



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

**Desarrollo de un Concentrador Anidólico tipo Horno Solar para la
Caracterización de Celdas Fotovoltaicas con Concentración Solar**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERIA
ENERGÍA SOLAR FOTOTÉRMICA

PRESENTA:

HÉCTOR IVÁN GONZÁLEZ CAMARILLO

TUTOR:

DR. CARLOS ALBERTO PÉREZ RÁBAGO
Instituto de Energías Renovables

Temixco, Mor. Junio 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

COMITÉ TUTORAL:

Presidente:	Dr. Claudio A. Estrada Gasca (IER-UNAM)
Secretario:	Dra. Heidi Isabel Villafán Vidales (IER-UNAM)
Vocal:	Dr. Carlos Alberto Pérez Rábago (IER-UNAM)
1er. Suplente:	Dr. David Riveros Rosas (Instituto Geofísica-UNAM)
2ndo Suplente:	Dr. Lúar Moreno Álvarez (ITL)

LUGAR DONDE SE REALIZO LA TESIS:

**Instituto de Energías Renovables – Universidad Nacional Autónoma de
México**

Temixco, Morelos.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Carlos Alberto Pérez Rábago

FIRMA

ÍNDICE

Resumen.....	ii
Nomenclatura.....	iv
Lista de Figuras.....	vi
Lista de Tablas.....	xi
CAPITULO 1. Introducción.....	1
1.1 Energía y medio ambiente.....	1
1.2 Energía Solar.....	3
1.2.1 Energía solar fototérmica.....	5
1.2.2 Energía solar fotovoltaica.....	7
1.3 Sistemas de concentración solar.....	8
1.3.1 Concentradores cilindro-parabólicos.....	10
1.3.2 Discos parabólicos.....	10
1.3.3 Fresnel Lineal.....	11
1.3.4 Sistemas de torre o de receptor central.....	11
1.4 Generación de potencia eléctrica a partir de concentración solar.....	12
1.4.1 Sistemas de concentración solar distribuidos.....	14
1.4.2 Sistemas de concentración solar centralizados.....	17
1.4.3 Concentrador solar de foco puntual Horno Solar.....	19
1.4.4 Concentrador solar de foco puntual DEFRAC.....	21
1.5. Celdas fotovoltaicas.....	22
1.6 Celdas fotovoltaicas con concentración.....	24
1.7 Objetivo.....	25
1.7.1 Objetivos específicos.....	26
1.8 Descripción de la tesis.....	26
CAPITULO 2. Modelación del sistema óptico.....	28
2.1 Trazado de rayos.....	29
2.2 Forma Solar.....	31
2.2.1 Sol Uniforme.....	31

2.2.2 Sol Estándar.....	32
2.2.3 Sol Gaussiano.....	33
2.2.4 Sol Real.....	33
2.3 Errores Ópticos.....	34
2.4 Tonatiuh.....	38
2.4.1 Entorno del software.....	39
2.5 Generación de patrones de alineación.....	42
2.6 Modelación del concentrador anidólico.....	45
2.7 Evaluación del error óptico global del CosAn.....	48
CAPITULO 3. Diseño del concentrador anidólico tipo horno solar.....	51
3.1 Antecedentes del Concentrador.....	52
3.1.1 Estructura de soporte.....	53
3.2 Sistema de alineación de los espejos manual.....	54
3.3 Helióstato.....	55
3.3.1 Adaptaciones a la estructura y su alineación.....	57
3.4 Sistema de control de seguimiento.....	59
3.4.1 Corrección del spot solar del CosAn: Mirilla.....	63
CAPITULO 4. Montaje, instrumentación y diseño de experimentos.....	67
4.1 Sistema de medición del flujo radiativo.....	68
4.1.1 Mesa de caracterización.....	68
4.1.2 Descripción del Blanco Lambertiano.....	72
4.1.3 Radiómetro tipo Gardon.....	76
4.1.4 Cámara CCD.....	79
4.2 Diseño de experimentos.....	81
CAPITULO 5. Análisis de resultados experimentales.....	84
5.1 Caracterización de flujo concentrado.....	86
5.2 Estimación de niveles de concentración del CoSAn.....	89
5.3 Medición de flujo radiativo concentrado.....	93
5.4 Ajuste de los radiómetros empleados en la experimentación.....	94

5.5 Generación de protosuperficies de flujo radiativo concentrado en el CosAn.....	98
5.6 Pruebas con una celda fotovoltaica de concentración solar de triple unión.....	103
5.6.1 Acondicionamiento de la celda fotovoltaica de triple unión.....	103
5.6.2 Distribuciones de flujo radiativo en el CosAn.....	105
5.6.1 Curvas I-V, Potencia y Eficiencia de la celda de triple unión.....	108
CAPITULO 6. Conclusiones y Recomendaciones	112
Referencias	116



Resumen

Partiendo de la demanda de investigación en diferentes áreas de aplicación de la energía solar fotovoltaica de concentración y de la importancia de realizar estudios de caracterización óptica de flujos radiativos incidentes sobre celdas fotovoltaicas de concentración solar, así como la caracterización térmica de los sistemas de enfriamiento para a remover los excesos de calor en las celdas fotovoltaicas y demás estudios de tecnologías de concentración solar que hagan uso de un sistema de concentrador de foco puntual para fines de desarrollos tecnológicos e innovación, se desarrolló un Concentrador Anidólico tipo Horno Solar (CosAn) para la caracterización de celdas fotovoltaicas de concentración solar que se ha realizado en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM, ubicado en Temixco. Morelos.

En el presente trabajo se detalla la importancia de diversificar el desarrollo de la sustentabilidad energética, promoviendo la implementación de las energías limpias que contribuyan al desarrollo económico y social de la población mundial, con el fin de reducir la explotación de los recursos energéticos como los combustibles fósiles, y mitigar las altas emisiones de contaminantes que estas emanan al medio ambiente.

Por otro lado, para llevar a cabo la caracterización óptica del CosAn, se llevó a cabo la modelación del sistema en el software de trazado de rayos Tonatiuh, la cual permite simular la óptica del concentrador y realizar una evaluación de los parámetros ópticos de los espejos del concentrador, así como obtener el error óptico global del sistema mediante el análisis de las distribuciones de los perfiles de flujo radiativo normalizado a partir de la simulación a diferentes errores ópticos. Además de desarrollar una metodología de alineación de los espejos para obtener un flujo radiativo concentrado mediante un patrón de alineación que se ubica en el radio de curvatura (4m) del concentrador.

La puesta a punto del sistema del CosAn, consistió en la transición de la estructura del DEFRAC, a un diseño nuevo de una estructura de soporte estática de los espejos del concentrador, además de las adaptaciones a las estructuras del helióstato y el diseño de los mecanismos de alineación de los espejos, el montaje de los instrumentos de adquisición de señales y del blanco de referencia sobre una mesa de caracterización para la toma de imágenes del flujo radiativo incidente en la zona focal y a lo largo del eje óptico del concentrador.

Loa resultados obtenidos a partir de las campañas experimentales, en los que podemos destacar que a partir de la evaluación de la distribución de flujo radiativo concentrado en la zona focal,

se pudo obtener el error óptico global de 2.6 miliradianes mediante la comparativa del perfil obtenido en las simulaciones, con el perfil real. Por otro lado, la consideración de parámetros de reflectividad y transmitancia de los elementos de los sistemas ópticos, y la estimación de factores que afectan el rendimiento óptico del sistema, se pudo obtener una aproximación de los niveles de concentración de la radiación en el CosAn.

Las distribuciones de flujo radiativo en distintas posiciones del eje focal, permitió deducir que a medida que se va alejando el blanco lambertiano, los flujos radiativos presentan un comportamiento homogéneo, y con base en la estimación de estas distribuciones de flujo, se llevó a cabo una campaña de caracterización de una celda fotovoltaica de concentración, en la que por medio de un trazador de curvas I-V, se pudo determinar la potencia generada de la celdas, y así determinar las eficiencias de conversión de la potencia radiativa promedio incidente en la celda a potencia eléctrica, que para un flujo radiativo de 409 kW/m^2 se presentó la mayor eficiencia de la celda con un 31.9%.

Nomenclatura

AIE	Agencia Internacional de Energía
MMtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
LAERFTE	Ley de aprovechamiento de las Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética
DNI	Direct Normal Irradiance
REN21	Renewable Energies Network for Century 21
SCADA	Supervision Control and Acquisition Data
DEFAC	Dispositivo para el Estudio de Flujos Radiativos Altamente Concentrados
I_{sc}	Corriente de corto circuito
V_{oc}	Voltaje circuito abierto
I_b	Densidad de flujo radiativo
ρ	Reflectividad
τ	Transmitancia
α	Absortancia
I_f	Intensidad Radiativa Final
Δ_s	Ángulo Solar
G_b	Irradiancia Global
$B(\theta)$	Ecuación Sol Gaussiano
RCS	Razón Circunsolar
I_{CS}	Irradiancia circunsolar
I_{sol}	Irradiancia Solar
\hat{r}	Vector unitario de rayo reflejado
\hat{i}	Vector unitario de rayo incidente
\hat{n}	Vector unitario normal
\mathcal{R}_r	Rayo reflejado
\mathcal{R}_i	Rayo incidente
CosAn	Concentrador Solar Anidólico
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables
δ	Declinación Solar
E	Ecuación del tiempo
Γ_z	Ángulo Cenital
γ_s	Ángulo acimutal
α_s	Altura Solar

N	Día Juliano
φ	Latitud local
ω	Ángulo horario
L_{std}	Longitud estándar
L_{loc}	Longitud local
B	Ángulo diario
FR	Fotoresistor
LabVIEW	Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench
CCD	Charge Couple Device
α_{bs}	Absortividad
PPLR	Placa Plana Lambertiana Refrigerada
mV	miliVolts
q''	Flujo radiativo en W/m^2
A_c	Área de captación
A_{spot}	Área del spot de concentración
C_g	Razón de concentración solar geométrica
P	Potencia solar
q	Densidad de flujo radiativo
f_s	Factor de suciedad
Υ	Desbordamiento
C	Relación de Concentración solar
$C_{teórica}$	Concentración teórica
F	Factor de horno
ρ_H	Reflectividad en espejos del heliostato
ρ_c	Reflectividad en espejos del concentrador
f_{SC}	Factor de suciedad de espejos del concentrador
f_{SH}	Factor de suciedad en espejos del heliostato
C_{exp}	Relación de concentración experimental
f_{Som}	Factor de sombreamiento
Irr_{G1}	Irradiancia Gardon 1
Irr_{G2}	Irradiancia Gardon 2
K_c	Constante de calibración Gardon

Lista de Figuras

Figura 1.0. Producción mundial de energía primaria al año 2013.

Figura 1.1. Producción mundial de energía primaria al año 2013.

Figura 1.2. Mapa de irradiación solar directa (DNI) en el mundo.

Figura 1.3. Mapa conceptual de la clasificación de las aplicaciones de la energía solar térmica con y sin concentración solar.

Figura 1.4. Capacidad mundial instalada de energía solar fotovoltaica en 2015.

Figura 1.5. Esquema de un sistema de concentración solar (izquierda) y una central eléctrica termosolar de concentración.

Figura 1.6. Sistemas de concentración solar A) Cilindro – Parabólicos, B) Disco Parabólico, C) Fresnel Lineal, D) Sistemas de Torre Central.

Figura 1.7 Capacidad mundial de energía solar térmica de concentración por país o región.

Figura 1.8. Imagen de una planta de disco Stirling.

Figura 1.9. Módulos fotovoltaicos con concentración tipo paneles colmena con espejos concéntricos.

Figura 1.10. Planta de producción de energía eléctrica de canal parabólico.

Figura 1.11 Planta de producción de energía eléctrica de tecnología de Torre Central.

Figura 1.12 Horno Solar de Altos Flujos Radiativos del IER-UNAM.

Figura 1.13 Fotografía de la estructura del DEFRAC.

Figura 1.14 Curva característica I-V de una celda solar fotovoltaica.

Figura 1.15 Aprovechamiento del espectro electromagnético (izquierda) y estructura de una celda de triple unión.

Figura 2.0 Esquema de representación de la trayectoria de un haz de luz mediante el método de trazado de rayos

Figura 2.1 Representación geométrica de la relación entre el Sol y la Tierra.

Figura 2.2 Perfil de distribución solar uniforme (Pillbox).

Figura 2.3 Perfil de distribución solar estándar.

Figura 2.4 Cono solar reflejado de un rayo incidente en una superficie especular.

Figura 2.5. Error óptico de especularidad provocado en superficies rugosas.

Figura 2.6. Error óptico de pendiente.

Figura 2.7. Tipos de nodos en Tonatiuh que aparecen en la ventana de códigos.

Figura 2.8. Cuadro de configuración de las propiedades de calidad óptica del sistema.

Figura 2.9. Esquema de método de alineación de los espejos del concentrador.

Figura 2.10. Patrón de alineación de los espejos del concentrador.

Figura 2.11. Spot de los espejos del concentrador posicionados sobre el patrón de alineación.

Figura 2.12. Panel de códigos del concentrador anidólico en Tonatiuh.

Figura 2.13. Configuración de los parámetros del Espejo 1 del concentrador anidólico.

Figura 2.14. Configuración de los parámetros del receptor.

Figura 2.15. Vistas de simulación del concentrador anidólico tipo horno solar en Tonatiuh.

Figura 2.16. Perfiles de distribución con errores de 0-4mrad del CosAn simulados en Tonatiuh.

Figura 2.17. Comparativa de perfiles de distribución de radiación solar del CosAn y región de máxima diferencia absoluta (rojo).

Figura 2.18. Diferencia de cada punto entre los perfiles de distribución con error de 1- 4 mrad en comparativa con el error de 0 mrad.

Figura 3.0. Esquema del concentrador solar anidólico y receptor en zona focal.

Figura 3.1. Esquema de grupo de espejo (Izquierda), diseño de la estructura de soporte de los espejos del concentrador (Centro), Concentrador anidólico con espejos esféricos montados(Derecha).

Figura 3.2. Soporte de espejos mediante rotula principal (izquierda), placa atornillada a perfil de aluminio que sostiene la rótula y el espejo.

Figura 3.3. Esquema de diseño de los soportes de los espejos del concentrador y sistema de alineación manual mediante los tornillos sin fin.

Figura 3.4. Mini Helióstato de 5.6 m^2 en la plataforma del IER-UNAM (izquierda), estructura de soporte de las facetas del helióstato (derecha).

Figura 3.5. Primera metodología de alineación de los espejos en la que se hace incidir láser con un plano horizontal sobre placas de aluminio.

Figura 3.6. Esquema de representación del vector solar: ángulo cenital (θ_z), ángulo acimutal (γ_s), y ángulo de altura solar (α_s).

Figura 3.7. Diagrama a bloques del conjunto de componentes que conforman el sistema de control del helióstato.

Figura 3.8. Esquema del sistema de control en lazo cerrado.

Figura 3.9. a) Esquema de vista frontal de la mirilla. b) Esquema de vista superior con corte transversal.

Figura 3.10. Esquema de representación de los conductos de la mirilla.

Figura 3.11. Rayos incidentes sobre conductos cilíndricos. Ángulo del cilindro (Ψ), y ángulo de cilindro (Θ_{in}).

Figura 3.12. Esquema representativo del área iluminada formada por dos segmentos circulares idénticos.

Figura 4.0. Diseño de la estructura de la mesa de caracterización: Marco secundario de soporte de actuadores (Derecha inferior), Mesa hecha con perfil de aluminio con soporte de actuadores (Izquierda).

Figura 4.1. Estructura secundaria de soporte de los actuadores lineales.

Figura 4.2. Sistema control actuadores (Izquierda), Interfaz de usuario (Derecha).

Figura 4.3. Interfaces de monitoreo y control del sistema de concentración anidólico tipo horno solar.

Figura 4.4. Interacción de la radiación con una superficie.

Figura 4.5. Esquemas de reflexión de la energía en superficies.

Figura 4.6. Ley de coseno de Lambert en superficies lambertianas.

Figura 4.7. Esquemas de representación del Blanco Lambertiano: Configuración del sistema de refrigeración (Izquierda), Componentes del receptor (Derecha).

Figura 4.8. Instalación del receptor (Blanco Lambertiano) sobre el actuador lineal (izquierda), e instalación y conexión de mangueras en el receptor y radiómetro (derecha).

Figura 4.9. Esquema de los componentes del radiómetro Gardon.

Figura 4.10 Montaje de los Radiómetros sobre el receptor de placa plana.

Figura 4.13 Imagen de la cámara CCD Pike, utilizada para la captura de imágenes.

Figura 4.14 Montaje de cámara CCD sobre soporte de 3 ejes (Izquierda), Brazo de soporte de cámara con placa de actuador lineal Y (Derecha).

Figura 5.0 Spot real del CosAn en escala Flux [kW/m^2].

Figura 5.1 Perfil de distribución real normalizado del CosAn en la zona focal del concentrador.

Figura 5.2 Comparativa del perfil de distribución real normalizado contra errores ópticos.

Figura 5.3 Comparativa del perfil de distribución real normalizado contra perfil normalizado de 2.6 de error óptico.

Figura 5.4 Aproximación de sombreamiento de los espejos del concentrador causado por la mesa experimental de caracterización.

Figura 5.5 Imagen de medición de flujo radiativo concentrado y referencia del Gardon en blanco Lambertiano.

Figura 5.6 Mediciones de los radiómetros a distintas distancias del plano focal.

Figura 5.7 Ajuste de mediciones de los radiómetros mediante mínimos cuadrados.

Figura 5.8 Planos paralelos de flujo radiativo en la zona focal [izquierda]. Interpolación para obtener una superficie con puntos de igual irradiancia entre planos paralelos (protosuperficie)[Derecha].

Figura 5.9 Toma de imágenes en diferentes planos a lo largo del eje óptico del concentrador.

Figura 5.10 Protosuperficies teóricas de imágenes modeladas en Tonatiuh de la radiación solar a lo largo del eje óptico del CosAn.

Figura 5.11 Protosuperficies de imágenes experimentales de la radiación solar a lo largo del eje óptico del CosAn.

Figura 5.12 Caracterización de la celda fotovoltaica de concentración de triple unión y acoplamiento al disipador de calor.

Figura 5.13 Distribuciones de flujo radiativo concentrado en diferentes posiciones a lo largo del eje óptico del CosAn.

Figura 5.14 Distribuciones de flujo radiativo concentrado para caracterización de celda fotovoltaica.

Figura 5.15 Curvas I-V generadas por la celda fotovoltaica a distintos niveles de flujo radiativo pico.

Figura 5.16 Curvas P-V y puntos de potencia máxima generada por la celda fotovoltaica a distintos niveles de flujo radiativo pico.

Figura 5.17 Curvas de eficiencia y Temperatura de la celda de triple unión irradiada a distintos niveles de radiación.

Lista de Tablas

Tabla 2.0 Coordenadas de alineación de los espejos del concentrador anidónico en el radio de curvatura.

Tabla 2.1 Parámetros de configuración de la posición de los espejos del concentrador.

Tabla 3.0. Especificaciones por grupo de espejos

Tabla 4.0. Especificaciones de los radiómetros TG-1000-1. (Proveedor Vatel Corporation).

Tabla 5.0 Diferencias Absolutas: Comparativa entre perfil de distribución real y perfiles de distribución modelados en Tonatiuh.

Tabla 5.1 Coeficientes estimados para ambos casos del CosAn con 16 espejos en el concentrador.

Tabla 5.2 Tabla de cálculos de los valores experimentales.

Tabla 5.3 Tabla de cálculos de los valores experimentales.

Tabla 5.4 Tabla de cálculos de los valores experimentales.

Tabla 5.5 Tabla de cálculos de los valores experimentales.

Tabla 5.6 Flujo radiativo concentrado en distintas posiciones del eje óptico del CosAn en un área de 1 cm^2 .

Tabla 5.7 Eficiencias eléctricas de la celda en distintas posiciones del eje óptico del CosAn en un área de 1 cm^2 .

CAPITULO 1. Introducción

1.1 Energía y medio ambiente

A lo largo de la historia y en los últimos años, la energía ha pasado de ser un instrumento al servicio de la humanidad que principalmente satisfacía sus necesidades básicas, a ser una fuerte amenaza y motor de la problemática ambiental floreciente sobre el planeta. El consumo desmedido de la energía ha generado como consecuencia un deterioro acelerado del entorno, un paulatino agotamiento de los recursos naturales y un desequilibrio irracional en el prorratio del consumo y uso de ésta.

En el mundo, a consecuencia de tener un bienestar se ha generado un estado de consumo elevado y dependencia energética. Según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), en 2013 el total de suministro de energía primaria y secundaria a nivel mundial fue de 13,611.81¹ millones de toneladas equivalentes de petróleo (MMtep). Como se muestra en la Figura 1.0, el petróleo y los petrolíferos aportaron a la producción mundial de energía primaria con un 31.4%, mientras que el carbón y sus derivados con un 28.8%, el gas natural con 21.3%, sumando un total de 81.5% de combustibles que emiten gases de efecto invernadero a la atmosfera. No obstante, la producción de energía primaria producida por las energías renovables comprende un 13.7% de la producción mundial de energía primaria, lo que nos permite concluir que aún existe una dependencia relativamente marcada sobre los combustibles fósiles.

