarifa en las diferentes épocas del año y horas del día, de acuerdo a lo que establece la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para la región Noreste del país.

Tabla 5.3: Costo de electricidad y gas natural para la ubicación de aplicación durante el año 2018.

	Costo de la electricidad			Costo Gas
	Base	Intermedio	Punta	Natural
	MXN/kWh	MXN/kWh	MXN/kWh	MXN/GJ
Enero	0.5526	0.888	0.9577	91.3877
Febrero	0.5846	0.812	0.8826	74.9946
Marzo	0.6448	0.9687	1.0463	62.6351
Abril	0.6921	1.0483	1.1336	69.337
Mayo	0.7494	1.1447	1.2394	71.5268
Junio	0.8072	1.2420	1.3461	75.6475
Julio	0.8963	1.3917	1.5104	70.6349
Agosto	0.9995	1.5633	1.6984	75.5741
Septiembre	1.1113	1.7515	1.9048	70.8454
Octubre	1.1092	1.7478	1.9008	70.4722
Noviembre	1.0882	1.7126	1.8621	81.3749
Diciembre	0.9007	1.3972	1.5161	84.8124

En la Tabla 5.3 también se presenta el costo por mes del gas natural para el año 2018 y la región III del país, de acuerdo a los Índices de Referencia de Precios de Gas Natural de la Comisión Reguladora de Energía, sin embargo, se usa un valor promedio de 74.9369 MXN/GJ.

En la Tabla 5.4 se muestra el resumen de los resultados obtenidos para cada caso, reportando la energía captada anual y la consumida por el calentador auxiliar, que como es de esperarse, la primera aumenta y la segunda disminuye al incluir un reflector. El costo del gas natural consumido es el que impacta principalmente en el costo de operación anual de la planta, el cual disminuye en los casos donde se implementa el uso de reflectores integrados. Al ver la diferencia en términos de ahorro económico, se puede observar que el implementar un reflector de placa representa un ahorro anual de 878 MXN, y el del reflector tipo PTC es solo 127 MXN mayor que el anterior.

Tabla 5.4: Resumen del comportamiento anual de la planta termosolar para cada caso analizado

	<b>Planta sin reflector</b>	<b>Reflector tipo placa</b>	<b>Reflector tipo PTC</b>
Energía solar captada [GJ]	53.18	72.36	74.82
Energía auxiliar consumida (Gas natural) [GJ]	100.93	90.91	89.61
Promedio de temperatura entregada [°C]	49.68	50.67	50.86
Tiempo de funcionamiento bomba colectores [h]	1477	1323	1281
Tiempo de funcionamiento bomba auxiliar [h]	1616	1532	1523
Energía consumida bomba colectores [GJ]	3.96	3.55	3.43
Energía consumida bomba auxiliar [GJ]	2.16	2.05	2.04
Costo de operación bomba colectores [MXN]	923.20	822.72	795.91
Costo de operación bomba auxiliar [MXN]	520.60	499.24	490.34
Costo gas natural consumido [MXN]	7564.00	6812.64	6716.00
Costo total de operación [MXN]	9007.83	8129.59	8001.97
Ahorro [MXN]	–	878.29	1005.86

## CAPÍTULO 6

# CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

---

*A continuación se citarán los principales hallazgos del trabajo desarrollado, citando las conclusiones obtenidas a partir del planteamiento general de la metodología, su aplicación en la evaluación anual de reflectores integrados y un resumen del análisis hecho a los resultados experimentales, además de la conclusión obtenida con respecto a la validación de la metodología. Por último se citan las propuestas de trabajos futuros.*

## 6.1 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se plantea una metodología general para su versátil aplicación a diferentes tecnologías de captación de energía solar, enfocada a sistemas de concentración. Dicho método se basa en el desarrollo de simulaciones de trazado de rayos, que por medio del protocolo de comunicación DDE, permite la automatización de los diferentes sub-procesos de la simulación, ejecutando comandos a partir de un programa externo. Seguido del planteamiento general, se aplica la metodología en el desarrollo de simulaciones anuales de diferentes geometrías de reflectores integrados a colectores solares de tubos evacuados, implementando datos típicos de radiación, con el fin de seleccionar una geometría bajo parámetros técnicos y de aplicabilidad para su evaluación experimental; para esto se desarrolló e instrumentó una instalación experimental donde se compara el efecto de un reflector integrado, adquiriendo datos meteorológicos, de flujo y temperatura de entrada y salida de cada colector, los cuales fueron datos de entrada en la metodología de simulación, incluyendo modelos teóricos para obtener la temperatura de salida, la cual representa el parámetro de comparación y validación.