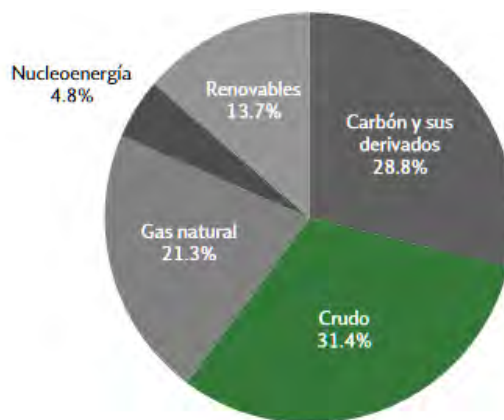


Figura 1.0. Producción mundial de energía primaria al año 2013.²

¹ World Energy Balances, IEA, Edición 2015

² Fuente: Balance Nacional de Energía. Edición 2014.

Los problemas de contaminación ambiental crecen de forma exponencial con el pasar del tiempo, por ello es necesario aplicar normas y políticas para la reducción y el control de las emisiones de contaminantes, así como la reducción en la generación de gases de efecto invernadero. Ante esta situación, toma especial importancia la alternativa de suplir las fuentes de combustibles fósiles por fuentes renovables de energía, que tienen menos impacto ambiental sobre el entorno.

El panorama en México, principalmente en el sector energético está presentando un proceso de experimentación en el que se han planteado reformas que pretenden generar oportunidades principalmente para empresas extranjeras del sector privado en el ámbito de exploración y producción, lo que tendrá como consecuencia el aumento de la producción de crudo en los yacimientos nacionales. (*IANAS Red Interamericana de Academia de Ciencias, 2016*)

En el transcurso de los últimos años se ha presentado una tendencia marcada en la disminución de la producción de crudo de petróleo, gas natural y líquidos derivados del gas natural. La producción total de petróleo aún como energético primario, comprendió un 63.42% (equivalente a 5,597.20 PJ) de la producción de energía primaria total en 2014, lo que corresponde a una reducción del 3.7% comparado con la producción del 2013³.

No obstante, México sigue siendo uno de los principales exportadores de petróleo crudo a nivel nacional, aunque la disminución de la producción se ha visto reflejada en los volúmenes de exportación, y por consecuencia, ha tenido un impacto negativo en los ingresos de la población mexicana, en la alza de los precios de gas natural, gas LP, electricidad y productos refinados como la gasolina y el diésel, ya que la dependencia de las importaciones de estos productos ha venido aumentando para satisfacer la demanda.

Por otro lado, la intervención de las energías renovables en la producción de energía primaria comprendió un 7.6% del cual, la Geoenergía, la Solar Térmica, Fotovoltaica y Eólica, aportaron un 1.8%, Hidroenergía con 1.6% y Biomasa y Biogas con 4.1%³ (Véase Figura 1.1).

³ Fuente: Balance Nacional de Energía. Edición 2014.

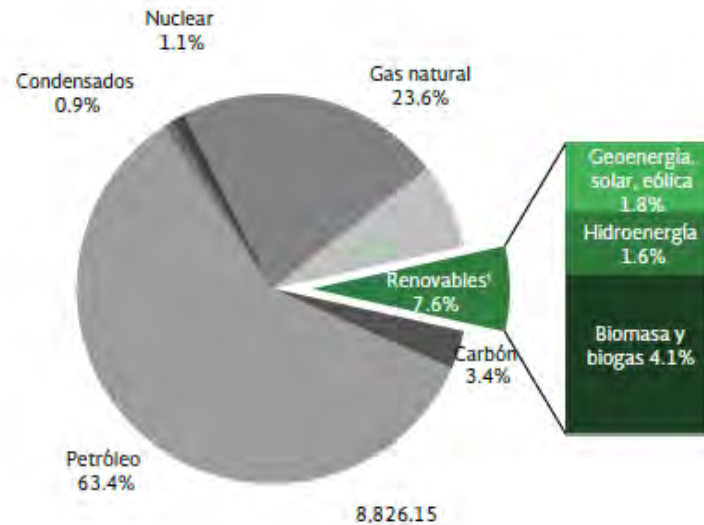


Figura 1.1. Producción mundial de energía primaria al año 2013 ³.

Cabe señalar que para contribuir a las acciones que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero, México se ha comprometido con las metas de mitigación establecidas en la Ley de Aprovechamiento de las Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), y la Ley General de Cambio Climático la cuál estipula que para el año 2024, el 35% de la generación de electricidad provenga de energías limpias, siendo 65% proveniente de combustibles fósiles. Lo que implica un enorme reto para la inserción de las fuentes de energías renovables que hasta el momento se consideran económicamente rentables como la eólica y solar fotovoltaica, así como las que se encuentran en una etapa de desarrollo e innovación de tecnologías como las fuentes de energía solar térmica entre las que se encuentra la solar fotovoltaica con concentración.

1.2 Energía Solar

El sol es una fuente de vida que ha favorecido diferentes formas de energía en la tierra. La humanidad puede satisfacer sus requerimientos y necesidades si aprende a aprovechar de forma racional esta energía. La energía solar directa que proviene del Sol es aquella que, sin transformar, se traduce en calor e iluminación sobre la Tierra. Si se quiere aprovechar esta energía proveniente del Sol se necesitan sistemas de captación, transformación y almacenamiento que conviertan la radiación solar en energía útil.

La radiación solar que incide sobre la atmósfera terrestre es reflejada en un porcentaje hacia el espacio, mientras que la mayor parte de esa radiación logra traspasar la atmósfera. La

radiación solar que finalmente logra pasar e incidir sobre la superficie de la Tierra está compuesta por dos principales formas de radiación, la *radiación directa* y la *radiación difusa*. La radiación directa es aquella proveniente del disco solar, y se puede suponer como la radiación que pasa en línea recta desde el Sol hasta la superficie terrestre, mientras que la radiación difusa se origina a partir de su dispersión en la atmósfera ya sea por la interacción de moléculas o aerosoles con los rayos solares que cambian su dirección en muchos sentidos, siendo que la energía contenida en la radiación directa es mucho mayor que en la difusa, en los casos donde se requiere de una alta densidad de energía, se utiliza la radiación solar directa (DNI, *por sus siglas en inglés*) como fuente de energía en distintos procesos.

La energía solar provee numerosos beneficios que la sitúan como una de las formas de energía renovable inagotable, ya que está disponible en toda la superficie del planeta, es no contaminante, contribuye al desarrollo sostenible y a su vez, a la generación de empleos en los territorios donde se implanta, como se muestra en la Figura 1.2.

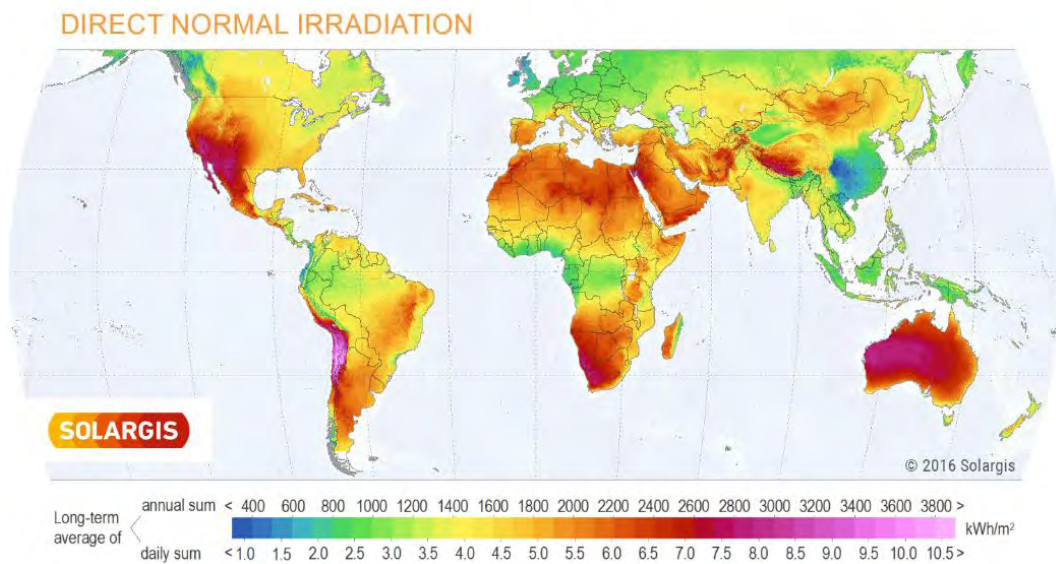


Figura 1.2. Mapa de irradiación solar directa (DNI) en el mundo.⁴

En la actualidad se pueden considerar tres ramas de tecnologías de aprovechamiento de la energía solar para fines prácticos: (*Winter, 1991*)

- a. Los sistemas fototérmicos, los cuales por medio de un fluido térmico y empleando diversos tipos de dispositivos como concentradores, receptores y sistemas de

⁴ Fuente: Imagen tomada de <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/world>

seguimiento, transforman la energía radiativa del sol en energía térmica y ésta posteriormente puede ser usada para producir potencia mecánica o eléctrica.

- b. Los sistemas fotovoltaicos, los cuales consisten en la transformación directa de la energía solar a energía eléctrica mediante dispositivos semiconductores denominados celdas solares.
- c. Los sistemas fotoquímicos, los cuales utilizan la radiación solar para producir combustibles solares que después pueden ser convertidos en electricidad a través de las celdas de combustibles o depurar sustancias degradando compuestos tóxicos.

1.2.1 Energía solar fototérmica

La energía solar fototérmica o energía termosolar, como ya se mencionó, consiste en el aprovechamiento de la radiación del sol para transformar la energía radiativa en calor. El medio para obtener este aporte de temperatura es a través de colectores o captadores solares que consisten de una superficie que se opone a los rayos solares y absorbe la radiación para transformarla en calor que es transportado mediante un fluido térmico. La superficie de la Tierra recibe al medio día solar 1000 W/m^2 de energía proveniente del Sol, sin embargo, para aumentar la densidad de flujo de la radiación, es necesario concentrar los rayos de luz en un área más pequeña. Existen diversas tecnologías para concentrar la radiación solar poseyendo cada una de ellas una gama de aplicaciones dependiendo principalmente del rango de temperaturas que alcanzan. (*Estrada Gasca, 2010*)

Una de las ventajas principales que aporta la energía solar térmica radica principalmente en la capacidad de almacenar la energía producida para poderse utilizar en los momentos que no se produce, pues una de los objetivos principales de aplicar esta tecnología es sustituir o reducir el consumo de combustible en los sistemas convencionales.

En cuestiones medioambientales, los sistemas convencionales resaltan altos niveles de contaminación, como residuos nucleares, lluvia ácida y emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático, en comparación con los sistemas solares. No obstante, la energía solar es independiente del combustible convencional, y su abastecimiento es compatible con cualquier sistema de producción de algún tipo de energía con combustibles convencionales e independiente de las variaciones de los precios de compra de éstos.

Como se mencionó anteriormente, con las aplicaciones de la energía solar térmica existe la posibilidad de generar energía eléctrica, vapor, calentamiento de agua o fluidos. Los captadores

de energía solar térmica se clasifican como colectores de baja, media y alta temperatura dependiendo de la forma de trabajar de éstos.

- ❖ *Colectores de baja temperatura.* Sistemas que suministran calor útil a temperaturas inferiores a 65 °C.
- ❖ *Colectores de media temperatura.* Son sistemas que concentran la radiación solar para abastecer calor útil a temperaturas aproximadas a un rango entre 125 y 450 °C.
- ❖ *Colectores de alta temperatura.* Son los sistemas que comúnmente se utilizan para la generación de energía eléctrica, trabajan a temperaturas superiores a los 500 °C. Con estos niveles de temperatura se pueden emplear procesos termoquímicos para el almacenamiento de la energía o producción de combustibles solares como gas de síntesis o hidrógeno.

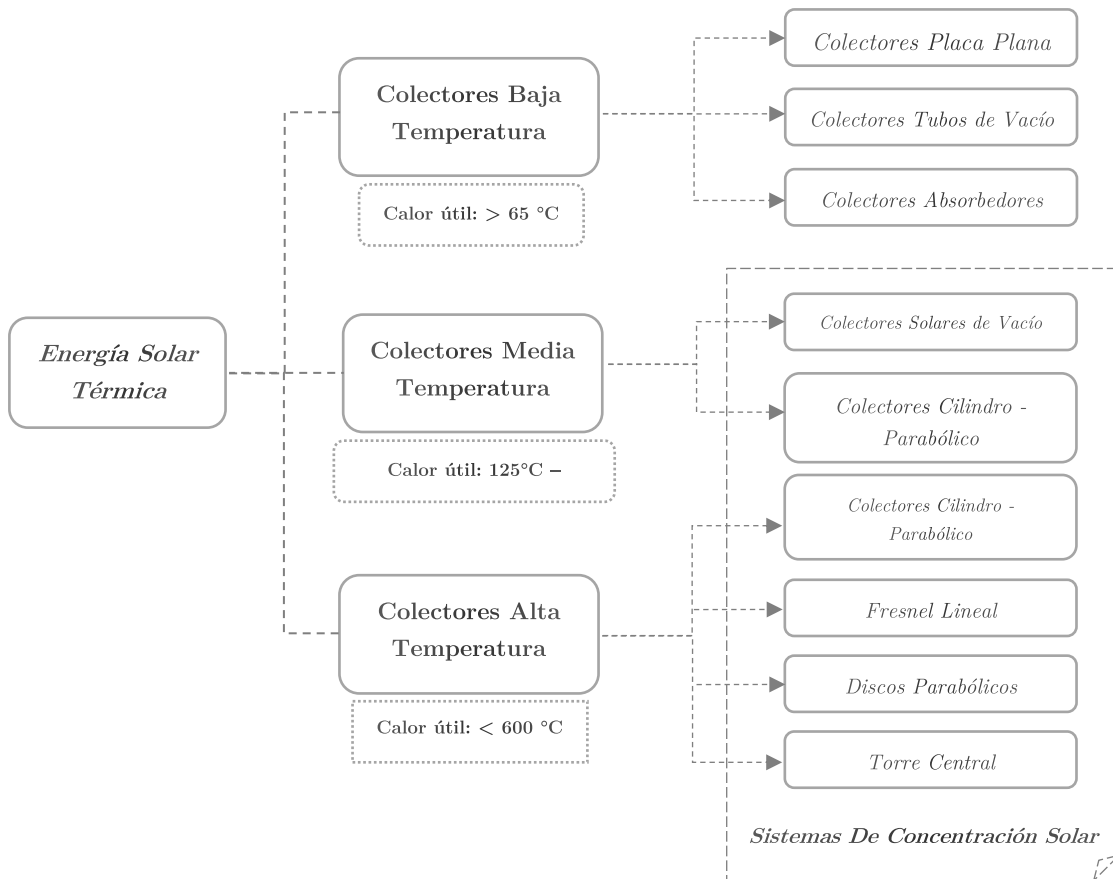


Figura 1.3. Mapa conceptual de la clasificación de las aplicaciones de la energía solar térmica con y sin concentración solar.

Existen muchas y diferentes aplicaciones solares térmicas, que se caracterizan por diferentes requerimientos de temperatura: calentamiento de agua para albercas (27 - 30 °C), calentamiento de aire para secado y climatización de espacios (30 - 45 °C), cocción de alimentos (90 - 120 °C), calor para procesos industriales (40 - 250 °C), generación termosolar de potencia eléctrica (450 - 1000 °C) y en termoquímica solar para la producción de combustibles solares (550 - 2000 °C). (*Arancibia Bulnes & Best Brown, 2010*).

1.2.2 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se refiere a la transformación directa de la energía proveniente de la radiación solar, en energía eléctrica. Esta transformación de energía se lleva a cabo mediante el aprovechamiento de las propiedades de los materiales semiconductores los cuales, al ser excitados por los fotones, producen un par hueco, que genera una corriente eléctrica. Las células fotovoltaicas, las cuales, comúnmente suelen ser fabricadas a base de Silicio y cuando la luz del Sol que está compuesta por fotones o partículas energéticas, incide sobre una de las caras de la célula fotovoltaica se genera una corriente eléctrica, la cual puede ser aprovechada como fuente de energía para abastecer la demanda o necesidad eléctrica de algún medio en específico. La producción de energía mediante la instalación de sistemas de tecnología solar fotovoltaica se puede implementar para el abastecimiento del consumo a gran escala, o a pequeña escala para cubrir la demanda energética en viviendas, e incluso abastecer sitios aislados de la red de energía eléctrica convencional.

Existen actualmente dos tipos de sistemas de instalaciones fotovoltaicas:

- ❖ *Instalaciones Fotovoltaicas interconectadas a la red.* En estos sistemas, la energía que es producida mediante los paneles fotovoltaicos está íntegramente ligada a la venta de la red eléctrica de distribución.
- ❖ *Instalaciones Fotovoltaicas aisladas de la red.* Los sistemas son utilizados principalmente para el autoconsumo, por ejemplo, una estación de torre de microondas, viviendas aisladas, bombeo de agua para riego, etc.

En el marco de producción mundial de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica, la capacidad mundial de energía solar FV en 2015 ascendió a 230 GW, lo que representa un aumento del 25% de la capacidad instalada en 2014⁵.

⁵ Fuente: Energías Renovables 2016: Reporte de la situación mundial. REN21

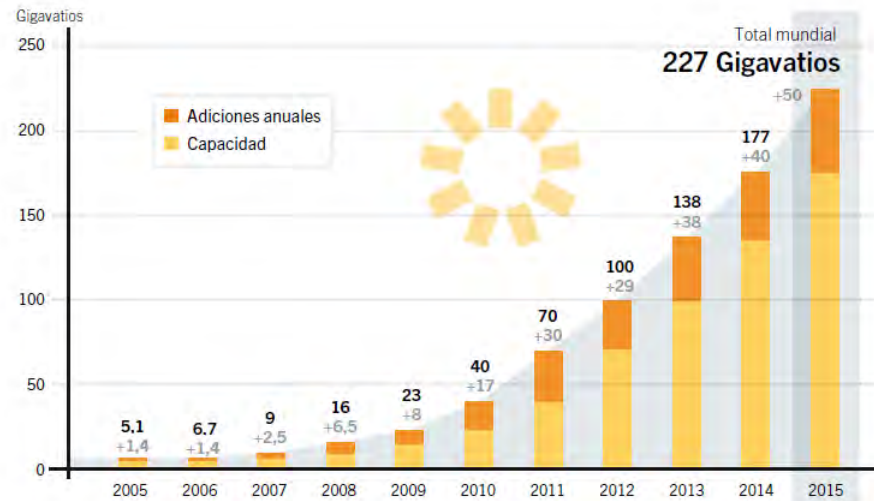


Figura 1.4. Capacidad mundial instalada de energía solar fotovoltaica en 2015.⁵

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en los últimos años en una de las fuentes de generación de energía eléctrica esenciales para frenar el cambio climático. Las razones de su uso generalizado son diversas, siendo una de los más determinantes el abaratamiento espectacular que han experimentado los precios de los paneles solares. Sin embargo, debido a que el gran parte del consumo de la energía eléctrica ocurre en las horas que no hay sol, aunado a los altos costos que representa el almacenamiento de la energía eléctrica esto limita la producción masiva de electricidad con sistemas fotovoltaicos.

1.3 Sistemas de concentración solar

La finalidad de la tecnología de concentración solar es aumentar la radiación solar directa (DNI) o densidad de flujo radiativo incidente sobre la superficie de la Tierra, la cual se lleva a cabo mediante la interacción de la radiación solar con medios ópticos que redirigen los rayos del Sol a una superficie receptora, generando con esta concentración de rayos solares, un aumento de la temperatura del receptor, permitiendo así, la transformación de la energía radiativa concentrada en calor útil, generación de vapor o electricidad mediante dispositivos térmicos.

Se pueden utilizar distintas tecnologías para concentrar la radiación solar y convertirla en calor de media y alta temperatura, el calor solar extraído durante el día puede almacenarse en un medio líquido o sólido, como las sales fundidas, materiales cerámicos, hormigón, o mezcla de sales de fase cambiante, y puede extraerse del medio de almacenamiento para mantener en funcionamiento el proceso (*SolarPaces, GreenPeace International, ESTELA, 2016*).



Figura 1.5. Esquema de un sistema de concentración solar (izquierda) y una central eléctrica termosolar de concentración.⁶

Los sistemas ópticos de concentración utilizados comúnmente en las plantas de energía termosolar concentrada, son sistemas conocidos como sistemas de foco puntual y sistemas de foco lineal. Los dispositivos lineales concentran la radiación solar sobre una línea focal y tienen razones de concentración de hasta 100 veces, obteniendo temperaturas de trabajo de hasta 450 °C, por otro lado, los sistemas de foco puntual permiten concentrar la radiación solar por encima de las mil veces y lograr temperaturas de trabajo superiores a los 1000 °C.

En la actualidad existen cuatro tipos de sistemas termosolares de generación de potencia eléctrica con concentración solar que han alcanzado un desarrollo significativo, estos sistemas son los siguientes:

- Los sistemas de enfoque en línea, que concentran la radiación solar en tubos colocados a lo largo de la línea focal, por ejemplo, a través de un canal parabólico reflejante o con sistemas tipo Fresnel lineal Figuras 1.6A y 1.6C.
- Los sistemas de enfoque puntual que utilizan platos o discos paraboloides para reflejar la radiación solar en un receptor colocado en el foco del concentrador. Figura 1.6B.
- Los sistemas de enfoque puntual tipo torre central, los cuales utilizan grandes campos de reflectores que siguen el movimiento aparente del sol (helióstatos) para concentrar la luz solar en un receptor colocado en la parte superior de una torre. Figura 1.6D.

⁶ Imagen tomada de: Energía Termosolar de Concentración: Perspectiva Mundial 2009.

1.3.1 Concentradores cilindro-parabólicos

Los concentradores cilindro-parabólicos concentran la radiación solar mediante espejos con forma parabólica, en el punto focal se fija un tubo receptor, con una superficie selectiva (alta absorptividad y baja emisividad), además el tubo receptor cuenta con una cubierta de cristal y el intersticio entre ambos tubos se encuentra al vacío, para reducir las pérdidas convectivas.

En el interior de estas tuberías se hace circular un fluido que puede alcanzar temperaturas de hasta 550 °C y se bombea por una serie de intercambiadores de calor que producen un vapor supercalentado que puede ser aprovechado en una turbina de vapor convencional o de un ciclo combinado de vapor y gas. Dependiendo de la aplicación y la temperatura de operación a la que se quiere calentar el fluido, se puede utilizar agua mineralizada o Etilen Glicol, por ejemplo, como fluidos de trabajo para temperaturas máximas de 200 °C, y para temperaturas mayores de hasta 550 °C se usan comúnmente aceites sintéticos y/o sales fundidas. Este tipo de concentradores solares requieren de un seguimiento del Sol el cual se realiza alrededor del eje paralelo a su línea focal para aprovechar la radiación directa del Sol. (Ver Figura 1.6A)

1.3.2 Discos parabólicos

Consta de un disco hecho de material reflectante. La forma ideal del concentrador es un paraboloide de revolución, que sirve para reflejar la radiación solar hacia un receptor de tamaño reducido localizado en el foco, esta tecnología es denominada de foco puntual. Algunos concentradores aproximan su forma con múltiples espejos de forma esférica montados sobre una estructura; una innovación es el diseño de membranas estiradas en el que una membrana reflectante delgada se estira a través de un aro; una segunda membrana se utiliza para cerrar el espacio detrás y por último se genera un vacío parcial que crea en este una deformación de la membrana reflejante para adoptar la forma esférica. Estos sistemas requieren seguimiento solar en dos ejes y el tamaño del concentrador se determina por el motor. (Ver Figura 1.6B.) (*Semanck, 2007*)

Hoy en día no se han desarrollado ciclos de potencia específicamente para los sistemas CSP, pero se han adaptado sistemas convencionales como lo son ciclos de turbina de vapor, turbinas de gas y motores Stirling. En la actualidad los ciclos de vapor son la opción más común en los proyectos comerciales. Son los adecuados para los niveles de potencia mayor que 10 MW y temperaturas de hasta 600 °C y pueden ser acoplados a sistemas Fresnel y a los de Torre Central. El motor Stirling se utiliza para pequeños niveles de potencia (10 kWe).

1.3.3 Fresnel Lineal

Aunque el rendimiento de este tipo de tecnología es menor comparada con los canales cilindro – parabólico, la tecnología de concentración solar Fresnel Lineal posee en sus estructuras espejos planos normales que simulan la curvatura de espejos cilindro parabólicos y tiene la ventaja de tener un bajo coste de soporte estructural y reflectores, tuberías fijas de fluido, receptor separado del sistema de reflectores y grandes longitudes focales por las que se hace circular un fluido de trabajo, comúnmente agua para la generación de vapor. (Ver Figura 1.6C) Esta tecnología es contemplada como una alternativa potencial de menor coste a la tecnología de canal parabólico para la producción de calor de proceso solar.

1.3.4 Sistemas de torre o de receptor central

Los sistemas de torre central poseen un conjunto de helióstatos, (estructuras con espejos que constan de un sistema de seguimiento solar en dos ejes) los cuales concentran la radiación solar en un receptor central situado en lo alto de una torre (Ver Figura 1.6D). Mediante un sistema de transferencia térmica ubicado en este receptor central, se absorbe la radiación altamente concentrada, posteriormente se transforma en energía térmica que se utiliza en procesos de generación de vapor supercalentado utilizado en turbinas para producción de energía eléctrica. Los fluidos de transferencia térmica empleados en tecnología de torre central son: agua/vapor, sales fundidas y aire en receptores volumétricos.

Si se utiliza aire o gas a presión a temperaturas muy elevadas de unos 1000°C o más como medio de transferencia térmica, puede también utilizarse para sustituir directamente al gas natural en una turbina de gas, lo que saca el máximo partido del magnífico ciclo (60% y más) de los ciclos combinados modernos de gas y vapor. (*SolarPaces, GreenPeace International, ESTELA, 2016*).

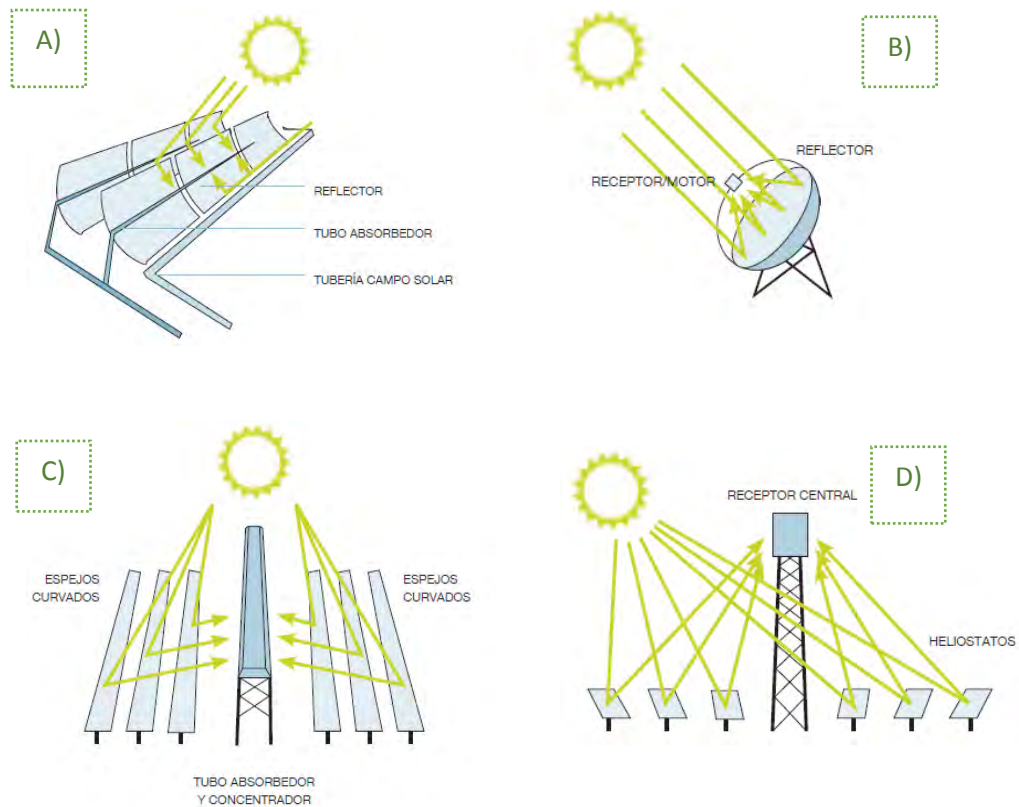


Figura 1.6. Sistemas de concentración solar A) Cilindro - Parabólicos, B) Disco Parabólico, C) Fresnel Lineal, D) Sistemas de Torre Central.⁷

1.4 Generación de potencia eléctrica a partir de concentración solar

La concentración solar tiene como objetivo principal el aumentar la densidad de flujo radiativo para la producción de calor o electricidad mediante sistemas ópticos que contribuyan a la reflexión de los rayos provenientes del sol en una superficie receptora. La energía termosolar utiliza la radiación solar directa o llamada también radiación directa normal (DNI), la cual se define como la luz solar que no es desviada por nubes, humo, gases o partículas suspendidas en la atmósfera y que llega como el ángulo de inclinación del Sol en cada momento del día y considerada como una fuente de rayos paralelos a la superficie de la Tierra.

Una de las ventajas principales de los sistemas de energía solar térmica de concentración es que tienen la capacidad de reemplazar las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, lo que reduciría considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero que provocan

⁷ Imagen tomada y modificada de: Energía Termosolar de Concentración: Perspectiva Mundial 2009.

el crecimiento exponencial del cambio climático. Actualmente la producción de electricidad por medio de esta tecnología asciende a los 4.8 GW⁸. Las nuevas instalaciones de tecnologías de concentración solar representan una combinación de tecnologías cilindro parabólico y de torre central. Ambas tecnologías incorporan sistemas de almacenamiento de energía térmica a través medios como sales fundidas. Según datos del Global Status Report (REN21), entre los principales productores de electricidad mediante concentración solar se encuentran en primer lugar España, segundo Estados Unidos y una contribución importante de Marruecos (350MW), Sudáfrica (200MW), Israel (121MW), Chile (110MW), Arabia Saudita (100MW), China (50MW) e India (25MW) al aumento de la energía total mundial generada y que refleja un cambio en comparación con los mercados tradicionales generados por los primeros dos países mencionados anteriormente, y que se han expandido hacia regiones con altos niveles de radiación directa.

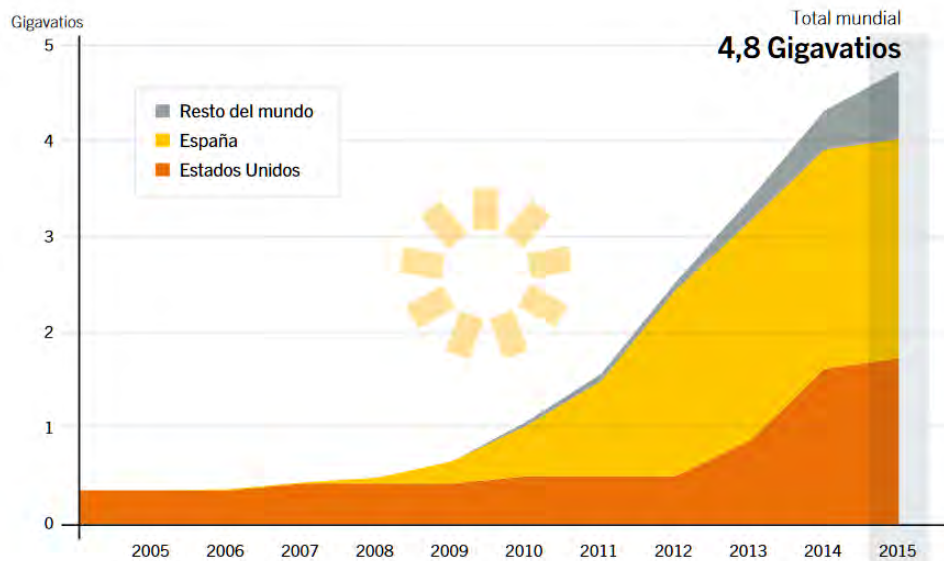


Figura 1.7 Capacidad mundial de energía solar térmica de concentración por país o región.⁹

Existe una clasificación de estos sistemas de concentración solar que va de acuerdo a las capacidades de generación de energía eléctrica y que comprende dos grupos principales: los sistemas de concentración distribuidos y que se encuentran en el orden de los Watts a los KWatts eléctricos y los sistemas de concentración centralizados que están en el orden de los MWatts eléctricos.

⁸ Energías Renovables 2016: Reporte de la situación mundial. REN21

⁹ Fuente: Energías Renovables 2016: Reporte de la situación mundial. REN21

1.4.1 Sistemas de concentración solar distribuidos

Los sistemas de concentración solar distribuidos hacen mención a aquellos sistemas que poseen la capacidad de suministrar una cantidad de energía eléctrica aproximadamente en el orden de los kW, mediante un medio de transformación de la energía de calor útil y/o eléctrico, suficiente para proveer de manera total o parcial la demanda energética de un sistema sin la necesidad de estar conectado al suministro o la red eléctrica. A continuación, se presentan los principales tipos de tecnologías.

1.4.1.1 Sistema Plato Stirling

El sistema de Plato Stirling está compuesto por un espejo cóncavo parabólico que concentra la radiación del Sol sobre la zona focal de la óptica, en dicha superficie, se coloca un receptor que transfiere la energía de la radiación a un motor Stirling el cual está acoplado a un sistema de generación eléctrica (generador) y que es capaz de aprovechar la energía térmica suministrada en la zona focal. La estructura del concentrador permite el seguimiento de la posición del Sol en dos ejes.

Un motor de Stirling es un motor de ciclo cerrado, lo que significa que el fluido de trabajo se encuentra encerrado dentro de las dos cámaras del motor y los pistones lo desplazan en las diversas etapas del ciclo. Estos sistemas han demostrado tener una mayor eficiencia de la conversión de la energía térmica concentrada en energía eléctrica con valores por encima del 30% y hasta un promedio diario del 25% en unidades de 7 a 25kW; debido a la curvatura parabólica del concentrador y la baja relación de distancia existente entre el foco y diámetro ($f/D = 0.6$), se pueden obtener altas relaciones de concentración por encima de los 3000, lo que permite alcanzar temperaturas altas entre el rango de los 650 °C y los 800 °C dando lugar a eficiencias del motor Stirling entre el 30 y 40%. (*Arancibia-Bulnes & Riveros-Rosas, 2013*)

Sin embargo, los motores sistemas de plato Stirling presentan desventajas que pueden no hacer factible el uso de estas tecnologías, ya que los motores, al trabajar con un ciclo cerrado, requieren de intercambiadores de calor en la entrada y la salida del fluido de trabajo que se encuentra a alta temperatura, los sistemas deben de soportar los efectos corrosivos causados por la fuente de calor y las condiciones atmosféricas, lo que supone utilizar materiales que encarecen notablemente el sistema.



Figura 1.8. Imagen de una planta de disco Stirling.

1.4.1.2 Sistemas fotovoltaicos con concentración

La tecnología de concentración solar fotovoltaica funciona de manera semejante a la energía solar fotovoltaica convencional, pero a diferencia de esta tecnología, la solar fotovoltaica de concentración concentra una cantidad determinada de radiación solar en un área pequeña en la que se encuentra expuesta una celda fotovoltaica que genera electricidad.

Para la conversión de la energía térmica concentrada en energía eléctrica, se utilizan elementos semiconductores para la fabricación de las células fotovoltaicas, tales como el Arseniuro de Galio (GaAs) y que requieren de un área menor de célula, reduciendo la cantidad de material utilizado en comparación con los módulos fotovoltaicos convencionales. De esta forma se obtienen paneles solares con células fotovoltaicas que tienen un rendimiento aproximado que ronda entre el 30% y 41% frente al rendimiento de las células convencionales de silicio el cual está situado entre el 10 y 19%.

Un sistema de concentración fotovoltaico cuenta con los siguientes elementos en su instalación:

- ❖ *Elementos de concentración Solar.* Se utilizan comúnmente espejos concéntricos o lentes, los cuales son los encargados de concentrar la radiación solar que incide sobre ellos en su foco geométrico, en el cual se encuentran situadas las células fotovoltaicas y que pueden alcanzar factores de concentración desde 500 hasta 2000.

- ❖ *Célula Fotovoltaica.* Como se mencionó anteriormente, son las que están situada en el foco del concentrador, y es el elemento formado por materiales semiconductores capaz de transformar la energía térmica en energía eléctrica.
- ❖ *Sistema de enfriamiento.* Debido a las altas concentraciones que se tiene en estos sistemas, se producen altas temperaturas en las paredes de la celda, lo cual es necesario implementar sistemas de refrigeración que permita extraer el exceso de calor, es por ello que se acopla láminas de cobre y aluminio a las células fotovoltaicas para facilitar la disipación del calor. En otros sistemas se hace circular algún fluido de refrigeración, el cual, posteriormente se usa el calor extraído de las celdas como un calor útil acoplado a otro proceso.
- ❖ *Inversores.* Son sistemas acoplados comúnmente a los sistemas de celdas fotovoltaicas, los cuales se encargan de transformar la corriente eléctrica continua producida a corriente alterna, la cual es más fácil transmitir y distribuir dicha potencia producida.



Figura 1.9. Módulos fotovoltaicos con concentración tipo paneles colmena con espejos concéntricos.¹⁰

Debido al incremento de la eficiencia de transformación, los sistemas fotovoltaicos con concentración, se presenta como la futura sustituta de los paneles fotovoltaicos basados en silicio, y una alternativa más para la producción de energía eléctrica de manera limpia. Este tipo de tecnología sólo funciona adecuadamente en días despejados y con radiación directa, lo restringe su uso a zonas muy soleadas con una alta radiación durante todo el año o con el uso

¹⁰ Fuente: Portal de energías renovables.www.sitiosolar.com

de seguidores solares, lo que permite, reducir el área del semiconductor para producir la misma cantidad de potencia requerida.

1.4.2 Sistemas de concentración solar centralizados

Los sistemas solares de concentración centralizados se refieren a aquellos sistemas que tienen la capacidad de suministrar energía eléctrica en el orden de los megawatts, y los cuales pueden cubrir la demanda de energía eléctrica en una región o comunidad. En este apartado se hace mención de los principales sistemas.

1.4.2.1 Sistemas de concentración solar canal parabólico

Como se describió en el apartado 1.3.1, las centrales de este tipo usan espejos en forma de cilindros parabólicos que concentran la radiación del sol en un foco lineal en el cual se encuentra un tubo absorbedor por el cual se transporta un fluido que se calienta, y el cual puede alcanzar temperaturas aproximadas de 550 °C para generar vapor y posteriormente mover una turbina para generar energía eléctrica. Un ejemplo es la generación directa de vapor en los tubos absorbedores, y otro es el uso de sales fundidas como fluidos de transferencia térmica.

En la actualidad, los canales parabólicos son la tecnología de concentración más utilizada en el mundo, particularmente en países como España y Estados Unidos, donde la capacidad instalada se ha reportado en 2 370 MW⁵ y 1836 MW⁵, respectivamente.



Figura 1.10. Planta de producción de energía eléctrica de canal parabólico.¹¹

¹¹ Fuente: Revista Eólica y del vehículo eléctrico: <http://www.evwind.com>.

Los sistemas de canales parabólicos son idóneos para una operación híbrida, denominada Ciclo Combinado Solar Integrado (ISCC en sus siglas en inglés), donde se alimenta vapor generado por el sol en una central térmica que utiliza también vapor generado por combustible fósil, generalmente a partir del gas natural. (*SolarPaces, GreenPeace International, ESTELA, 2016*)

1.4.2.2 Sistemas de concentración solar Torre Central

Los sistemas de receptor de torre central, utilizan extensiones de terreno amplias en las cuales se encuentran distribuidos una serie de espejos planos con sistemas de control individuales que realizan un seguimiento de la posición aparente del Sol denominados *Heliostatos*, los cuales proyectan la radiación solar en un receptor ubicado en la parte superior de una torre. Concentrando la luz solar de 600 a 1.000 veces se logran unas temperaturas de 800°C a más de 1000°C. La energía solar es absorbida por un fluido de trabajo y se emplea después para generar vapor para accionar una turbina convencional. En más de 15 años de experimentación en todo el mundo, las plantas con torres de energía han probado su viabilidad desde el punto de vista técnico en proyectos que emplean diferentes medios de transferencia térmica (vapor, aire y sales fundidas) en el ciclo térmico y con diferentes diseños de heliostatos. (*SolarPaces, GreenPeace International, ESTELA, 2016*).

Con el amplio desarrollo en esta tecnología, existen en la actualidad varios proyectos que operan en el mundo. Tres plantas de tamaño comercial de este tipo se encuentran ubicadas en España, destacando el Complejo Solar Solucar la Mayor, con la torre solar operativa PS-10 de 11 MW; El PS-20 con una capacidad de 20MW y 0.5 horas de almacenamiento en vapor; y los 20 MW producidos por la planta GemaSolar con un almacenamiento de calor a base de sales fundidas, con la capacidad de operar las 24 horas del día de manera ininterrumpida en épocas de verano.