### 6.1.1 CONCLUSIONES REFERENTES A LA METODOLOGÍA

Como eje principal de la tesis, a continuación se citan las principales conclusiones referentes a la metodología planteada:

- La metodología general planteada en el presente trabajo es aplicable a múltiples diseños, configuraciones y tecnologías de concentración de energía solar, presentando una serie de pasos detallados para su ejecución. Además de las diferentes geometrías, es posible integrar datos de radiación, con el fin de acercar los resultados a las condiciones reales de operación de los sistemas de captación de energía solar. Además de esto, los resultados obtenidos de dichas

simulaciones pueden ser integrados con otros modelo teóricos o herramientas computacionales, con el fin de complementar los resultados.

- La principal característica de la presente metodología, es que permite el desarrollo de simulaciones anuales, dichas simulaciones proporcionan información valiosa en la evaluación y toma de decisiones con respecto a las diferentes partes que integran un sistema de concentración; por ejemplo, en el diseño de sistemas de concentración, la estrategia de seguimiento es uno de los aspectos más importantes para su correcto funcionamiento, el cual puede ser totalmente evaluado con el desarrollo de simulaciones anuales.

### 6.1.2 CONCLUSIONES REFERENTES A LA EVALUACIÓN ANUAL DE REFLECTORES INTEGRADOS

La metodología planteada fue aplicada en la evaluación anual de diferentes reflectores integrados a colectores solares de tubos evacuados, concluyendo los siguientes aspectos:

- Una de las principales ventajas de usar un reflector integrado en colectores tubulares, es que, además de evitar las pérdidas de radiación a través de los espacios entre los tubos, se aprovecha la superficie de captación posterior a los tubos, lo que se traduce en un aumento en la radiación total que incide en el colector, y finalmente aumenta la ganancia de energía del fluido de trabajo.
- Al comparar las diferentes geometrías, se encuentra que la que tiene un mejor desempeño es el reflector tipo concentrador parabólico para cada tubo, seguido del reflector tipo placa y por último el reflector tipo concentrador parabólico compuesto. De acuerdo con la literatura [6], este último debería tener un mejor desempeño, sin embargo, en el presente caso solo se considera la zona envolvente del mismo, debido a las limitantes del espacio entre los tubos, por lo

tanto no logra una buena concentración.

- Existe cierta variación de la radiación incidente en el colector a través del año, al comparar la radiación incidente promedio para cada mes, esto se debe a la variación del recurso solar y de la duración de cada día en las diferentes estaciones del año, de acuerdo a como se concluye en la literatura [33, 36].
- El efecto favorable del reflector, considerando solo la radiación directa, no es el mismo en las diferentes épocas del año y tampoco en el transcurso del día. El efecto es más favorable para los meses de invierno, incrementando la radiación directa incidente en el colector entre un 28 % y 38 %, mientras que el incremento mínimo se da en el verano, con un 18 %. En el transcurso del día, solo hay un rango de horas en el cual el reflector tiene un efecto positivo, entre las 9:00 y 16:00 horas, mientras que en las horas extremo del día, el efecto del reflector es insignificante debido a la sombra generada por los tubos.
- En el caso del reflector tipo placa, existe un instante de tiempo, en el que la radiación incidente en el colector disminuye, haciendo totalmente despreciable el efecto de la placa, esto se debe al bajo ángulo de incidencia dado al medio día solar, considerando que las simulaciones se hacen en hora solar, el colector está orientados hacia el sur y al cumplirse reflexión especular, los rayos reflejados se acercarán a la normal de la placa, impidiendo que incidan en lo tubos del colector.

### 6.1.3 CONCLUSIONES REFERENTES A LA EVALUACIÓN

#### EXPERIMENTAL DEL USO DE UN REFLECTOR

De acuerdo al estudio experimental realizado con el uso de un reflector plano posterior integrado a un colector de tubos evacuados, cabe resaltar las siguientes conclusiones:

- El comportamiento de la radiación es el principal responsable de la tendencia de la ganancia de energía a través del día. En condiciones donde predomina la fracción difusa de la radiación, como se mostró en la Figura 5.11b, hay una ganancia de energía mayor para el colector en el que se incluye el reflector durante todo el día, con cierta variabilidad propia a la de la misma radiación. Por otro lado, cuando hay condiciones de cielo claro, como se muestra en la Figura 6.1a, el efecto positivo del reflector se da en cierto rango de horas, como se detalla en la Figura 6.1b, mientras que en las horas extremo del día no hay un efecto significativo del reflector (Figura 6.1c), esto debido a que la radiación directa tiene una dirección definida y su efecto se ajusta a los resultados obtenidos a partir de la simulación.

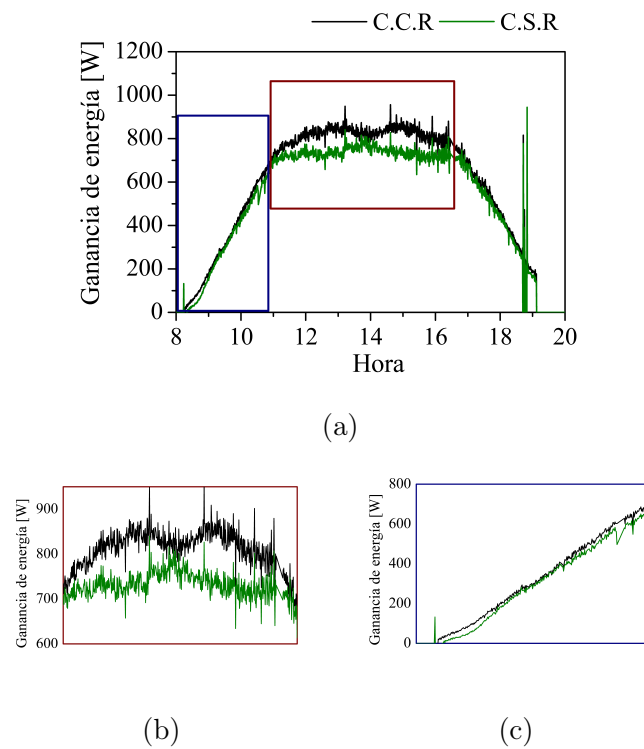


Figura 6.1: Comportamiento de la ganancia de energía para cielo claro (a) en horas intermedias del día y (b) para horas extremo del día.

- El diferencial de temperatura de salida máxima al instalar un reflector, con respecto a la temperatura de salida de un colector sin reflector es de  $1.6^{\circ}\text{C}$ .

Esta diferencia de temperatura impacta en un aumento en la ganancia de energía al incluir el reflector de hasta un 30 %.

#### 6.1.4 CONCLUSIONES REFERENTES A LA VALIDACIÓN TEÓRICO-EXPERIMENTAL Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

En términos generales, la estimación teórica de la temperatura de salida tiene un buen ajuste con respecto a la mediciones, manteniendo el error por debajo del 6 % y un coeficiente de correlación muy cercano a 1. Las limitantes en el modelo empleado se dan con la presencia de radiación difusa, en la horas extremo del día y bajo condiciones de estancamiento. En todos los casos evaluados, la temperatura de salida calculada está por debajo de la medida, ofreciendo datos conservadores para una futura evaluación.

Además de la validación hecha en días particulares, la metodología propuesta se adapta adecuadamente para su integración con otras plataformas de simulación incluyendo aplicaciones complejas, proporcionando información útil para una evaluación anual, que en este caso se da para una planta termosolar de colectores solares de tubos evacuados, sin embargo, su aplicación se puede llevar a cabo con múltiples tecnologías y propuestas de geometrías y configuraciones.