En los Estados Unidos, algunos proyectos más grandes están actualmente en funcionamiento o en construcción en California y Nevada. El más grande es el Sistema de Generación Solar de IVANPAH, que comenzó a funcionar comercialmente en 2013. Con 392 MW de generación de potencia, es con diferencia la mayor planta de energía solar del mundo. (*SolarPaces, GreenPeace International, ESTELA, 2016*)

La planta de energía solar Dunas Crescent ubicada en Nevada con capacidad de 110 MW es otra planta de energía solar térmica que utiliza tecnología de torre solar, con almacenamiento de energía térmica también a base de sales fundidas.



Figura 1.11 Planta de producción de energía eléctrica de tecnología de Torre Central.¹¹

1.4.3 Concentrador solar de foco puntual Horno Solar

En el desarrollo e innovación de tecnologías aplicadas para el aprovechamiento de la energía solar concentrada se requieren ambientes adecuados que permitan realizar experimentación y evaluación de prototipos o fenómenos de reacción. Por consiguiente, las condiciones bajo las cuales se realizan las pruebas deben ser similares a las que caracterizan un laboratorio, debe ser posible controlar los diferentes parámetros que intervienen o alteran el funcionamiento del experimento. Con base en ello surge el concepto de los hornos solares, que tienen por misión ser instrumentos de investigación científica. (*W. Bliss, 1957*)

Las primeras investigaciones sobre hornos solares tenían como finalidad conocer el efecto de las altas temperaturas (aproximadamente 3500°C) sobre diversas propiedades de materiales expuestos a flujos radiativos muy concentrados, como son conductividad térmica, coeficientes de dilatación, emisividad de materiales, puntos de fusión de diversos compuestos, estudio de materiales ultra refractarios, obtención de diagramas de fase, crecimiento de cristales y purificación de materiales. (*Glasser E., 1957*)

Un horno solar tiene la ventaja de proveer una atmósfera en un contexto de trabajo limpio, en el que no influyen factores contaminantes del tipo químico y efectos eléctricos. Estos sistemas son capaces de controlar de manera precisa y rápida la intensidad de radiación de calentamiento. Se caracterizan por poseer dos sistemas ópticos acoplados, tales como el *helióstato*, el cual tiene la función de reflejar la radiación solar directa hacia el concentrador

del horno, cubriendo toda el área de captación de dicho concentrador y de manera paralela al eje óptico del sistema, es por ello que estos sistemas son llamados, sistemas de concentración de foco puntual o eje focal.

El heliostato tiene un sistema de seguimiento solar acimutal, esto quiere decir que le permite girar en dirección angular acimutal y de elevación. La posición del heliostato, habitualmente se determina por medio del cálculo del vector solar en función del tiempo solar, esto a través de un control de lazo abierto controlado desde un SCADA que permite integrar varios sistemas al control, sin embargo, para tener una mayor precisión del seguimiento del Sol, se puede implementar un sistema de control de lazo cerrado por medio de una mirilla u “ojo óptico” el cual hace ajustes de la posición, midiendo la intensidad de radiación que se mide por dos sensores foto resistivos sombreados de igual manera. *(Pérez-Enciso, 2015)*

El sistema óptico del concentrador es aquel que realiza la función de aumentar la densidad de flujo radiativo solar mediante un conjunto de espejos de superficie cóncava esférica que redireccionan la radiación solar hacia el punto focal del concentrador.

Una característica de los espejos del concentrador, es que comúnmente son fabricados como espejos de primera superficie tienen un mejor índice de refracción que los de segunda superficie ya que no se tienen pérdidas por la transmitancia del vidrio. La desventaja es que su superficie es más delicada y la exposición a factores ambientales disminuyen su tiempo de vida ya que no se pueden limpiar con facilidad ni constantemente, es por eso que se encuentran protegidos dentro de infraestructura especial.

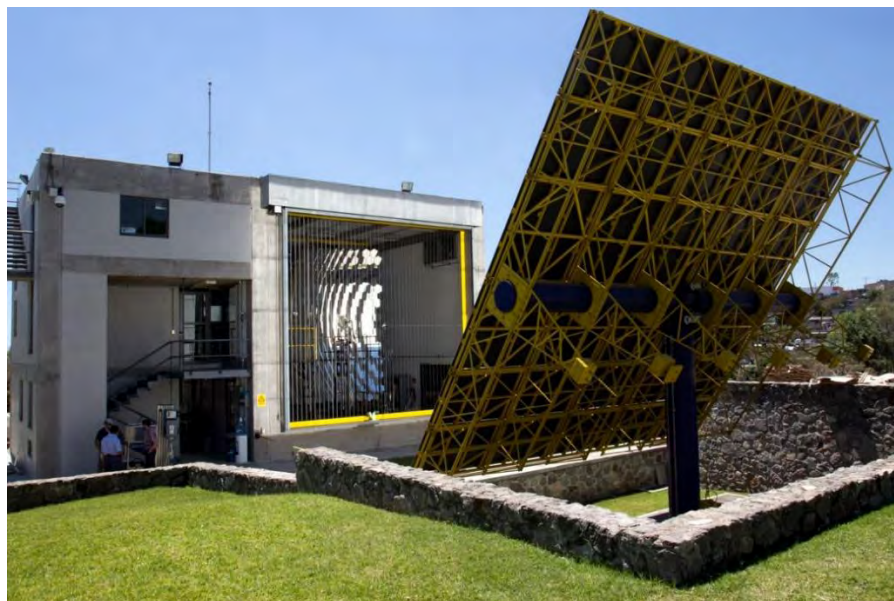


Figura 1.12 Horno Solar de Altos Flujos Radiativos del IER-UNAM.

1.4.4 Concentrador solar de foco puntual DEFRAC

En el Instituto de Energía Renovables (IER) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), se han venido investigando varias tecnologías de concentración solar, en particular, se ha construido un dispositivo concentrador (*Estrada,1995*) denominado DEFRAC (Dispositivo para el Estudio de Flujos Radiativos Altamente Concentrados), con el fin de estudiar este tipo de tecnologías y sus aplicaciones. Al DEFRAC se le han realizado las caracterizaciones dinámica y óptica (*Grajeda, 1997*); (*Quiñones,1997*) así como la térmica. (*Cruz,1997*)

El DEFRAC es un concentrador solar de foco puntual, formado por tres grupos de 6 espejos cada uno, sumando en conjunto 18 espejos. Cada grupo de espejos tiene la misma distancia focal y cada espejo es de 30 cm de diámetro, 1.9 cm de espesor y una curvatura cóncava circular de 4 m de radio aproximadamente. Los espejos concentran la radiación solar en la zona focal que se localiza aproximadamente a 2.0 m de distancia del plano que soporta a los espejos (*Estrada,et al 1995*). La figura 1.13 muestra un esquema general donde se señalan las partes importantes del concentrador.

El sistema cuenta con una montura de tipo ecuatorial, consistente en un marco principal y un marco hexagonal. El marco principal, soportado en dos bases piramidales por medio de dos chumaceras, puede girar sobre ellas en un eje que es paralelo al eje de la tierra, debido a que la inclinación del sistema es la misma que la latitud del lugar (18. 5º latitud norte). A su vez, el marco hexagonal está soportado por otras dos chumaceras al marco principal y puede girar en un eje perpendicular al anterior, de tal forma que permite el ajuste del concentrador a la declinación solar. Sobre este marco hexagonal se encuentran fijos los 18 espejos. El área total de captación del concentrador solar con los 18 espejos es de 1.274 m². Los espejos proyectan la imagen solar al receptor que se encuentra aproximadamente a una distancia focal de 2.0 m de la base del marco hexagonal. Esta imagen solar es aproximadamente un círculo y se denomina “mancha solar” o “spot solar”, la cual tiene un diámetro de 2.6 ± 0.2 cm [*Quiñones, 1997 y Estrada, 1998*].



Figura 1.13 Fotografía de la estructura del DEFRAC.

1.5. Celdas fotovoltaicas

Se le llama célula fotovoltaica, al dispositivo que tiene la capacidad de convertir la luz solar en energía eléctrica proceso en el cual, dicha luz solar incide sobre un elemento semiconductor de dos o tres capas produciendo una diferencia de voltaje o potencial entre cada capa.

En la actualidad, las células solares modernas están fabricadas de materiales semiconductores con propiedades específicas, dichas celdas funcionan gracias a estas propiedades. Como se sabe, un fotón puede ser absorbido para crear un par electrón hueco (eh) dentro de la estructura atómica del material semiconductor, sin embargo, no basta con poner dos extremos de cable a un semiconductor y exponerlo a la radiación solar para que circule por él, una corriente eléctrica. Si así fuera, lo único que se lograría observar con esta acción, sería un incremento en la temperatura de la película semiconductor. Entonces, bastaría con entender el concepto de la fabricación de una unión P-N, la cual permitiría conseguir la generación de una corriente eléctrica dentro de la estructura de la celda solar.

Esta técnica de dopado P-N se realiza mediante tecnologías especiales en las que se fabrican semiconductores que contienen una zona de semiconductor dopado de material tipo P y otra zona dopada de material tipo N. La existencia de la unión P-N hace posible la aparición de un campo eléctrico en la celda (con la dirección del lado N al lado P) que separa los pares eh : los huecos, cargas positivas, los dirige hacia el contacto del lado P lo que provoca la extracción de un electrón desde el metal que constituye el contacto; los electrones, cargas negativas, los dirige

hacia el contacto del lado N inyectándolos en el metal. Esto hace posible el mantenimiento de una corriente eléctrica por el circuito exterior y en definitiva el funcionamiento de la célula como generador fotovoltaico. Generalmente el comportamiento de las celdas solares está regido bajo unas condiciones estándar de medida, que suelen ser sobre 1000 W/m^2 de radiación solar directa, temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Al exponer la celda a la radiación solar, se comporta como un generador de corriente, cuyo funcionamiento se puede describir por medio de la curva de tensión-corriente. La corriente que se genera a partir de esta acción, produce una generación de corriente de corto circuito (I_{sc}), la cual se debe a la recolección de fotones, es la máxima corriente que se puede extraer de la celda solar.

En general la corriente de corto circuito de una célula fotovoltaica se encuentra ligada a distintos factores fundamentales, *la intensidad de la radiación solar, la temperatura y el área de la celda y las propiedades ópticas de la misma.*

En condiciones de corto circuito, la corriente máxima producida es I_{sc} , mientras que cuando se encuentra en estado de circuito abierto, la tensión máxima producida es V_{oc} , en ambas condiciones la potencia generada será nula, y en los otros puntos de la curva, al aumentar la tensión, aumenta la potencia alcanzando un máximo de generación y disminuyendo en proximidad con el voltaje de circuito abierto V_{oc} . (Véase Figura 1.14).

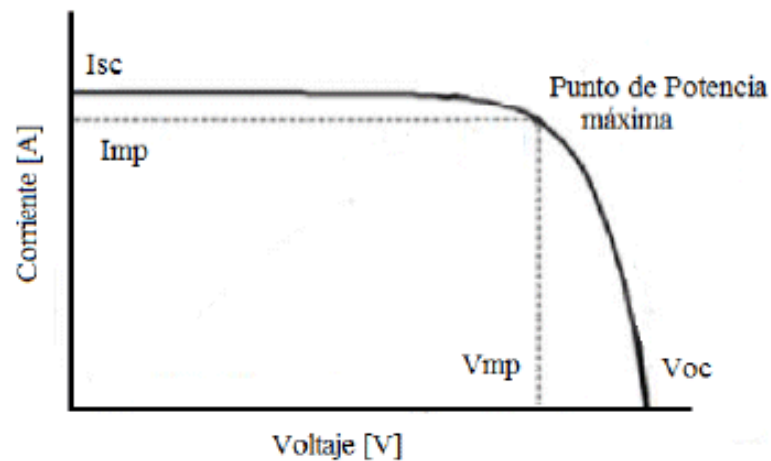


Figura 1.14 Curva característica I-V de una celda solar fotovoltaica.

La cantidad de energía que entrega una celda solar está determinada por el tipo y área de material como se mencionó con anterioridad, pero también de la longitud de onda del espectro solar. Por ejemplo, las celdas solares fotovoltaicas fabricadas a base de silicio monocristalino no pueden convertir más del 25% de la energía solar en electricidad, porque la radiación en la

región infrarroja del espectro electromagnético no posee suficiente energía capaz de separar las cargas positivas y negativas en el material semiconductor. No obstante, las celdas solares de silicio policristalino tienen una eficiencia menor al 20% y las celdas amorfas de silicio reportan actualmente una eficiencia del 10%, debido a pérdidas de energía internas más altas que las de silicio monocristalino.

1.6 Celdas fotovoltaicas con concentración

En la tecnología de tercera generación, se maneja el principio de funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV, por sus siglas en inglés), el cual se basa en el uso de sistemas ópticos para aumentar el flujo de fotones que incide sobre celdas solares de ultra alta eficiencia. La idea es simple: se emplean dispositivos ópticos de tecnología accesible y barata (lentes y espejos) para concentrar la radiación sobre celdas que aprovechan la mayor cantidad del espectro radiación solar, con una reducción del área del material semiconductor proporcional al factor de concentración del equipo; aunado a la eficiencia que suele ser del doble del de la tecnología de primera generación, estos sistemas generan aproximadamente el doble de energía por metro cuadrado de área.

Las CPV poseen la capacidad de convertir en energía eléctrica, un alto porcentaje de luz solar concentrada gracias a su diseño de fabricación el cual esta consiste en varias capas de elementos foto absorbentes principalmente elaboradas de elementos como In y Ga. Una de las tecnologías más prometedoras desarrolladas actualmente, son las celdas solares multi-unión las cuales permiten obtener una alta eficiencia de conversión de la energía fotovoltaica en comparación con las celdas monocapa elaboradas a base de Silicio.

Para disminuir estas pérdidas en la eficiencia de las celdas, las celdas multi-unión o multicapa poseen distintos elementos semiconductores con diferentes gap (banda prohibida) de conversión fotovoltaica, uno arriba de otro de manera que cada uno de los elementos semiconductores transforme los fotones provenientes de la luz solar más cercanos a su gap de manera que se reduzcan las pérdidas por calor, ya que los fotones que se aprovechan para transformar en electricidad en este tipo de celdas multicapa poseen energía similar al gap que tiene el semiconductor en su banda prohibida. El apilado múltiple de celdas solares con energías crecientes de su banda prohibida aumenta la eficacia total del dispositivo puesto que el espectro solar se aprovecha casi en su totalidad.

Actualmente la celda más prometedora de este enfoque son las celdas solares de triple unión basadas en los elementos III-V de la tabla periódica. Estos dispositivos de vanguardia son celdas con uniones monolíticamente apiladas In_{0.5}Ga_{0.5}P, In_{0.01}Ga_{0.99}As y Ge. Se han alcanzado eficiencias de conversión del 40,1% a concentraciones de 135 soles (1 sol corresponde a 1 kW/m²). En la actualidad, el uso de estructuras metamórficas resulta ser la estrategia más prometedora.

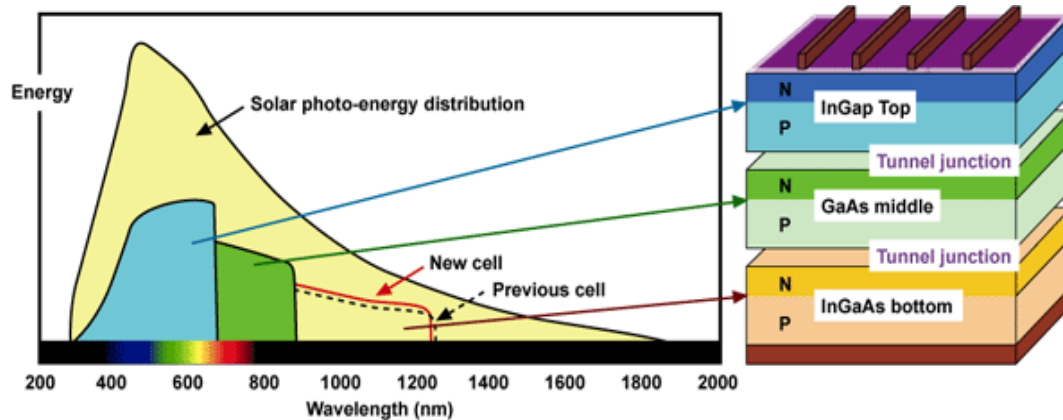


Figura 1.15 Aprovechamiento del espectro electromagnético (izquierda) y estructura de una celda de triple unión.¹²

Las células de concentración han llegado a alcanzar una eficiencia máxima de laboratorio de 43.5%, mientras que las células comerciales de concentración obtienen eficiencias de 39% y los sistemas ópticos están en torno al 85% de eficiencia. Con todo ello, se están fabricando módulos de concentración con eficiencias alrededor del 27% y los resultados de las mediciones realizadas en los sistemas Concentración Fotovoltaica ya instalados obtienen valores que duplican la eficiencia de los sistemas del panel fotovoltaico convencional.

1.7 Objetivo

El objetivo general de esta tesis es llevar a cabo la caracterización óptica del Concentrador Solar Anidólico tipo horno solar. En este proceso fue necesario desarrollar una metodología de alineación de la óptica, diseñar dispositivos y desarrollar metodologías que se definen en los siguientes objetivos específicos.

¹² Fuente: Imagen tomada de: www.energiverde.com/energia-solar

1.7.1 Objetivos específicos

- Implementación de un sistema de control para el seguimiento aparente del Sol del heliostato.
- Alineación de las facetas del heliostato para generar un frente plano de la radiación reflejada por el heliostato.
- Desarrollo de una estructura de soporte de los 18 espejos del concentrador.
- Desarrollo de un mecanismo de alineación de los 18 espejos.
- Desarrollo de una mesa experimental de dos ejes de movimiento para la caracterización espacial de la zona focal.
- Implementación de un blanco lambertiano receptor con un radiómetro de calibración.
- Establecer una metodología de alineación de los espejos que permitan obtener flujos radiativos homogéneos para el estudio de generación de potencia eléctrica mediante una celda fotovoltaica de concentración.

1.8 Descripción de la tesis

En este capítulo se presentó una descripción de la situación energética a nivel mundial y las problemáticas ambientales que han provocado la creciente ola de consumo de los combustibles fósiles para satisfacer las demandas de energía de la población actual. De tal manera, se presentan también distintas tecnologías en el ámbito de las energías renovables que pueden fungir como una alternativa de solución al abastecimiento de la demanda energética y que reducen considerablemente el impacto ambiental y por ende las emisiones de gases de efecto invernadero, así como los diferentes grupos de tecnologías de concentración solar que tienen la capacidad de generar energía eléctrica para el abastecimiento de máquinas y de suministrar energía demandada de regiones o comunidades. También se hace mención de los objetivos principales de este trabajo y de la importancia del desarrollo de un concentrador anidólico que permita obtener un ambiente controlado de los perfiles de radiación sobre un receptor de placa plana.

En el capítulo 2 se presentan las simulaciones pertinentes del sistema mediante el trazado de rayos en el software Tonatiuh, el cual permite evaluar los parámetros ópticos del sistema, el los perfiles a diferentes errores ópticos y la distribución de la radiación solar concentrada del CosAn sobre una placa receptora, además se presenta la metodología de alineación de cada uno de los espejos del concentrador para obtener una distribución de flujo radiativo concentrado mediante un patrón de alineación.

En el capítulo 3 se hace mención del desarrollo de la estructura de soporte de los espejos, así como el diseño del mecanismo de soporte y alineación manual de los espejos del concentrador, la metodología óptima de alineación de las facetas del heliostato y de las adaptaciones a la estructura para conseguir una referencia de alineación sobre un plano. El desarrollo y programación de un sistema de control de seguimiento aparente del Sol para el heliostato y el diseño de una mirilla como un sensor de retroalimentación para convertir el sistema en un control de lazo cerrado y corregir la deriva del spot solar.

En el capítulo 4 se presenta el montaje experimental y la caracterización de la mesa de experimentación la cual consiste en la integración de un mecanismo de movimiento en dos ejes con control automático, la puesta a punto de un blanco Lambertiano refrigerado como receptor, la integración e instrumentación de un radiómetro al receptor, el desarrollo de un mecanismo de soporte para la cámara CCD que permite tomar las imágenes del spot solar sobre el mismo eje focal sin tener variaciones en la distancia entre la cámara y el receptor, el diseño de los experimentos que consisten principalmente en el análisis del flujo concentrado para determinar las protosuperficies que permiten conocer los distintos perfiles de radiación que hay dentro de la zona focal, haciendo un barrido hacia atrás y adelante del receptor.

En el capítulo 5 se presenta el análisis de los resultados experimentales de la calibración del radiómetro y del procesamiento de las imágenes para cuantificar el flujo radiativo que se adquirió de las imágenes tomadas durante el barrido del receptor sobre el eje focal, el análisis de las imágenes para cuantificar el flujo homogéneo sobre la placa receptora y del caso de aplicación de la medición de potencia mediante curvas I-V de una celda de concentración fotovoltaica de triple unión y poder determinar las eficiencias eléctricas.