## 6.2 TRABAJOS FUTUROS

El presenta trabajo abre puertas al desarrollo de diferentes trabajos, debido a que se plantea una metodología de evaluación con la suficiente versatilidad para ser aplicada a diferentes tecnologías de concentración de radiación solar, desde su diseño, optimización, evaluación y proyección de comportamiento con diferentes escenarios, empalmado con trabajos experimentales; por lo tanto, se plantean los siguientes trabajos a futuro:

- **Validación con diferentes sistemas de concentración de radiación solar.** Aplicar la metodología presentada a diferentes tecnologías de concentración con su respectiva evaluación experimental, incluyendo preferiblemente validación con el método *Cámara CCD + Target Lambertiano*, con el fin de usar el mapa de radiación como parámetro de comparación.
- **Aplicación de la metodología para el diseño y construcción de un canal parabólico.** Como parte de los trabajos a desarrollar en el Laboratorio Termosolar del LIITE, es interesante aplicar la metodología de simulación presentada en este trabajo, para el diseño geométrico y de seguimiento de un canal parabólico, su construcción y evaluación.
- **Integración de la metodología con algoritmos heurísticos para el diseño de sistemas de concentración.** La metodología de simulación planteada puede ser aplicada en diversos procesos de optimización de sistemas de concentración, basando las decisiones en el rendimiento anual del sistema en cuestión.
- **Evaluación experimental de diferentes geometrías de reflectores integrados.** Comparar el desempeño de diferentes geometrías, variando aspectos del colector como espaciamiento entre tubos e inclinación, lo cual podría ayudar en el aumento de la ganancia de energía, ya que incrementando el espacio entre los tubos es posible integrar reflectores con concentración.

## APÉNDICE A

# CÓDIGOS DE SIMULACIÓN

---

Para el desarrollo de las simulaciones por medio del protocolo DDE, se generaron dos funciones que integran los comandos propios de dicho protocolo con el fin de interactuar con el software TracePro<sup>®</sup>, ejecutando operaciones y leyendo los resultados de la simulación. Existe una **Función general** llamada *Simulacionannual.m* que abre el canal de comunicación y lee los datos de entrada a la simulación; posterior a esto, se genera un ciclo *for* en el cual se ejecuta la **Función para instantes** denominada *TPMatlab.m*, la cual desarrolla la simulación para un instante de tiempo particular, para ello genera una fuente de radiación que cumple con los parámetros de posición solar y radiación correspondiente a dicho instante, seguido a esto, ordena la ejecución del trazado de rayos; por último, lee los resultados de radiación incidente en las superficies de interés, los cuales son posteriormente almacenados. A continuación se presenta el código correspondiente a estas dos funciones.

### A.1 FUNCIÓN GENERAL

```
1 function [ColectorSR , ColectorCR]=Simulacionannualcolectores(  
    foldersave)  
2 phi=25.6667;  
3 [rad ,x]=xlsread('rad2015.xlsx');
```

```
4 sizerad=size(rad);
5 mkdir(foldersave);
6 %% Definir folder de trabajo
7 %% Folder actual en Matlab
8 folder = pwd;
9 folder = strrep(folder, '\', '/');
10 %% Make a connection to TracePro
11 TP_COMMAND = ddeinit('TracePro', 'Scheme');
12 %% Abrir archivo base
13 % Cerrar todo
14 ddeexec(TP_COMMAND, '(file:close-all)');
15 % Abrir archivo base
16 filename=['instalacionanual', '.oml'];
17 ddeexec(TP_COMMAND, ['(file:open "', folder, '/', filename, '" )'
    ]);
18 %% Iniciar instantes de simulacion
19 ColectorSR=zeros(sizerad(1,1),1);
20 ColectorCR=zeros(sizerad(1,1),1);
21 for m=1:sizerad(1,1)
22     if rad(m,3)>0
23         if TP_COMMAND == 0
24             TP_COMMAND = ddeinit('TracePro', 'Scheme');
25         end
26         [ColectorSR(m), ColectorCR(m)]=TPMatlabcolectores(
            TP_COMMAND, phi, rad(m,1), rad(m,2), rad(m,3), foldersave)
            ;
27     end
28 end
29 %% Exportar Resultados
30 filename=['Resultados dia ', num2str(n, '%03d'), '.xlsx'];
```

```

31 data=table(rad, ColectorSR, ColectorCR);
32 writetable(data, filename);
33 end

```

## A.2 FUNCIÓN PARA INSTANTES

```

1 function [ColectorSR, ColectorCR]=TPMatlabcolectores2015(
    TP_COMMAND, phi, n, h, rad, foldersave)
2 %% Calculo de los angulos solares
3 [AS, alphaS]=AngulosSolares_horasolar(phi, n, n, 1, h, h, 1, 0, 0, 0);
4 %% Definir folder de trabajo
5 %Folder actual en Matlab
6 folder = pwd;
7 folder = strrep(folder, '\', '/');
8 %% Insertar fuente de radiacion
9 xyzSUN = round(50000*angle_to_vector(-AS, alphaS));
10 % SetupTracePro(TP_COMMAND, 'sol', 'Sol', xyzSUN, [0, (-alphaS
    +90), (-AS)], 'Piezas');
11 ANG=[180, (-alphaS+90), (-AS)];
12 Lado=6500; %Lado del grid source en mm, se esta trabajando
    con una rectangular
13 xyGRID=Lado/2;
14 xyRAYS=Lado/40;
15 raysm2=(xyRAYS^2)/((Lado^2)/1e6);
16 PeakFlux=rad/raysm2; %La radiacion se debe dividir entre el
    numero de rayos emitidos por m2 para calcular la energia
    de cada rayo
17 ddeexec(TP_COMMAND, ['(raytrace:set-analysis-mode-on)']);
18 ddeexec(TP_COMMAND, ['(raytrace:set-grid-source-flag "Grid
    Source 1" #t)']);

```

```

19 ddeexec (TP_COMMAND, [ '(raytrace:set-grid-origin (position ',
    num2str(xyzSUN), '))' ] );
20 ddeexec (TP_COMMAND, [ '(raytrace:set-grid-boundary-rectangular
    ', num2str(xyGRID), ', ', num2str(xyGRID), '))' ] );
21 ddeexec (TP_COMMAND, [ '(raytrace:set-grid-pattern-rectangular
    ', num2str(xyRAYS), ', ', num2str(xyRAYS), ', ', num2str(
    PeakFlux), '))' ] );
22 ddeexec (TP_COMMAND, [ '(raytrace:set-grid-orientation-euler-
    degrees (gvector ', num2str(ANG), '))' ] );
23 ddeexec (TP_COMMAND, '(define wvList (list (list 0.546100
    1.000000)))');
24 ddeexec (TP_COMMAND, '(raytrace:set-wavelengths wvList (
    raytrace:source-get-by-name "Grid source 1"))');
25 ddeexec (TP_COMMAND, '(define SourceID (raytrace:source-get-by
    -name "Grid Source 1" 1))');
26 ddeexec (TP_COMMAND, '(raytrace:grid)');
27 pause(2)
28 %% Leer resultados de energia Colector sin reflector
29 %% Leer resultados de Tracepro
30
31 TubosFlux1=zeros(20,1);
32 for m=7:12:235;
33     ddeexec (TP_COMMAND, '(edit:clear-selection)');
34     cmds1=[ '(raytrace:get-incident-flux (edit:add-selection (
        tools:face-in-body ', num2str(m), ' (entity ', num2str
        (1), '))))' ];
35     TubosFlux1(m)=ddereq (TP_COMMAND, cmds1);
36 end
37 TubosFlux1s=sum(TubosFlux1);
38