CAPITULO 2. Modelación del sistema óptico

En el siguiente capítulo, se describen los parámetros ópticos del concentrador CosAn, con los cuales se establece un punto de partida para determinar la metodología experimental que se pueden llevar a cabo en el sistema para conseguir diferentes perfiles de flujos radiativos concentrados. Con dichos flujos se pretende comparar la distribución de radiación medida experimentalmente y obtener los niveles de concentración solar del sistema, la distribución de flujo radiativo concentrado en la zona focal, y de los patrones de alineación de los espejos del concentrador para obtener diferentes niveles de concentración.

2.1 Trazado de rayos

La modelación con trazado de rayos, es un método que consiste en considerar que los rayos de luz se desplazan desde una fuente luminosa formando una trayectoria en forma de línea recta hasta interactuar con una superficie en la que dependiendo de las propiedades físicas que ésta posea, pueden modificar su dirección por los efectos de la ley de reflexión o refracción de la luz en las diferentes etapas de concentración o absorción de la radiación solar.

En el caso de que la fuente de luz o radiación cubra una superficie, se asignan varios rayos de luz o radiación distribuidos de tal forma que permitan cubrir dicha superficie de manera uniforme. Se debe definir la densidad de flujo radiativo (que puede ser expresada en W/m^2) que irradia la fuente para que, al interactuar con una superficie de área conocida, se pueda calcular la potencia que recibe esa superficie. A cada rayo que incide sobre la superficie se le asigna una cantidad de energía que puede ir disminuyendo en cada interacción con las diversas superficies en las que impacta, debido a los índices de reflexión, transmitancia o absortancia asignados a las superficies o materiales con los que interactúa la radiación en su camino óptico. *(Pérez Enciso, 2015)*

En la figura 2.0 se muestra un rayo proveniente de una fuente lejana (Sol) con una cantidad de densidad de flujo radiativo (I_b) el cual interactúa con la superficie del Elemento 1 el cual posee una propiedad reflectiva con un índice que en este caso denominaremos (ρ_1). El rayo que se refleja por la superficie del primer elemento incide por el elemento 2 el cual es un material translucido que tiene un índice de transmitancia (τ_2) el cual permite el paso del rayo hacia el elemento 3 que posee de igual forma un índice de reflexión (ρ_3), finalmente el elemento 4 absorbe el rayo con un índice de absortancia (α_4).

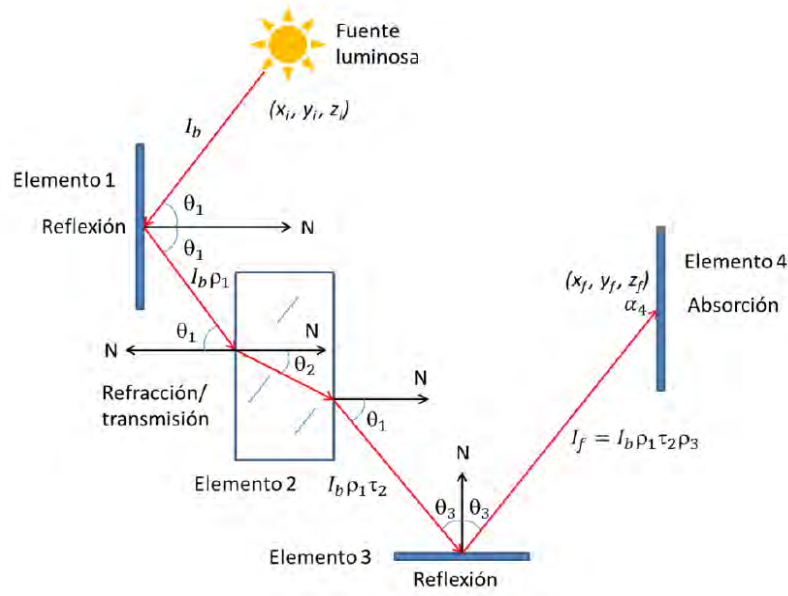


Figura 2.0 Esquema de representación de la trayectoria de un haz de luz mediante el método de trazado de rayos.¹³

A lo largo de la trayectoria del rayo emitido por la fuente (Sol) con coordenadas iniciales (x_i, y_i, z_i) fue cambiando tanto su dirección por efectos reflectivos y/o la transmitancia hasta llegar a las coordenadas finales (x_f, y_f, z_f) , y su intensidad final (I_f) por los coeficientes de reflexión y de transmitancia de los diferentes elementos, quedando como sigue: (Pérez Enciso, 2015)

$$I_f = I_b \rho_1 \tau_2 \rho_3 \quad \text{Ecuación 2.0}$$

Para fines de estudios teóricos en los sistemas ópticos de los concentradores solares empleando el método de trazado de rayos es importante definir algunos conceptos básicos de las propiedades de los elementos ópticos del sistema y las características de la fuente. Por otra parte, es importante considerar que la distribución de energía proveniente de la fuente, no es puntal, ni constante, sino distribuida dentro de un ángulo de incidencia de la radiación, la cual debe ser tomada en cuenta para el trazado de rayos.

¹³ Imagen tomada de: Tesis Doctorado: Caracterización óptica del horno solar del IER. (Pérez-Enciso)

2.2 Forma Solar

Se considera que el Sol como una fuente no puntual que se define como una distribución de intensidades de flujo radiativo que llega a la superficie de la Tierra, llamada *forma o disco solar* y entre mayor sea la cantidad de rayos incidentes sobre una superficie se obtiene una aproximación más cercana a la distribución de intensidades que impactan sobre ella la cual no es constante en el tiempo y dependiente de la localización geográfica la cual se ve afectada por factores climáticos.

Existen diferentes formas solares que se utilizan para hacer trazo de rayos: el sol uniforme, la forma Gaussiana, “estándar” y el sol “real”, como se describen a continuación:

2.2.1 Sol Uniforme

La radiación solar incide en la superficie Terrestre después de recorrer una distancia promedio de 1.496×10^8 km proveniente de una esfera luminosa (Sol) de 6.95×10^5 km de radio, por lo que esta esfera subtende un semi-ángulo respecto a la Tierra igual a: (*Arancibia-Bulnes & Riveros-Rosas, 2013*)

$$\Delta_s = 4.65 \times 10^{-3} \text{ rad} = 0.266^\circ \quad \text{Ecuación 2.1}$$

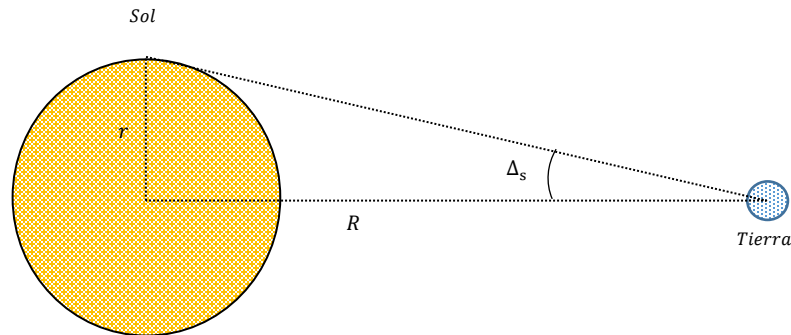


Figura 2.1 Representación geométrica de la relación entre el Sol y la Tierra.

Por simplicidad se considera al Sol como una fuente de luz difusa, lo que implica que para fines de modelación se puede considerar como un círculo de intensidad de radiación uniforme con un radio angular de 4.65 mrad , (0.266°), que definen la mitad del cono solar, a esta distribución se le conoce como *Sol uniforme o Pillbox*. (Ver Figura 2.2)

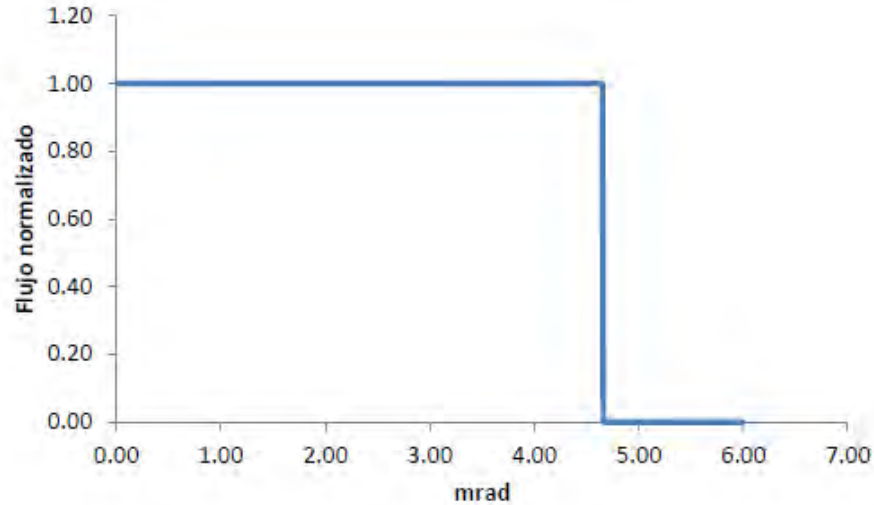


Figura 2.2 Perfil de distribución solar uniforme (Pillbox).

La distribución Pillbox se trata de un modelo del Sol como fuente de luz a una temperatura equivalente de 5777 K, considerada como un cuerpo Lambertiano (distribuye la radiación por igual en su superficie). Así, un observador lejano lo percibiría como un disco perfecto de brillo constante en toda su superficie. Esto daría lugar a obtener una distribución energética angular constante. (López- Álvarez, 2016)

2.2.2 Sol Estándar

Se conoce también como *Sol de orillas oscurecidas*, ya que la distribución de flujo presenta una caída rápida después de los 4 mrad en lugar de permanecer constante hasta los 4.65 mrad la cual corresponde a cielos despejados. La relación general entre la irradiancia y la intensidad solar es:

$$G_b = 2\pi \int_0^{\pi/2} B(\theta)\theta d\theta \quad \text{Ecuación 2.2}$$

En la ecuación anterior es importante notar la razón del factor dentro de la integral. Tiene que ver con el hecho de que el área de un anillo diferencial del disco solar es mayor cuando el ángulo es mayor. Por lo tanto, la cantidad de rayos que llegan de ángulos grandes es mucho mayor que la de ángulos pequeños, hasta que comienza la orilla oscurecida del sol. (Arancibia-Bulnes & Riveros-Rosas, 2013)

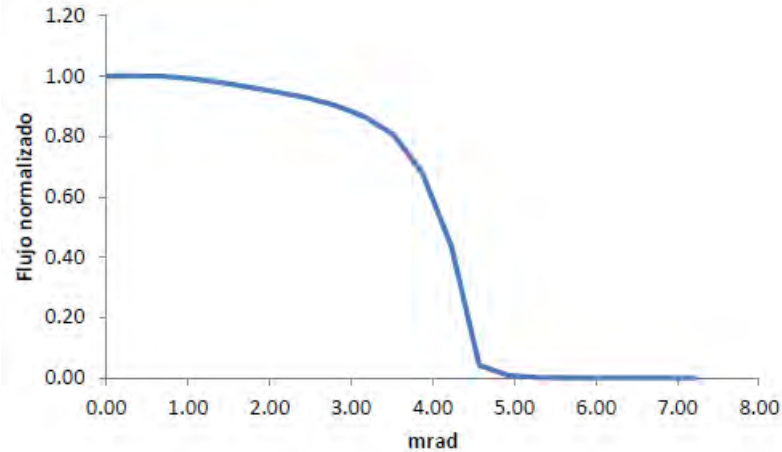


Figura 2.3 Perfil de distribución solar estándar.

2.2.3 Sol Gaussiano

La forma solar Gaussiana consiste en una aproximación del cono solar a una distribución normal. La desviación estándar se ajusta a un radio del ángulo solar. En muchas ocasiones se utiliza la distribución Gaussiana para representar la forma solar, ya que en el trazado de rayos permite obtener fácilmente resultados analíticos, por medio del método Monte Carlo en el que hace más fácil generar números aleatorios que las distribuciones solares más realistas. (Arancibia-Bulnes & Riveros-Rosas, 2013). La forma de representar el Sol Gaussiano es como se muestra a continuación:

$$B(\theta) = \frac{G_b}{2\pi\sigma_{sol}^2} e^{-\frac{\theta^2}{2\pi\sigma_{sol}^2}} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

σ_{sol} varía en un rango entre 3.6 a 5.6 mrad, para condiciones de cielo que van de muy despejado a moderadamente despejado.

2.2.4 Sol Real

Consiste en definir al cono solar a partir de una tabla con medidas experimentales de la irradiancia angular solar. En algunos casos es posible tomar una imagen con una cámara CCD del disco solar y obtener la distribución de intensidad a partir de la digitalización de la imagen.

Esta técnica nos aporta una distribución en un plano, cuya integral se normaliza y posteriormente se multiplica por la irradiancia directa que se recibe del Sol. Debe considerarse que esta forma puede variar significativamente según las condiciones atmosféricas de cada región en particular. El efecto de la atmósfera se traduce en lo que se le ha llamado la radiación circunsolar. Esta radiación tiene su origen en la radiación directa, pero a causa de la presencia de partículas en la atmósfera, una parte de la radiación es dispersada y ahora incide desde regiones alrededor del disco solar a manera de una aureola. La radiación circunsolar se mide a través de una magnitud llamada razón circunsolar, y representa la proporción de radiación que incide de manera circunsolar respecto al total de irradiancia directa (*Pérez Enciso, 2015*). La cual puede calcularse mediante la ecuación:

$$RCS = \frac{I_{CS}}{I_{CS} + I_{Sol}} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Al determinar la magnitud de la razón circunsolar se tiene que tener en cuenta que está relacionada estrechamente con el diseño de los sistemas de concentración solar, si no se toma en cuenta que fracción de la radiación directa incidente está en forma circunsolar, el rendimiento del sistema puede estar sobreestimado, lo que repercutiría en el diseño y la inversión en propio sistema. Cabe destacar que la expresión de la intensidad de la radiación se encuentra en función del ángulo sólido del vector solar.

$$B(\theta) = f(\theta) \quad \text{Ecuación 2.5}$$

2.3 Errores Ópticos

La reflexión de la radiación solar en los sistemas de concentración se rige principalmente por las leyes de la óptica geométrica, y de manera específica se puede evaluar la dirección de un rayo por medio de la ley de reflexión la cual se expresa como:

$$\hat{r} = \hat{i} + 2(\hat{n} \cdot \hat{i})\hat{n} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Siendo \hat{r} el vector unitario que representa al rayo reflejado por la superficie, \hat{i} el vector unitario correspondiente al rayo incidente en el punto de reflexión en la superficie, y \hat{n} el vector unitario normal a la superficie del espejo.

Cuando la totalidad de rayos reflejados se obtiene de acuerdo con esta ecuación se dice que la superficie de reflexión es perfectamente especular (*Pérez Enciso, 2015*). A pesar de que la ley de reflexión especular suele ser una herramienta suficiente para evaluar los sistemas ópticos convencionales, en materia de energía solar es necesario tener en cuenta distintos factores respecto a esta ley.

En la realidad, pocas superficies cumplen en su totalidad con la ley de reflexión especular, a menos que se trate de superficies que son perfectamente pulidas. Para los concentradores solares esta propiedad encarecería su óptica, por las grandes extensiones de área que se requiere de los mismos. Estas superficies convierten un rayo de luz al reflejarlo en un “cono solar”, es decir, un rayo que diverge angularmente más que el rayo de incidencia. (Ver Figura 2.4)

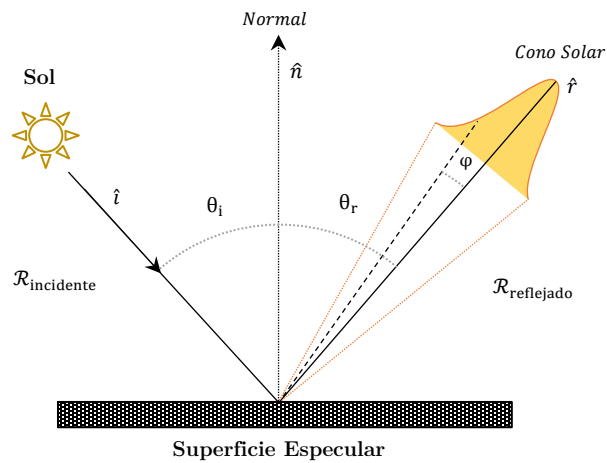


Figura 2.4 Cono solar reflejado de un rayo incidente en una superficie especular.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, una superficie reflejante no refleja la radiación de manera perfecta, esto debido a las características de dichas superficies las cuales provocan que los rayos reflejados se desvíen de la dirección esperada los cuales se denominan como errores ópticos, de los cuales podemos mencionar los errores de especularidad, errores de pendiente, y los errores de seguimiento.

Los **errores de especularidad** hacen referencia a la textura de las superficies reflejantes, las cuales poseen una propiedad microscópica de rugosidad que produce una dispersión de los rayos de luz reflejados, y se produce por defectos en las características de depósito o fabricación del material, y hasta la escala de fracciones de milímetros, por rayones en la superficie que manifiestan efectos ópticos visibles. (Ver Figura 2.5)

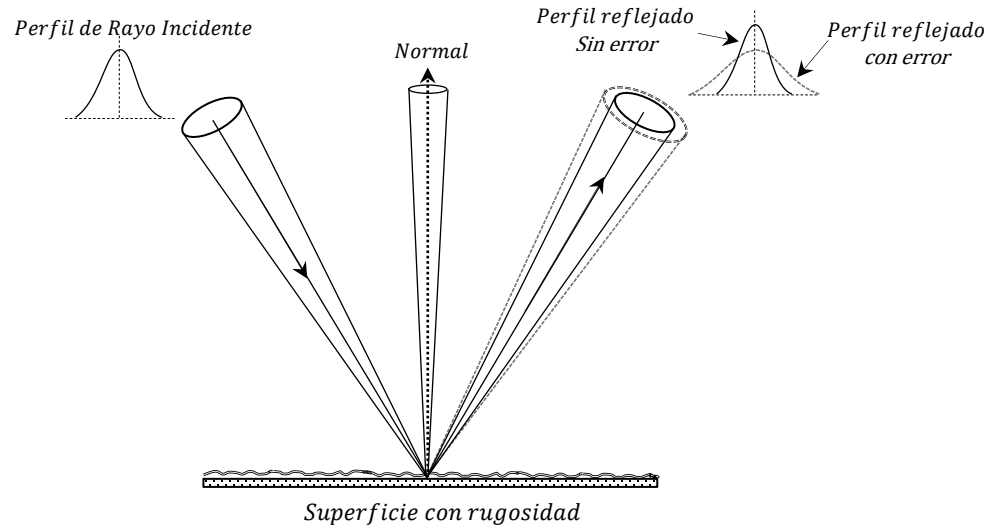


Figura 2.5. Error óptico de especularidad provocado en superficies rugosas.

Los **errores de pendiente** son los resultantes de las pendientes producidas en las superficies, que suelen estar ligados a la complejidad de construir concentradores de grandes áreas en una sola pieza, de modo que lo más recomendable es fabricar los concentradores en segmentos de superficies más pequeños o mejor conocidas como facetas; éstas facetas son montadas sobre una estructura que posterior a ello se lleva a cabo un proceso de alineación o de ajuste de la orientación de ellas el cual se denomina *canteo*, el cual permite realizar el enfoque de los rayos en una dirección determinada. Dicho ajuste presenta una precisión limitada lo que genera los llamados errores de canteo.

Existe otro tipo de errores de pendiente los cuales están estrechamente ligados a la deformación macroscópica de las facetas. Al adherir las facetas a una estructura la superficie resultante de este acoplamiento no resulta necesariamente a la forma deseada de la faceta por lo que las pendientes de la superficie en distintos puntos difieren de las que en teoría deberían ser. (Ver Figura 2.6)

Los **errores de seguimiento** suelen ser consideraciones en la precisión de los sistemas de seguimiento solar de los concentradores, así como de las estructuras mecánicas que pueden ocasionar errores en la reflexión y de deriva en la proyección de la mancha solar concentrada en la zona focal.

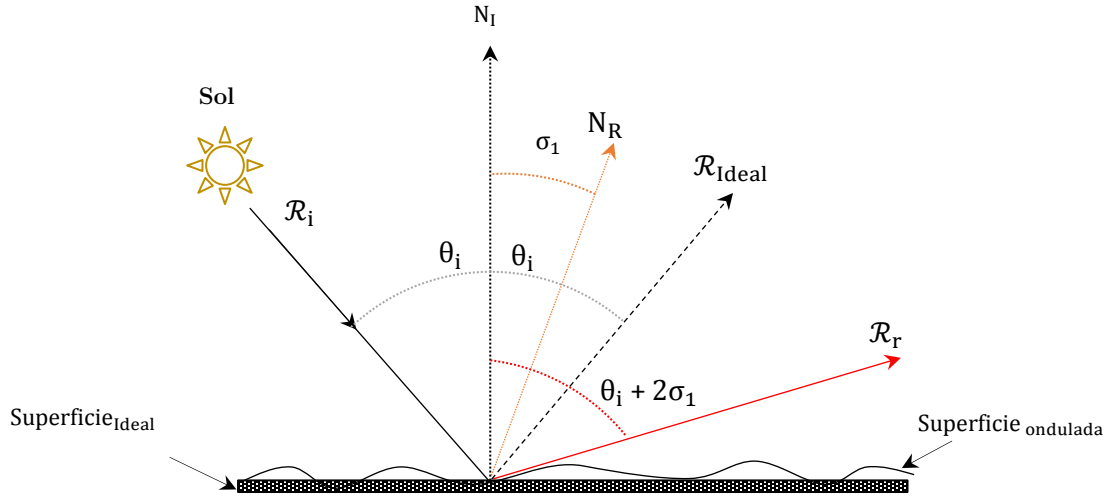


Figura 2.6. Error óptico de pendiente.