```

```
39 TubosFlux2=zeros(20,1);
40 for t=8:12:236;
41     ddeexec(TP_COMMAND,'(edit:clear-selection)');
42     cmds2=['(raytrace:get-incident-flux(edit:add-selection(
         tools:face-in-body ',num2str(t),' (entity ',num2str
         (1),'))))'];
43     TubosFlux2(t)=ddereq(TP_COMMAND,cmds2);
44 end
45 TubosFlux2s=sum(TubosFlux2);
46
47 ColectorSR=TubosFlux1s+TubosFlux2s;
48 %%Leer resultados de energia Colector con reflector
49 %%Leer resultados de Tracepro
50
51 TubosFlux3=zeros(20,1);
52 for m=7:12:235;
53     ddeexec(TP_COMMAND,'(edit:clear-selection)');
54     cmds1=['(raytrace:get-incident-flux(edit:add-selection(
         tools:face-in-body ',num2str(m),' (entity ',num2str
         (3),'))))'];
55     TubosFlux3(m)=ddereq(TP_COMMAND,cmds1);
56 end
57 TubosFlux3s=sum(TubosFlux3);
58
59 TubosFlux4=zeros(20,1);
60 for t=8:12:236;
61     ddeexec(TP_COMMAND,'(edit:clear-selection)');
62     cmds2=['(raytrace:get-incident-flux(edit:add-selection(
         tools:face-in-body ',num2str(t),' (entity ',num2str
         (3),'))))'];
```

```
63     TubosFlux4(t)=ddereq(TP_COMMAND,cmds2);
64 end
65 TubosFlux4s=sum(TubosFlux4);
66
67 ColectorCR=TubosFlux3s+TubosFlux4s;
68 %% Guardar reporte de flux
69 FluxReportfilename=['Dia_', num2str(n, '%03d'), '_hora_',
    num2str(h, '%02d'), ' - Flux Report', '.txt'];
70 cmdfr=['(reports:surface-flux-save "', folder, '/', foldersave,
    '/', FluxReportfilename, '" )'];
71 ddeexec(TP_COMMAND,cmdfr);
72 end
```

# BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] Renewable energy technologies: solar energy perspective. Technical report, Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency, 2011.
- [2] Renewable 2018 global status report. Technical report, renewable energy policy network for the 21st century, 2018.
- [3] Country rankings. recurso libre, disponible en <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=18>, 2017.
- [4] J. a. Duffie, William a. Beckman, and W. M. Worek. *Solar Engineering of Thermal Processes, 4nd ed.*, volume 116. 2003.
- [5] Ari Rabl. Comparison of solar concentrators. *Solar Energy*, 18(2):93–111, 1976.
- [6] Ari Rabl. *Active solar collectors and their applications*. Oxford University Press on Demand, 1985.
- [7] Patricia Kuntz Falcone. *A handbook for solar central receiver design*. Number SAND 86-8009. 1986.
- [8] Md Tasbirul Islam, Nazmul Huda, A.B. Abdullah, and R. Saidur. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91(April):987–1018, 2018.

- 
- [9] Brian Norton. *Solar Energy Thermal Technology*. Springer-Verlag London Limited 1992, 1992.
- [10] D. Riveros-Rosas, J. Herrera-Vázquez, C. A. Pérez-Rábago, C. A. Arancibia-Bulnes, S. Vázquez-Montiel, M. Sánchez-González, F. Granados-Agustín, O. A. Jaramillo, and C. A. Estrada. Optical design of a high radiative flux solar furnace for Mexico. *Solar Energy*, 84(5):792–800, 2010.
- [11] Evangelos Bellos, Zafar Said, and Christos Tzivanidis. The use of nanofluids in solar concentrating technologies: A comprehensive review. *Journal of Cleaner Production*, 196:84–99, 2018.
- [12] Camilo A. Arancibia-Bulnes, Manuel I. Peña-Cruz, Amaia Mutuberría, Rufino Díaz-Uribe, and Marcelino Sánchez-González. A survey of methods for the evaluation of reflective solar concentrator optics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69(October 2016):673–684, 2017.
- [13] N. C. Cruz, J. L. Redondo, M. Berenguel, J. D. Álvarez, and P. M. Ortigosa. Review of software for optical analyzing and optimizing heliostat fields. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72(January):1001–1018, 2017.
- [14] Douglas T Reindl, William A Beckman, and John A Duffie. Diffuse fraction correlations. *Solar energy*, 45(1):1–7, 1990.
- [15] Energía solar térmica de concentración: Perspectiva mundial 2009. Technical report, GreenPeace, SolarPACES y ESTELA, 2009.
- [16] Hermilio Ortega. Energía solar térmica para procesos industriales en México: Estudio base de mercado. Technical report, SENER - CONUEE y ANES, 2018.
- [17] Ibrahim Halil Yilmaz and Aggrey Mwesigye. Modeling , simulation and performance analysis of parabolic trough solar collectors : A comprehensive review. *Applied Energy*, 225(2018):135–174, 2018.

- 
- [18] Fathia Eddhibi, Mahmoud Ben Amara, Moncef Balghouthi, and AmenAllah Guizani. Design and analysis of a heliostat field layout with reduced shading effect in southern Tunisia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(48):28973–28996, 2017.
- [19] Yeguang Hu, Hao Shen, and Yingxue Yao. A novel sun-tracking and target-aiming method to improve the concentration efficiency of solar central receiver systems. *Renewable Energy*, 120:98–113, may 2018.
- [20] Reyhaneh Loni, E. Askari Asli-Ardeh, B. Ghobadian, Evangelos Bellos, and W.G. Le Roux. Numerical comparison of a solar dish concentrator with different cavity receivers and working fluids. *Journal of Cleaner Production*, 198:1013–1030, 2018.
- [21] Song Yang, Jun Wang, Peter D. Lund, Chuan Jiang, and Deli Liu. Assessing the impact of optical errors in a novel 2-stage dish concentrator using Monte-Carlo ray-tracing simulation. *Renewable Energy*, 123:603–615, 2018.
- [22] Jie Zhu and Ziwei Chen. Optical design of compact linear fresnel reflector systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 176:239–250, mar 2018.
- [23] Ahlem Houcine, Taher Maatallah, Souheil El Alimi, and Sassi Ben Nasrallah. Optical modeling and investigation of sun tracking parabolic trough solar collector basing on Ray Tracing 3Dimensions-4Rays. *Sustainable Cities and Society*, 35:786–798, nov 2017.
- [24] Sainath A. Waghmare and Nitin P. Gulhane. Optical evaluation of compound parabolic collector with low acceptance angle. *Optik - International Journal for Light and Electron Optics*, 149:359–371, nov 2017.
- [25] Sainath A. Waghmare and Nitin P. Gulhane. Design and ray tracing of a compound parabolic collector with tubular receiver. *Solar Energy*, 137:165–172, nov 2016.

- [26] Zhongyuan Su, Shengyan Gu, and Kambiz Vafai. Modeling and simulation of ray tracing for compound parabolic thermal solar collector. *International Communications in Heat and Mass Transfer*, 87:169–174, oct 2017.
- [27] Yabin Jin, Jiabin Fang, Jinjia Wei, and Xinhe Wang. A comprehensive model of a cavity receiver to achieve uniform heat flux using air-carbon particles mixture. *Applied Energy*, 220:616–628, jun 2018.
- [28] Janna Martinek, Timothy Wendelin, and Zhiwen Ma. Predictive performance modeling framework for a novel enclosed particle receiver configuration and application for thermochemical energy storage. *Solar Energy*, 166:409–421, may 2018.
- [29] Zhigang Li, Dawei Tang, Jinglong Du, and Tie Li. Study on the radiation flux and temperature distributions of the concentrator–receiver system in a solar dish/Stirling power facility. *Applied Thermal Engineering*, 31(10):1780–1789, jul 2011.
- [30] Wujun Wang, Lukas Aichmayer, Jorge Garrido, and Björn Laumert. Development of a Fresnel lens based high-flux solar simulator. *Solar Energy*, 144:436–444, mar 2017.
- [31] H. Ajdad, Y. Filali Baba, A. Al Mers, O. Merroun, A. Bouatem, and N. Bou-tammachte. Particle swarm optimization algorithm for optical-geometric optimization of linear fresnel solar concentrators. *Renewable Energy*, 130:992–1001, jan 2019.
- [32] Miguel Terrón-Hernández, Manuel Peña-Cruz, Jose Carrillo, Ulises Diego-Ayala, and Vicente Flores. Solar Ray Tracing Analysis to Determine Energy Availability in a CPC Designed for Use as a Residential Water Heater. *Energies*, 11(2):291, nov 2018.
- [33] Manuel I Peña-Cruz, Patricio J Valades-Pelayo, Camilo A Arancibia-Bulnes, Carlos A Pineda-Arellano, Iván Salgado-Tránsito, and Fernando Martell-