A fin de proporcionar un modelo general para representar al conjunto de errores de superficie, suele considerarse que las desviaciones de los rayos reflejados, en su conjunto, se distribuyen aleatoriamente alrededor de las direcciones ideales de reflexión. Cada tipo de error, puede representarse mediante una distribución normal (*Pérez Enciso, 2015*). Al conjunto de errores de superficie se le conoce como el error óptico global y se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_g^2 = \sigma_{especularidad}^2 + 4\sigma_{pendiente}^2 + \sigma_{seguimiento}^2 \quad \text{Ecuación 2.7}$$

En la figura 2.6 se puede notar que el error de pendiente siempre aparece con un factor de multiplicación de 2, se puede apreciar también que el ángulo reflejado real (\mathcal{R}_r) no coincide con el ángulo incidente (\mathcal{R}_i), ocasionado por la desviación en la superficie por el ondulado. Es decir, que hay una desviación de ($2\sigma_1$), respecto a la dirección de reflexión ideal (\mathcal{R}_{Ideal}). La desviación de pendiente (σ_1), siempre se traduce en una desviación del doble en el rayo reflejado.

Con respecto al error de seguimiento, es importante mencionar que no siempre se le podrá considerar como un error estadístico Gaussiano. Si estamos considerando un solo concentrador, este error puede tener una desviación preferente hacia un valor concreto, es decir no ser un error estadístico si no sistemático, incluso en promedios de largo plazo. Sólo se le puede considerar estadístico si estamos promediando el comportamiento de muchos seguidores solares

(como en un campo de heliostatos) en un período de tiempo largo. (*Arancibia-Bulnes & Riveros-Rosas, 2013*)

Para el estudio de la distribución de radiación incidente en el Concentrador Anidólico tipo Horno Solar (CosAn), se empleó un software de trazado de rayos considerando los errores ópticos globales.

2.4 Tonatiuh

Tonatiuh es una de las herramientas de software de código abierto (OpenSource) de trazado de rayos, enfocado en sistemas de energía de concentración solar, desarrollado por el departamento de Energía Solar Térmica del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) en conjunto con la Universidad de Texas en Brownsville, el cual utiliza el algoritmo computacional de MonteCarlo para realizar las simulaciones del comportamiento óptico de las superficies de los sistemas de concentración solar cuando se lleva a cabo una interacción con una fuente de rayos de luz simulada.

Entre los objetivos principales por los cuales se llevó a cabo el diseño de Tonatiuh se encuentran (*CENER, 2017*):

- ❖ Desarrollar una base teórica sólida que facilite la simulación óptica de casi cualquier tipo de sistema de concentración solar.
- ❖ Mostrar una arquitectura de software limpio y flexible que permita al usuario adaptar, ampliar, aumentar y modificar sus funcionalidades con facilidad.
- ❖ Lograr la independencia del sistema operativo a nivel de código fuente y ejecutarlo en las principales plataformas con ninguna o pequeñas variaciones de su propio código.
- ❖ Proporcionar a los usuarios una interfaz avanzada y de fácil uso gráfico.

En todo proceso de simulación en el que se involucra el método MonteCarlo, la precisión de los resultados que se obtienen posee una dependencia del número de sucesos ensayados. Por lo que en el software Tonatiuh, la precisión de sus resultados es mayor cuando aumenta el número de rayos que se procesan en la simulación

Durante la simulación del comportamiento de un sistema de concentración solar es prescindible establecer de manera adecuada la potencia energética de la forma solar que actúa en el proceso,

así como el error óptico global que define las propiedades del sistema en conjunto, ya sea teórico o experimental y la distribución solar efectiva en el receptor que resulta de la interacción de los rayos con la superficie reflectiva del concentrador.

2.4.1 Entorno del software

Tonatiuh, como todos aquellos códigos de simulación requiere de la configuración de una serie de parámetros que conforman el modelo para analizar distintos tipos de sistemas de concentración solar, los cuales se enlistan a continuación:

La **forma solar**. Define el rendimiento del sistema, el cual es distintos en diferente durante un momento determinado, es por eso que Tonatiuh permite definir los parámetros de simulación para el tipo de Sol:

- ❖ *Forma Solar*. Pillbox y Buie.
- ❖ *Posición aparente del Sol* para el instante en el que se realizarán las simulaciones respecto a un punto referenciado en el centro de las coordenadas de referencia.
- ❖ El *área del Sol*. Con el fin de acelerar el proceso de simulación, en esta etapa el usuario puede definir los nodos en los que no se desee que los rayos del sol impacten en las iteraciones.

La **transmisividad** es uno de los factores que pueden influir en un cambio en el rendimiento del sistema, y por ende en los resultados de las simulaciones. En la literatura existen diferentes modelos que muestran como estos fenómenos influyen en los sistemas de concentración solar, y entre los cuales se encuentran:

- ❖ Default Transmissivity
- ❖ AMT Parameters Transmissivity
- ❖ Ballestrin Transmissivity
- ❖ Mirval Transmissivity
- ❖ Sengupta-NREL Transmissivity
- ❖ VantHull Transmissivity
- ❖ VittitoeBiggs Transmissivity

Tipos de nodos

El nodo es uno de los elementos que contienen los parámetros que definen las propiedades geométricas de los componentes del sistema de concentración solar que se requiere simular. “**Group node**”, es el nodo principal, que agrupa los nodos del conjunto. Cada componente del sistema está asociado a uno diferente, que tendrá unas coordenadas determinadas para situarlo en el espacio. El usuario puede definir los siguientes parámetros en este tipo de nodo:

- ❖ “Traslación” - Es la traslación del sistema en las coordenadas X, Y y Z. Los valores de default en el espacio son (0 0 0).
- ❖ “Rotación” – La rotación en términos de un eje y un ángulo. Los valores de default (0.0 0.0 1.0).
- ❖ “Factor de escala” – La relación de escala del sistema en X, Y y Z. Los valores de default (1.0 1.0 1.0).
- ❖ “Factor de Orientación” – La rotación que se debe de aplicar antes de configurar la escala. Los valores de default (0.0 0.0 1.0), 0.0.
- ❖ “centro” – El punto central de rotación antes de aplicar el factor de escala. Los valores de default (0.0 0.0 0.0).

“**Surface node**”, es un tipo de nodo contenido en el nodo principal, contiene los nodos que definen las propiedades de superficie del sistema las cuales, a su vez, contienen los nodos de forma y material de los componentes. En el “**Shape node**” se definen las geometrías de las superficies y sus parámetros dependen de ésta. “**Material node**”, este tipo de nodo define las propiedades de las superficies y las características de aspecto como el color ambiental, difuso, especular, emisivo, el brillo y la transparencia.

Existe otro tipo de nodo, el “**Tracker node**”, que es un tipo de nodo rastreador, el cual cambia los parámetros de posición de los componentes de acuerdo con un haz de luz de incidencia, cuando la posición de este haz cambia, el tracker node modifica la posición del componente de tal forma que se mantenga la posición de referencia de redireccionamiento del haz.

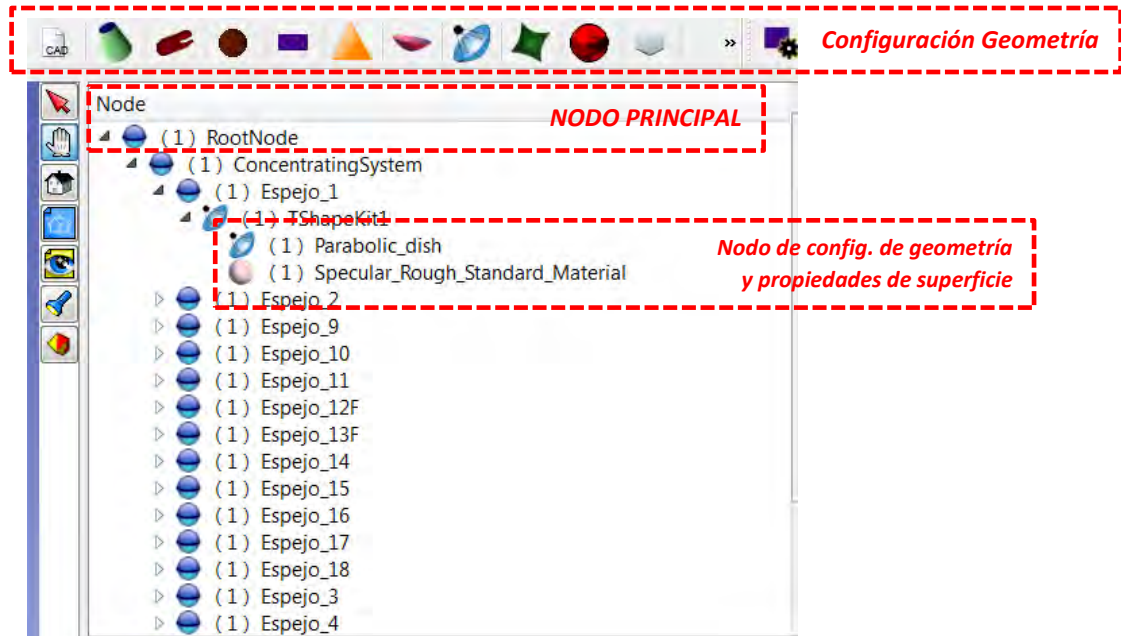


Figura 2.7. Tipos de nodos en Tonatiuh que aparecen en la ventana de códigos.

Calidad óptica

Una de las funcionalidades a resaltar de Tonatiuh, es la consideración que hace de los errores ópticos a través de un parámetro denominado “*sigma_slope*”, el cual permite hacer referencia a la desviación típica estándar, tomando en cuenta una distribución normal, resultante de la convolución de los diferentes factores que componen el **error óptico global**. En este parámetro no se engloban los errores referidos a la forma solar por lo que solo se toman en cuenta los errores de pendiente, de especularidad y los de seguimiento.

Specular_Rough_Standard_Material	
Parameter	Value
reflectivity	0.51800001
sigmaSlope	0.07
sigmaSpecularity	0.07
distribution	NORMAL
mAmbientColor	0.2 0.2 0.2
mDiffuseColor	0.80000001 0.80000001 0.80000001
mSpecularColor	0 0 0
mEmissiveColor	0 0 0
mShininess	0.2
mTransparency	0

Figura 2.8. Cuadro de configuración de las propiedades de calidad óptica del sistema.

Las demás propiedades descritas en la figura 2.8 se muestran a continuación:

- ❖ $m_reflectivity$: es la reflectividad del material.
- ❖ $m_ambientcolor$: es el color reflejado por un objeto en respuesta a la iluminación del ambiente.
- ❖ $m_diffusecolor$: es el color base de un objeto.
- ❖ $m_specularcolor$: es la calidad reflectiva de los puntos más destacados de un objeto o de toda su superficie.
- ❖ $m_emissivecolor$: es la luz emitida por un objeto.
- ❖ $m_shininess$: es el grado de brillo de la superficie de un objeto, que va desde 0,0 para una superficie difusa sin brillo hasta un máximo de 1,0 para una superficie altamente pulida.
- ❖ $m_transparency$: es el grado de transparencia de la superficie de un objeto, que va desde 0,0 para una superficie opaca hasta 1,0 para una superficie completamente transparente.

2.5 Generación de patrones de alineación

Para poder trabajar de forma adecuada con el concentrador anidólico, fue necesario realizar una alineación de los espejos del concentrador de forma que se obtuviera un solo spot definido en la zona focal ubicada a 2 metros de distancia del plano del concentrador. Con tal fin, se realizaron los cálculos de las coordenadas en las que la normal de cada espejo debería de interceptar con un plano ubicado en el radio de curvatura aproximadamente a 4 metros del concentrador, que corresponde al doble de la distancia focal del sistema.

En la figura 2.9 se muestra un esquema del análisis geométrico en el plano (y, z) para obtener la coordenada N_z de la normal, siendo la posición del espejo $(0, 0, z)$.

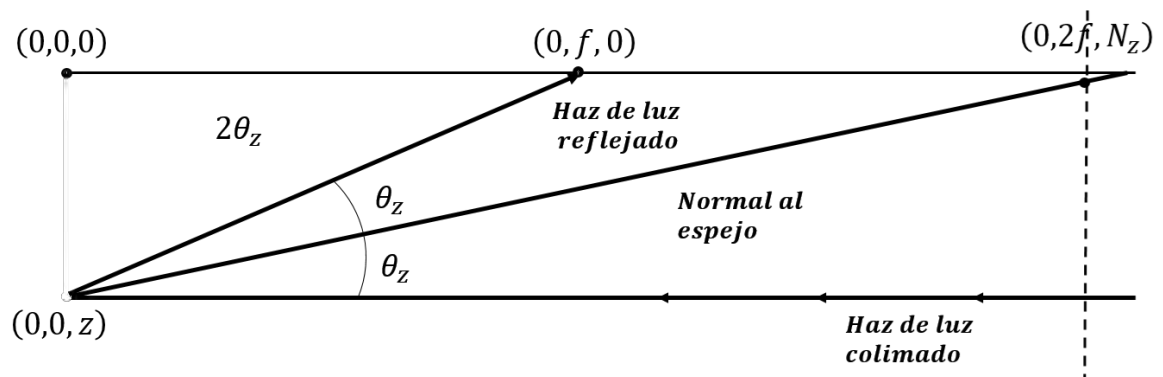


Figura 2.9. Esquema de método de alineación de los espejos del concentrador.

Con la ecuación 2.8 se calculó el ángulo θ_z , que es el ángulo formado por la normal que ha de cruzar el plano en el radio de curvatura, de forma que, utilizando la ecuación explícita de la recta, se obtuvo el punto N_z , como indica la ecuación 2.8.

$$\theta_z = \frac{\arctan\left(\frac{-z}{f}\right)}{2} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

$$N_z = \tan\theta_z \cdot 2f + z \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Tabla 2.0 Coordenadas de alineación de los espejos del concentrador anidólico en el radio de curvatura.

Espejo	Nx (m)	Ny (m)	Nz (m)
1 - B	0.0103	4.0000	0.0020
2 - C	0.0013	4.0000	0.0067
3 - A	0.0000	4.0000	0.0020
4 - A	-0.0013	4.0000	0.0003
5 - A	-0.0013	4.0000	-0.0003
6 - A	0.0000	4.0000	-0.0020
7 - A	0.0013	4.0000	-0.0003
8 - A	0.0013	4.0000	0.0003
9 - B	0.0000	4.0000	0.0156
10 - C	-0.0013	4.0000	0.0067
11 - B	-0.0103	4.0000	0.0020
12 - C	-0.0103	4.0000	0.0000
13 - B	-0.0103	4.0000	-0.0020
14 - C	-0.0013	4.0000	-0.0067
15 - B	0.0000	4.0000	-0.0156
16 - C	0.0013	4.0000	-0.0067
17 - B	0.0103	4.0000	-0.0020
18 - C	0.0103	4.0000	0.0000

Se llevó a cabo un procedimiento análogo para calcular la coordenada N_x , y los resultados se muestran en la tabla 2.0. El resultado generado de las coordenadas para N_x y N_z , para cada uno de los espejos del concentrador, se describe en los patrones representados en la figura 2.10, la cual permitió establecer una metodología de alineación de los espejos para obtener un flujo radiativo concentrado.

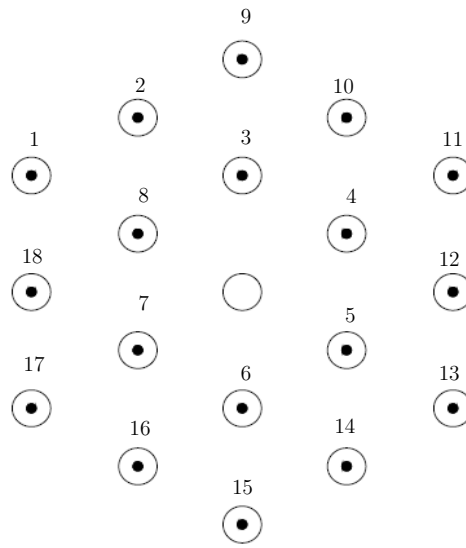


Figura 2.10. Patrón de alineación de los espejos del concentrador.

La metodología implementada a partir del resultado obtenido del patrón de alineación, se llevó a cabo durante el transcurso de la noche debido a complicaciones de visibilidad de la fuente de luz emitida durante el día. El procedimiento consistió en emitir una fuente de luz (LED Blanco) sobre la línea focal en la posición del radio de curvatura $R_c = 4m$, la cual ilumina el área total del concentrador, y que, en consecuencia, refleja un spot de cada uno de los espejos sobre una el blanco Lambertiano, y que permite posicionar estos reflejos sobre las posiciones correspondientes en el patrón de alineación. Con esto se obtiene una alineación óptima de los espejos del concentrador con la que se puede generar un spot de concentración de la radiación solar.

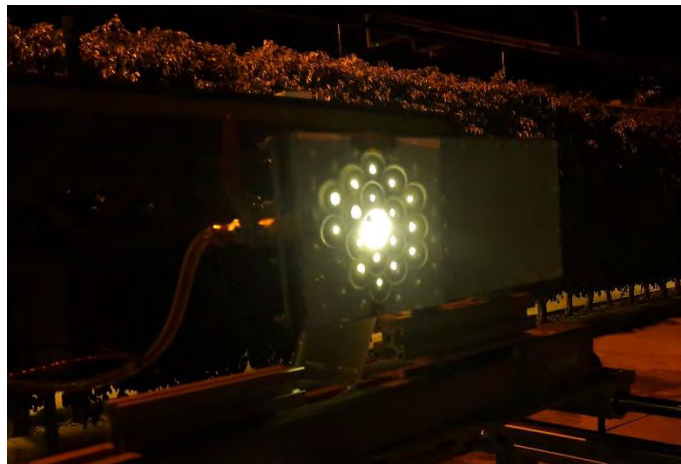


Figura 2.11. Spot de los espejos del concentrador posicionados sobre el patrón de alineación.

2.6 Modelación del concentrador anidólico

De acuerdo con lo descrito en el apartado 2.4 de este capítulo, se llevó a cabo el desarrollo del modelo del concentrador anidólico en el software Tonatiuh, que permite obtener una estimación de la distribución de flujo radiativo concentrado sobre la placa receptora del blanco Lambertiano.

El modelado del concentrador dispondrá de un nodo dentro del nodo raíz llamado “Concentrating System” el cual contiene 19 subnodos “Espejo_#” correspondientes a 18 espejos del concentrador y un subnodo para el receptor “Receiver”.

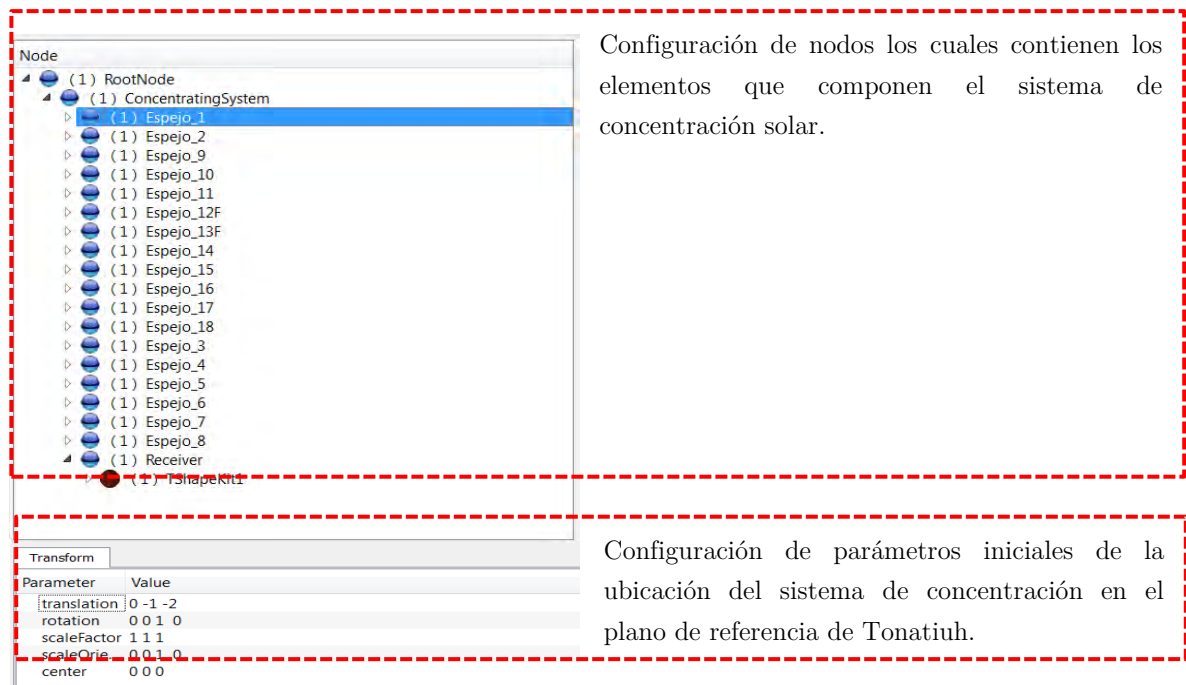


Figura 2.12. Panel de códigos del concentrador anidólico en Tonatiuh.

A los espejos del concentrador se les asignó una geometría de disco parabólico, con un radio $r=0.15$ m, y una distancia focal $f=2.024$. A cada uno de los nodos de los espejos se les debe de asignar la información de sus respectivas coordenadas de ubicación en el plano, el cual está referenciado respecto al plano del concentrador, así como las propiedades de la superficie reflectiva y el error óptico en la configuración del nodo de propiedades, como se muestra en la figura 2.13.

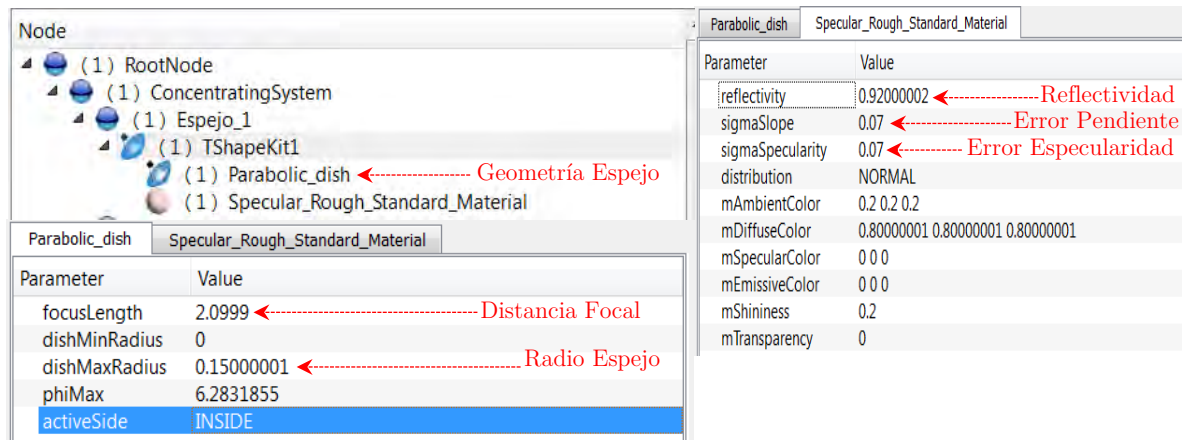


Figura 2.13. Configuración de los parámetros del Espejo 1 del concentrador anidólico.

En la tabla 2.1 se muestran los parámetros de configuración, así como las coordenadas de posición de cada uno de los espejos de los tres diferentes grupos del concentrador (A, B y C).

Tabla 2.1 Parámetros de configuración de la posición de los espejos del concentrador.

# Espejo	Grupo	Posición (Traslation)	Rotación (Rotation)	Dimensiones
1	B	(-0.5543, 0 , 0.3199)	(-0.5061, 0 , -0.8624), 0.1567	R = 0.15 m
2	C	(-0.2771, 0 , 0.4799)	(-0.8633, 0 , -0.5046), 0.1364	R = 0.15 m
3	A	(0 , 0 , 0.3199)	(-1 -0 -0), 0.07932	R = 0.15 m
4	A	(0.2771, 0 , 0.16)	(-0.5016, 0 , 0.8650), 0.07957	R = 0.15 m
5	A	(0.2771, 0 , -0.16)	(0.5016, 0 , 0.8650), 0.07957	R = 0.15 m
6	A	(0 , 0 , -0.3199)	(1, -0 , -0), 0.07957	R = 0.15 m
7	A	(-0.2771, 0 , -0.16)	(0.5016, 0 , -0.8650), 0.07957	R = 0.15 m
8	A	(-0.2771, 0 , 0.16)	(-0.5016, 0 , -0.8650), 0.07957	R = 0.15 m
9	B	(0 , 0 , 0.6399)	(-1, -0 , -0), 0.1567	R = 0.15 m
10	C	(0.2771, 0 , 0.4799)	(-0.8633, 0 , 0.5046), 0.1364	R = 0.15 m
11	B	(0.55419, 0 , 0.3199)	(-0.5061, 0 , 0.8624), 0.1567	R = 0.15 m
12	C	(0.55430, 0 , 0)	(-0, -0 , 1), 0.1364	R = 0.15 m
13	B	(0.55430, 0 , -0.31999)	(0.5061, 0 , 0.8624), 0.1567	R = 0.15 m
14	C	(0.2771, 0 , -0.47999)	(0.8633, 0 , 0.5046), 0.1364	R = 0.15 m
15	B	(0 , 0 , -0.6399)	(1, -0 , -0), 0.1567	R = 0.15 m
16	C	(-0.2771, 0 , -0.47999)	(0.8633, 0 , -0.5046), 0.1364	R = 0.15 m
17	B	(-0.55430, 0 , -0.3199)	(0.5061, 0 , -0.8624), 0.1567	R = 0.15 m
18	C	(-0.55430001, 0 , 0)	(-0, -0 , -1), 0.1364	R = 0.15 m

Una vez definidos los nodos del concentrador, se procede a modelar el elemento del receptor, en el cual se añadió un nodo con una superficie para definir el receptor plano. Los parámetros de traslación y rotación se muestran en la figura 2.14

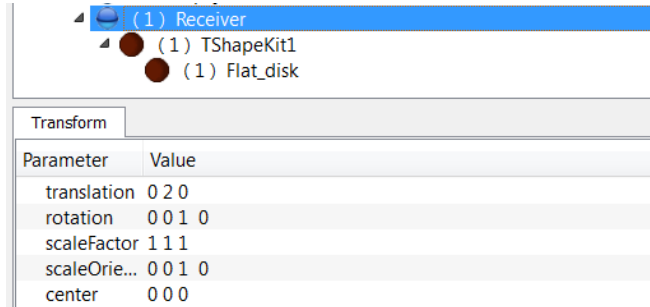


Figura 2.14. Configuración de los parámetros del receptor.

Las características del receptor se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2.2 Parámetros de configuración de la posición de los espejos del concentrador.

Nodo	Posición (Traslation)	Rotación (Rotation)	Dimensiones
Receiver	(0, 2, 0)	(0, 0, 1), 0	R = 0.05 m

El resultado de la configuración de los elementos del concentrador anidólico en el entorno de Tonatiuh resulta de la siguiente manera:

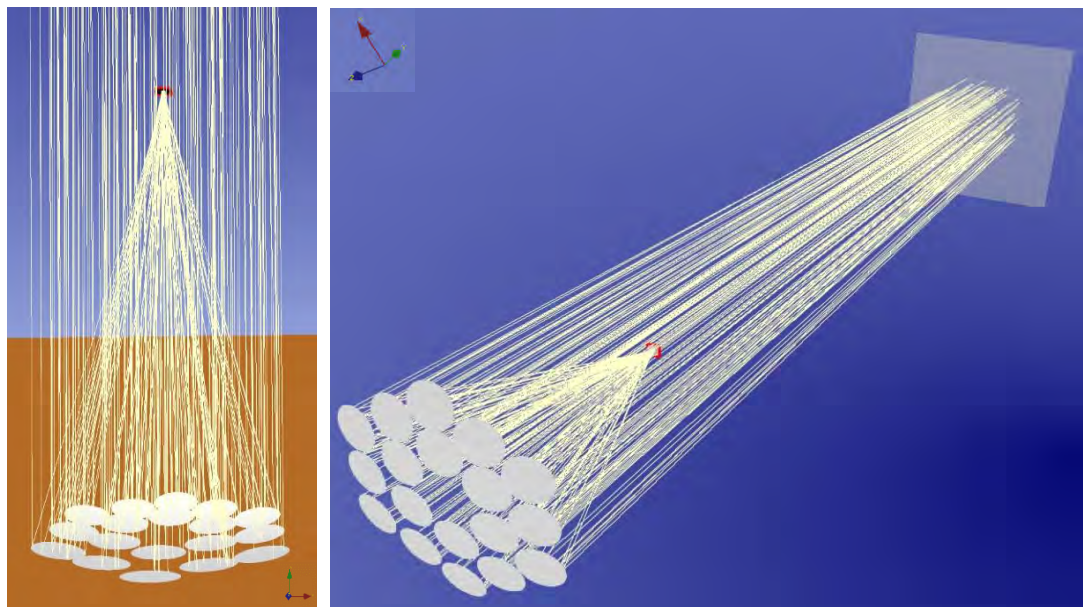


Figura 2.15. Vistas de simulación del concentrador anidólico tipo horno solar en Tonatiuh.

2.7 Evaluación del error óptico global del CosAn

Una vez obtenido el modelado del sistema del concentrador en Tonatiuh, se llevaron a cabo una serie de simulaciones de la radiación solar concentrada incidente sobre el plano receptor, ubicado en el foco y de forma perpendicular al eje óptico del CosAn.

Para conocer el error óptico global del sistema, y de acuerdo con las coordenadas de ubicación del vértice de cada elemento óptico, la dirección de su normal definidos en la tabla 2.1 del apartado anterior, geometría y dimensiones, así como la superficie de los elementos del concentrador (esférica) se ejecutaron distintas simulaciones con variaciones en el error desde 0 a 4 mrad en incrementos de 1 mrad, la forma solar definida fue el Buie_Sunshape, con una irradiancia promedio de 1000 W/m^2 , con una razón circunsolar (CSR) del 25% y el número de rayos con los que se hizo la simulación fueron 40×10^6 .

En la figura 2.16 se muestran los perfiles de distribución normalizados que corresponden a los errores ópticos del concentrador que van de 0 a 4 miliradianes definidos sobre un receptor plano de 150 mm de largo.

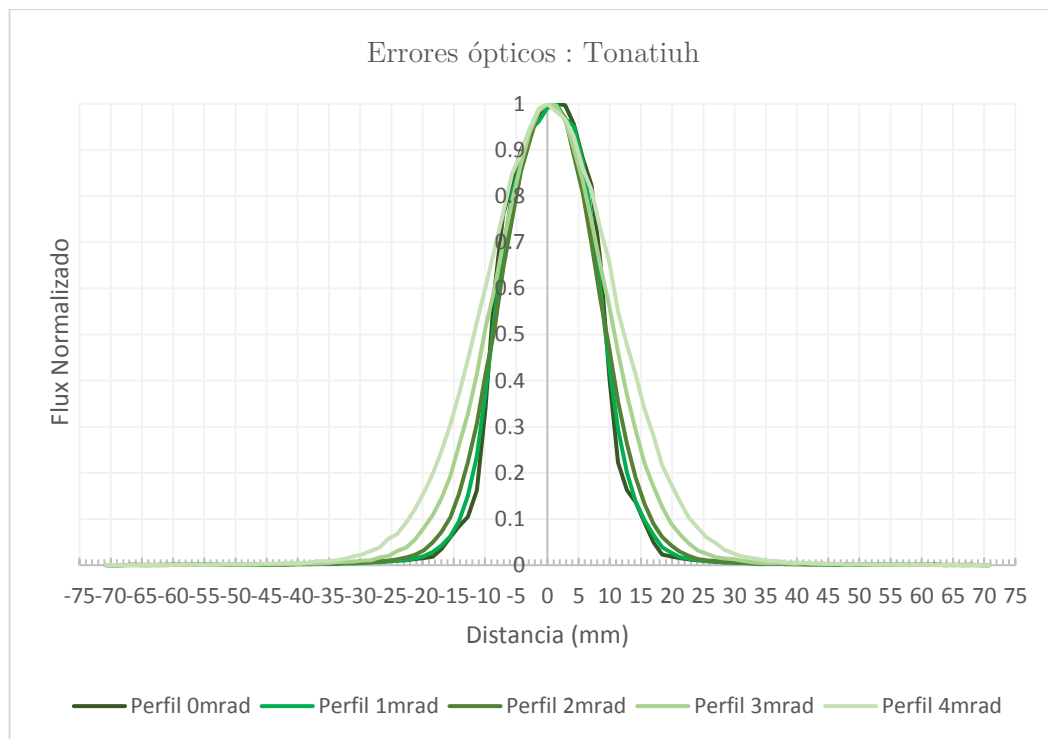


Figura 2.16. Perfiles de distribución con errores de 0-4mrad del CosAn simulados en Tonatiuh.

Para determinar el error óptico global del CosAn, se requiere analizar los perfiles de distribución de los errores ópticos simulados, por lo que se procedió a utilizar la metodología de análisis de las máximas diferencias absolutas. (Pérez Enciso, 2015)

Las diferencias absolutas punto por punto en los perfiles de los errores ópticos se calcularon mediante la ecuación 2.9 y tomando como referencia el error óptico de 0 mrad comparándolo con los perfiles con errores de 1-4 mrad.

$$da_{(n-0)}(r) = |In_r - I0_r| \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Donde:

- n corresponde al error en miliradianes (1-4 miliradianes).
- $da_{(n-0)}$ define la diferencia absoluta en la posición r de los perfiles.
- In_r es la intensidad de flujo radiativo normalizada que corresponde al punto r del perfil con error n .
- $I0_r$ concierne a la intensidad de flujo radiativo normalizada que corresponde al punto r del perfil de 0 miliradianes.

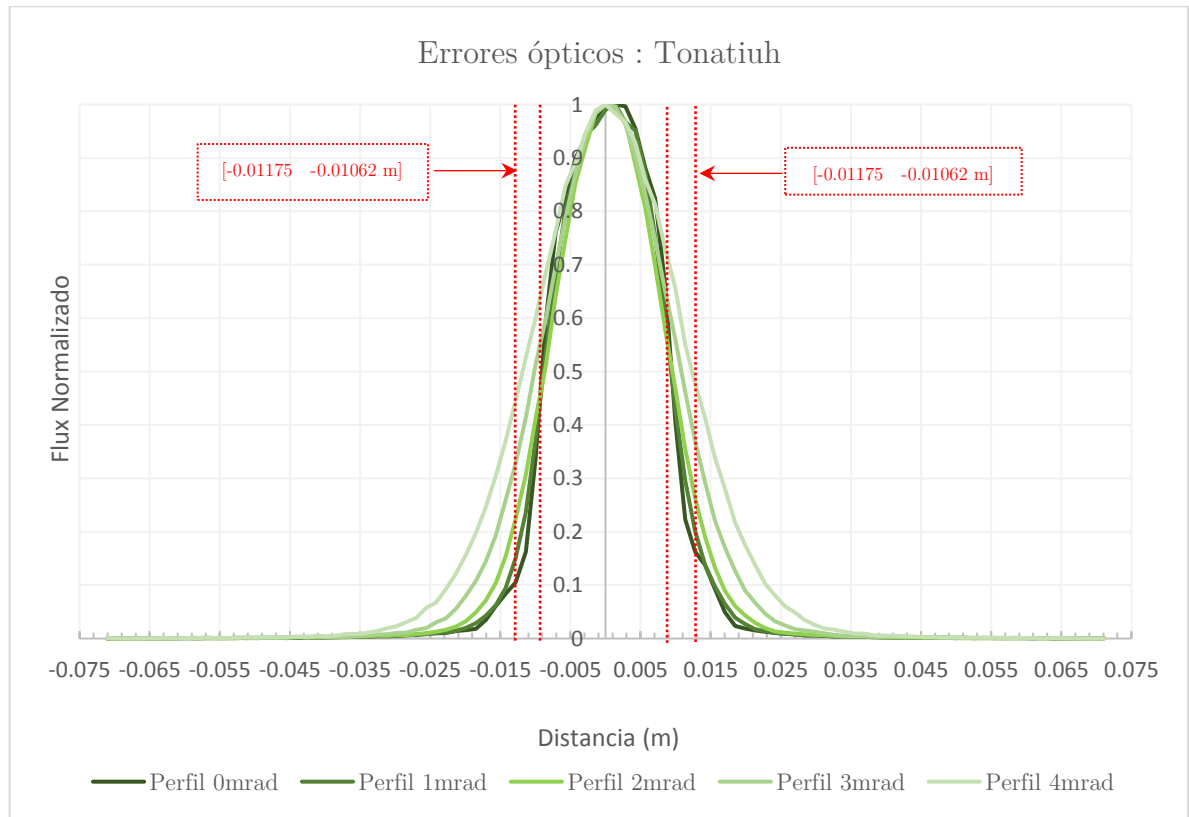


Figura 2.17. Comparativa de perfiles de distribución de radiación solar del CosAn y región de máxima diferencia absoluta (rojo).

En la figura 2.17 se hace la comparativa de los perfiles de distribución normalizados de la radiación solar que corresponden a cada error óptico simulado. En las líneas de color rojo se hace referencia al intervalo de posición (-0.01175, -0.01062, 0.01175, 0.01062 m) donde se encuentra las máximas diferencias absolutas de acuerdo con la comparativa de los errores ópticos de 1 a 4 mili radianes con el perfil sin errores (0 mrad).

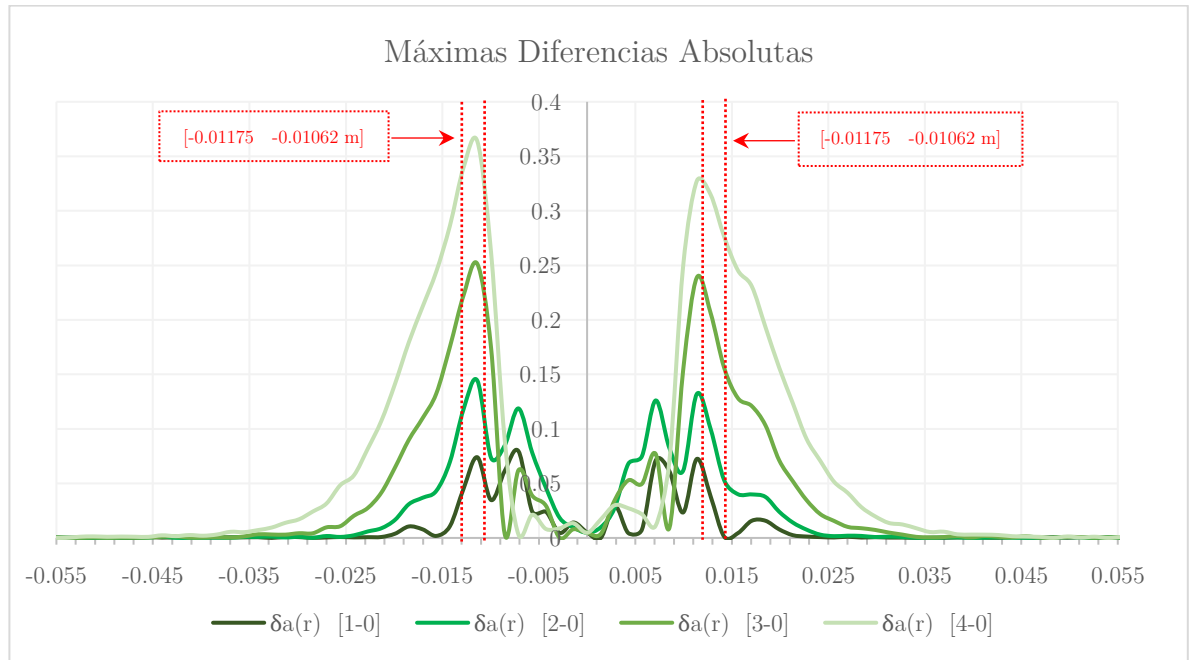


Figura 2.18. Diferencia de cada punto entre los perfiles de distribución con error de 1- 4 mrad en comparativa con el error de 0 mrad.

En la figura anterior se presenta la comparativa de los perfiles en cada uno de los puntos de su distribución resultando como se mencionó anteriormente la región (líneas color rojo) donde se encuentra el intervalo de máxima diferencia y en el que se puede apreciar que conforme el error óptico aumenta, la distribución del perfil se extiende más, por lo que la diferencia entre el perfil comparado contra el perfil sin errores aumenta de igual manera.

Para conocer el error óptico global del CosAn es necesario hacer la comparativa del perfil de distribución de la radiación real, sin embargo, se requiere de un arreglo experimental que permita obtener dichos datos y que se describe en el capítulo 4 de este documento.

CAPITULO 3. Diseño del concentrador anidólico tipo horno solar

3.1 Antecedentes del Concentrador

La óptica del DEFRAC (*Dispositivo para el Estudio de Flujos Radiativos Altamente Concentrados*), está compuesta por 18 espejos divididos en 3 grupos de 6 espejos cada uno (Ver Figura 3.1) y con un área de captación total del concentrador solar de 1.274 m^2 . Cada grupo está definido por la separación entre el centro del espejo y el centro del concentrador, teniendo una distancia focal distinta, como se muestra en la Tabla 3.0.