- Chavez. Annual optical performance of a solar cpc photoreactor with multiple catalyst support configurations by a multiscale model. *International Journal of Photoenergy*, 2018, 2018.
- [34] D. Jafrancesco, J.P. Cardoso, A. Mutuberria, E. Leonardi, I. Les, P. Sansoni, F. Francini, and D. Fontani. Optical simulation of a central receiver system: Comparison of different software tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94(December 2017):792–803, 2018.
- [35] A Rabl, J O’gallagher, and R Winston. Design and test of non-evacuated solar collectors with compound parabolic concentrators. *Solar Energy*, 25(4):335–351, 1980.
- [36] RK Mishra, Vihang Garg, and GN Tiwari. Energy matrices of u-shaped evacuated tubular collector (etc) integrated with compound parabolic concentrator (cpc). *Solar Energy*, 153:531–539, 2017.
- [37] Ashish Kumar, Sanjeev Kumar, Utkarsh Nagar, and Avadhesh Yadav. Experimental study of thermal performance of one-ended evacuated tubes for producing hot air. *Journal of Solar Energy*, 2013, 2013.
- [38] Chunliu Mao, Muran Li, Na Li, Ming Shan, and Xudong Yang. Mathematical model development and optimal design of the horizontal all-glass evacuated tube solar collectors integrated with bottom mirror reflectors for solar energy harvesting. *Applied Energy*, 238:54–68, 2019.
- [39] Verónica María Martínez Saperas. *Estado Del Arte Y Evaluacion De La Generación Termosolar De Electricidad*. PhD thesis, 2007.
- [40] María Isabel Roldán Serrano. *Concentrated Solar Thermal | Technologies Analysis and Optimisation by CFD Modelling*. Springer International Publishing, Switzerland, 2013.

- 
- [41] Benchmark of Concentrating Solar Power Plants: Historical, Current and Future Technical and Economic Development. *Procedia Computer Science*, 83(Sept):782–789, 2016.
- [42] Soteris A. Kalogirou. *Solar thermal collectors and applications*, volume 30. 2004.
- [43] A review on the recent research progress in the compound parabolic concentrator (CPC) for solar energy applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(September 2017):1272–1296, 2018.
- [44] Design and development of compound parabolic concentrating for photovoltaic solar collector: Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76(February):1108–1121, 2017.
- [45] Joe Coventry and Charles Andraka. Dish systems for CSP. *Solar Energy*, 152:140–170, 2017.
- [46] A. Z. Hafez, Ahmed Soliman, K. A. El-Metwally, and I. M. Ismail. Design analysis factors and specifications of solar dish technologies for different systems and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67:1019–1036, 2017.
- [47] Fabian Dähler, Michael Wild, Remo Schächli, Philipp Haueter, Thomas Cooper, Philipp Good, Carlos Larrea, Max Schmitz, Philipp Furler, and Aldo Steinfeld. Optical design and experimental characterization of a solar concentrating dish system for fuel production via thermochemical redox cycles. *Solar Energy*, 170(June):568–575, 2018.
- [48] Suhil Kiwan and Abdel Latif Khammash. Investigations into the spiral distribution of the heliostat field in solar central tower system. *Solar Energy*, 164(February):25–37, 2018.
- [49] Pierre Garcia, Alain Ferriere, and Jean Jacques Beziau. Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: A comparative review. *Solar Energy*, 82(3):189–197, 2008.

- 
- [50] Robert C Lacy, Philip S Miller, and Kathy Traylor-Holzer. *TracePro User's Manual*. 2018.
- [51] Shawn Martin. Certified solar collector 10001794. Technical report, solar rating and certification corporation, 2013.
- [52] I. Salgado-Tránsito, A. E. Jiménez-González, M. L. Ramón-García, C. A. Pineda-Arellano, and C. A. Estrada-Gasca. Design of a novel CPC collector for the photodegradation of carbaryl pesticides as a function of the solar concentration ratio. *Solar Energy*, 115:537–551, 2015.
- [53] Quinto P Moreno L Duran P, Barbosa G. Concentrador solar pdr con seguimiento solar. *Revista de Aplicaciones de la Ingenieria*, 2016.
- [54] Rosa María González García. Diseño mecánico del disco parabólico de un concentrador solar y la caracterización térmica del receptor.
- [55] Llorenç Pérez Escudero. Estudio teórico y de viabilidad de la radiación solar concentrada en un motor stirling. *Universitat Politècnica de Catalunya*, 2006.
- [56] Luis Fernando Fong López. Análisis numérico para la evaluación del desempeño energético de un sistema de calentamiento solar de agua.