Tabla 3.0. Especificaciones por grupo de espejos

Grupo	Distancia entre centro de espejo y centro de concentrador	Distancia focal
A	0.317 m	2.025 m
B	0.548 m	2.075 m
C	0.633 m	2.100 m

Cada espejo cuenta con una superficie esférica fabricados a base de vidrio común con un espesor de 1.90 cm, con un diámetro aproximado de 30 cm, y un radio de curvatura de aproximadamente 4 m. El conjunto de espejos forma una imagen solar que se proyecta sobre un plano receptor a una distancia focal equivalente a 2 m de distancia del plano formado por el conjunto de los espejos, esta imagen solar concentrada forma un círculo con un diámetro aproximado de $2.6 \pm 0.2 \text{ cm}$ el cual se denomina “*mancha solar*” ó “*spot solar*”.

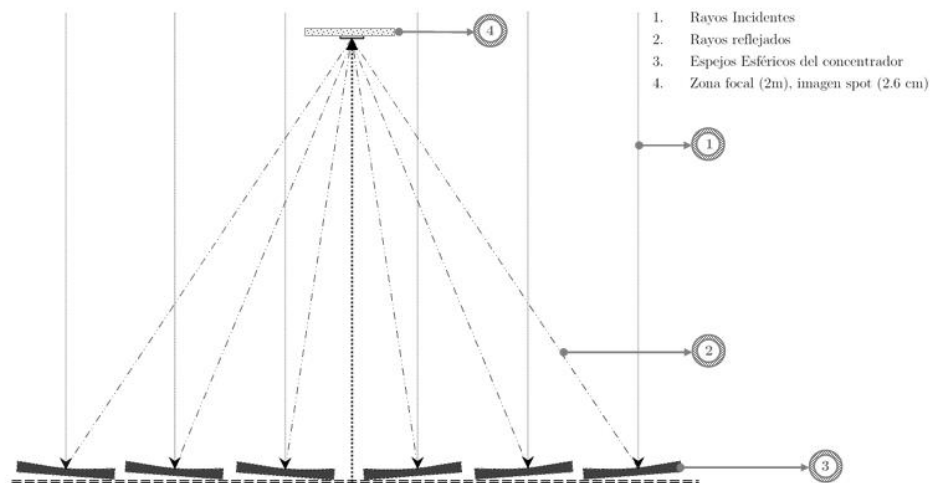


Figura 3.0. Esquema del concentrador solar anidólico y receptor en zona focal.

Los espejos esféricos del concentrador son espejos denominados de “*primera superficie*”, los cuales poseen una cara formada por una película delgada de aluminio de alta pureza (99.99%) aplicada en una campana de alto vacío por evaporación, lo cual ayuda a que el material se adhiera a la superficie por medio de un bombardeo de átomos de nitrógeno. Dicha película delgada tiene una protección formada por una capa delgada de cuarzo depositado con la misma técnica de adherencia del aluminio, y que le da mayor durabilidad a la superficie del espejo, obteniendo una reflectancia aproximada de $\rho = 0.95$ (Pérez Rábago, 2003). Dicha óptica, se desmontó de la estructura de soporte del seguidor ecuatorial del DEFRAC, para emplear estos espejos en un nuevo concentrador, conservando la misma distribución y distancias focales de cada uno de los espejos.

3.1.1 Estructura de soporte

Durante el desarrollo del sistema del concentrador anidólico se llevó a cabo el diseño, la construcción y el montaje de la estructura de soporte del conjunto de espejos del DEFRAC a una estructura de soporte estática diseñada y fabricada en base a un marco hexagonal de perfil de aluminio estructural de 40 mm de lado, la cual permite soportar el peso del conjunto de espejos del concentrador, sin embargo por cuestiones del propio diseño, el plano de referencia de los espejos está rotado 45° hacia la derecha, lo que cambia solamente la referencia a los números de los espejos en sus respectivos grupos. (Ver Figura 3.1). Esta estructura de soporte se orientó sobre un eje de referencia que se forma con el heliostato en dirección Este – Oeste y es perpendicular al eje sur, el cual es el eje focal del concentrador.

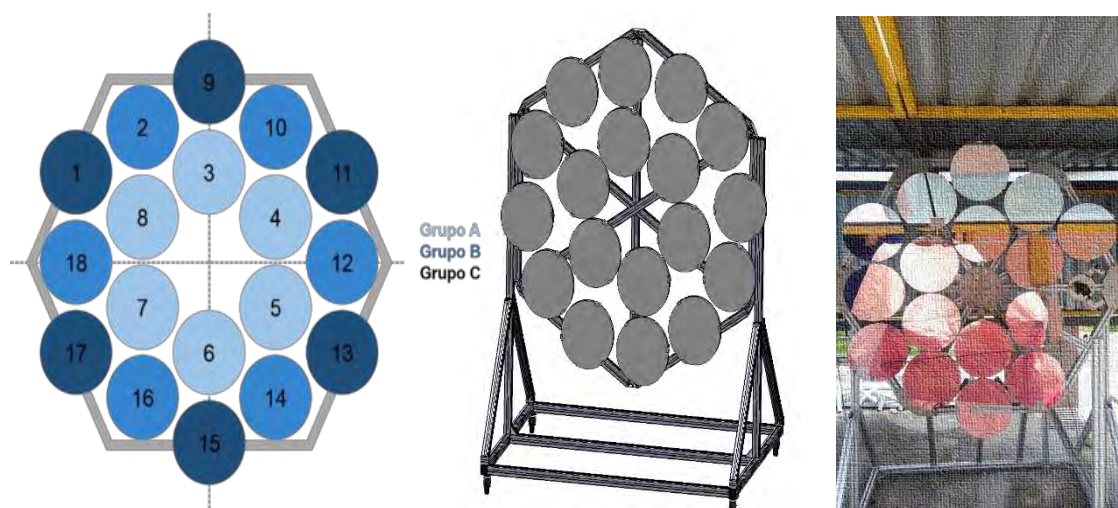


Figura 3.1. Esquema de grupo de espejo (Izquierda), *diseño de la estructura de soporte de los espejos del concentrador* (Centro), *Concentrador anidólico con espejos esféricos montados*(Derecha).

3.2 Sistema de alineación de los espejos manual

Como ya se mencionó en el apartado anterior, sobre el marco hexagonal principal se encuentran montados cada uno de los espejos esféricos del concentrador. Dicha montura se llevó a cabo mediante un soporte de sujeción individual fabricado a base de una placa de acero inoxidable de 4mm de espesor, que permite fijar los espejos sobre el perfil de aluminio en cada una de sus posiciones de referencia en cada grupo. Sobre el centro de la placa de soporte se encuentra añadida una rótula universal, tipo fotográfica, con un área de 45 mm de diámetro, que soporta el peso del espejo y le permite orientarse en 3 grados de libertad (Ver Figura 3.2).



Figura 3.2. Soporte de espejos mediante rótula principal (izquierda), placa atornillada a perfil de aluminio que sostiene la rótula y el espejo.

Se diseñó un mecanismo de alineación de cada uno de los espejos del concentrador, el cual permite el movimiento de éstos en dos grados de libertad (arriba-abajo, izquierda-derecha). Esta adaptación al soporte principal de los espejos posibilita la manipulación de los espejos de forma individual, puesto que aumenta la precisión en el canteo y permite posicionar el spot proyectado sobre un receptor de manera más precisa a diferencia de la forma manual con la que originalmente se ajustaban los espejos en la estructura del DEFAC.

La adaptación de este mecanismo se llevó a cabo mediante el acoplamiento de dos rótulas pequeñas soldadas a una placa que sujeta al espejo, a las cuales se les acondicionó un tornillo

sin fin con cabeza hexagonal el cual tiene la función de establecer el movimiento de los espejos en sus dos ejes de libertad. Cabe mencionar que, para llevar a cabo el procedimiento de alineación, se necesitan dos llaves a medida de la cabeza del tornillo, y hacer girar hacia el lado que se requiera mover el espejo, puesto que el avance del tornillo en referencia al plano de la placa de soporte se traduce en un movimiento del espejo que a su vez se puede observar en un desplazamiento de la mancha solar. A continuación, se puede observar una descripción gráfica de los componentes que forman el mecanismo de alineación de los espejos:



Figura 3.3. Esquema de diseño de los soportes de los espejos del concentrador y sistema de alineación manual mediante los tornillos sin fin.

3.3 Helióstato

La estructura del helióstato que compone el sistema del CosAn, actúa durante 4 horas en torno al medio día solar durante todo el año, por lo que el diseño de esta estructura garantiza durante este tiempo, que los rayos reflejados por el helióstato provenientes del Sol cubrirán el área total de captación del concentrador.

El sistema en conjunto se encuentra operando en el municipio de Temixco, Morelos que se encuentra situado por debajo del trópico de cáncer, la latitud de $18^{\circ} 50' N$ en el solsticio de verano el día 21 de junio, la trayectoria solar pasa 4.5° al norte del cenit, ya que el solsticio fue elegido como un parámetro de diseño al representar la máxima declinación de la trayectoria del Sol durante el año. Para esta fecha el heliostato debe tener una inclinación de 47.5° en el medio día solar para iluminar cada uno de los espejos del concentrador, por lo que en ese

momento se estima una superficie de reflexión del heliostato de 5.6 m^2 que posee un centro de rotación coincidente con el eje óptico del concentrador situado aproximadamente a 1.38 m sobre la superficie del suelo. (Pérez-Rábago, et al., 2010)

El mecanismo de transmisión del heliostato fue diseñado mediante el uso de un par de motor-transmisión comerciales de la marca Winsmith, con una alta relación de engranaje (10,000:1). Los ejes de transmisión están acoplados teniendo en cuenta un ángulo de movimiento del heliostato de 90° . La transmisión para el movimiento de acimut se fija en el pedestal del heliostato y el eje de la corona está unido a una caja de cojinete. Los brazos del heliostato apoyan la estructura donde se coloca los espejos.

El heliostato consta de 4 espejos cuadrados de 1.7 m de lado, con un espesor de 6 mm y reflectividad de 0.86. Cada espejo ofrece un área de 2.89 m^2 , con una superficie total de proyección es 5.6 m^2 . Los espejos del heliostato se colocan a un marco cuadrado de 0.9 x 0.9 m y están adheridos con poliuretano elástico con una resistencia de 16 kg-cm^2 . Es importante indicar que el marco del heliostato se ha rectificad con una tolerancia de 0,1 mm para asegurar la planitud de la superficie de reflexión. (Pérez-Rábago, et al., 2010). Cada faceta del heliostato está sujeta a la estructura del heliostato con tres tornillos, dos superiores y uno inferior. Los tres tornillos forman un triángulo equilátero, lo que permite nivelar cada faceta del heliostato.



Figura 3.4. Mini Heliostato de 5.6 m^2 en la plataforma del IER-UNAM (izquierda), estructura de soporte de las facetas del heliostato (derecha).

3.3.1 Adaptaciones a la estructura y su alineación

El heliostato del Concentrador Anidólico (CosAn), requiere reflejar los rayos del Sol, paralelos al eje del concentrador. Para ello se requiere que los cuatro segmentos de superficie reflejante (facetas) sean completamente paralelas entre sí. Para ello se desarrollaron metodologías para llevar a cabo la alineación de las facetas del heliostato en la cual se pretende lograr que cada uno de los espejos sean coplanares lo que garantizará una mayor planitud del conjunto, es decir, que las normales de cada uno sean paralelas entre sí para que los rayos reflejados sean lo más uniforme posible como si se tratara de un solo espejo plano.

Como ya se dijo anteriormente, el mini heliostato está compuesto por 4 facetas ordenadas como una matriz de 2x2. Cada uno de los espejos están soportados por un marco independiente de PTR de 1", soportados por un conjunto de tres tronillos niveladores que permiten realizar los movimientos de los espejos en dos ejes (izquierda-derecha y arriba-abajo).

La primera metodología de alineación de las facetas del heliostato para garantizar que las cuatro superficies sean coplanares entre ellas consistió en lo siguiente:

1. En primera instancia se posicionó el heliostato a 90° con respecto a la vertical, ya que la posición en el modo de descanso es de 75° para reducir la acumulación de polvo.
2. Se calzó la estructura del heliostato al suelo con un perfil de aluminio perpendicular al marco principal, y se ajustó con un nivel de burbuja de tal modo que garantizara un plano horizontal con la estructura.
3. Se colocaron planos de referencia, con cierta graduación, por encima de las facetas de tal manera que coincidieran con cada una de las esquinas de éstas, dando un total de 16 referencias.
4. Para llevar a cabo el procedimiento de alineación, se utilizó un nivel láser el cual forma un plano horizontal que se proyectó sobre los cuatro planos de referencia de cada faceta.
5. Por último, se ajustaron cada una de las facetas con sus respectivos tornillos de apoyo hasta que se proyectara la marca del láser sobre una marca determinada en las placas buscando con esto que las referencias del láser quedarán posicionadas iguales y por

consecuencia que las superficies de las facetas fueran coplanares y paralelas entre sí y al plano formado por el láser. (Ver Figura 3.5)

Se realizó esta metodología de alineación de las facetas aproximadamente en 5 ocasiones durante la noche, ya que durante el día resulto complicado debido a que el haz de luz emitido por el láser no se lograba percibir en los planos de referencia. Sin embargo, al momento de realizar la validación de la alineación de los espejos del heliostato proyectado sobre el concentrador, se percibió que los spots de cada uno de los espejos del concentrador tenían desbordamientos significativos, producto de la incidencia de planos diferentes de los espejos.

La causa observada por la que sucedió esto es por la propia inercia del peso de las facetas, el cual provoca que se muevan de su lugar en el momento de realizar el seguimiento, ya que los tornillos solo ejercen una fuerza en sentido contrario al peso del espejo.

Es por esta razón por la que se optó por establecer una metodología alternativa de alinear los espejos, lo que resultó en el procedimiento descrito a continuación:

1. Se puso el heliostato en modo “seguimiento solar”, orientado hacia el concentrador.
2. Se encendió la cámara CCD y se puso a disposición el monitoreo de los spots en una computadora portátil conectada a la cámara.
3. Se llevó a cabo el ajuste de los tornillos niveladores de cada uno de las facetas por secciones, es decir, se ajustaron primero las facetas de forma horizontal en pareja, y posteriormente de forma vertical igualmente en parejas.
4. Monitoreando en todo momento los spots, se realizó el ajuste de los tornillos con las tuercas de tal manera que se garantizará la mayor presión para que el peso de los espejos en el momento de que el heliostato regresará a la posición de “home”, no desajustara los tornillos y se quedarán en la posición de alineación.

Cabe mencionar que esta metodología de alineación se realizó 1 hora antes del mediodía solar en un periodo que se extendió hasta 1 hora pasando el medio día solar, lo que tomó 2 horas aproximadamente. La ejecución de este procedimiento se tornó incomoda ya que se estaba expuesto al sol por un periodo prolongado de tiempo, y aunque al realizar la validación de la alineación durante los días próximos, se verificó que los desbordamientos de los spots

disminuyeron considerablemente ya que, de tener hasta tres spots en la parte central de los espejos, se redujeron a solo 1.

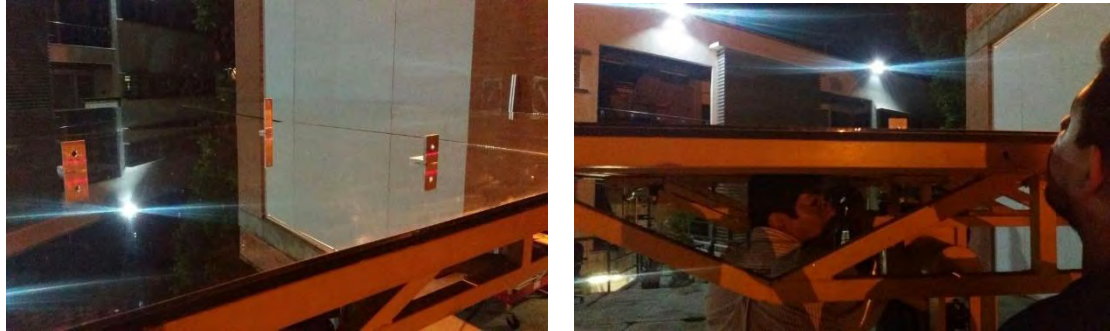


Figura 3.5. *Primera metodología de alineación de los espejos en la que se hace incidir láser con un plano horizontal sobre placas de aluminio.*

3.4 Sistema de control de seguimiento

El seguimiento aparente del sol en el helióstato, es uno de los elementos de mayor importancia, ya que requiere que los elementos como actuadores, componentes electrónicos, y la propia transmisión de éste presenten un mínimo de errores mecánicos, puesto que, al existir estos factores, producen un margen de error de seguimiento aparente de la trayectoria solar que provocan errores que afectan la ubicación del spot solar sobre el plano receptor y una variación de la distribución del flujo radiativo sobre el punto focal.

A lo largo del tiempo se han desarrollado algoritmos relativamente sencillos que con datos mínimos de entrada permiten determinar los parámetros solares que se necesitan para obtener el vector solar. El algoritmo propuesto para este proyecto presenta aproximaciones para determinar la declinación solar (δ) y la ecuación del tiempo (E) descritas en 1980 por los autores Duffie y Beckman en su libro “Solar Engineering of Thermal Process”.

La declinación solar (δ), es obtenida mediante una aproximación que está en función del día del año en el calendario Juliano (N). El resto de los ángulos del vector solar, cenital (Γ_z), acimutal (γ_s), y de elevación o altura solar (α_s), para un punto P ubicado en la superficie terrestre, son obtenidos mediante un cálculo analítico que supone la geometría de la Tierra como una esfera perfecta.

Para poder obtener los ángulos del vector solar, se deben considerar datos como, el día juliano (N) (que para un año parte desde el día 1 hasta el 365, y en caso de ser año bisiesto la cuenta

de los días termina hasta el día número 366), el tiempo u horario estándar (hora, minuto y segundo), y la posición geográfica del lugar (Latitud (φ), Ángulo horario (ω), éste último se obtiene a partir de la Longitud Local (L_{loc}) y Estándar (L_{std})).

La ecuación para el ángulo diario (B), se obtiene a partir de la expresión siguiente:

$$B = \frac{(N - 1)360}{365} * \frac{\pi}{180} \quad \text{Ecuación 3.0}$$

Para la hora estándar, es necesario convertirla, aplicando dos correcciones: la primera, consiste en hacer una corrección a partir de la diferencia de longitud (DLO) entre el meridiano donde se ubica el observador (L_{loc}), y el meridiano estándar en el cual se basa la hora local (L_{std}) (*Duffie & Beckman , 1991*):

$$DLO = \frac{4(L_{std} - L_{loc})}{60} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

La segunda corrección es la ecuación del tiempo (E), la cual considera las perturbaciones de la rotación de la Tierra, y viene dada por la siguiente ecuación:

$$E = 229.2 (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.03279 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04069 \sin 2B) \quad \text{Ecuación 3.2}$$

El ángulo de declinación de la Tierra (δ), define la posición angular del Sol al medio día solar, es decir, en el momento en el que el Sol está más alto en el firmamento con respecto al plano del ecuador, que depende del día del año y puede calcularse como:

$$\delta = 23.45 \sin \frac{360(284 + N)}{365} * \frac{\pi}{180} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

El cálculo de la hora solar se toma a partir de la hora estándar (HE), con la hora (H), minutos (M) y segundos (S), se obtiene la ecuación 3.4:

$$HE = H + \frac{M + \frac{S}{60}}{60} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Por lo tanto:

$$HS = 4 * 0 * (L_{std} - L_{loc}) + E + (H * 60 + M + \frac{S}{60}) - HV \quad \text{Ecuación 3.5}$$

En la ecuación 3.5, el parámetro “O”, se refiere a la orientación del ángulo del acimut solar medido hacia el este positivamente (1) y al oeste negativamente (-1). “HV” representa el valor del horario de verano, correspondiente a 0 si no se encuentra activo y 60 si se encuentra activo.

El ángulo horario (ω) toma un valor de 0 en el medio día solar, con un incremento de 15° por cada hora del día solar, siendo negativo por las mañanas y positivo por las tardes, y se obtiene mediante la ecuación:

$$\omega = (HS * 60 - 12) 15 \quad \text{Ecuación 3.6}$$

El cenit (Γ_z) es el ángulo formado entre el cenit local y la línea que une al usuario u observador y el Sol, que varía desde 0° hasta 90° . La elevación solar (α_s), se define como la altura angular del Sol sobre el horizonte celestial del observador, este ángulo varía también entre 0° y 90° , se define también como el complemento del ángulo cenital.

El acimut solar (γ_s) es el ángulo en el cenit local que se forma entre el plano meridiano del observador y el plano de un gran círculo que pasa por el cenit y el sol. Es medido hacia el este positivamente, oeste negativamente y de este modo varía entre 0° y 180° . (Ver Figura 3.6)

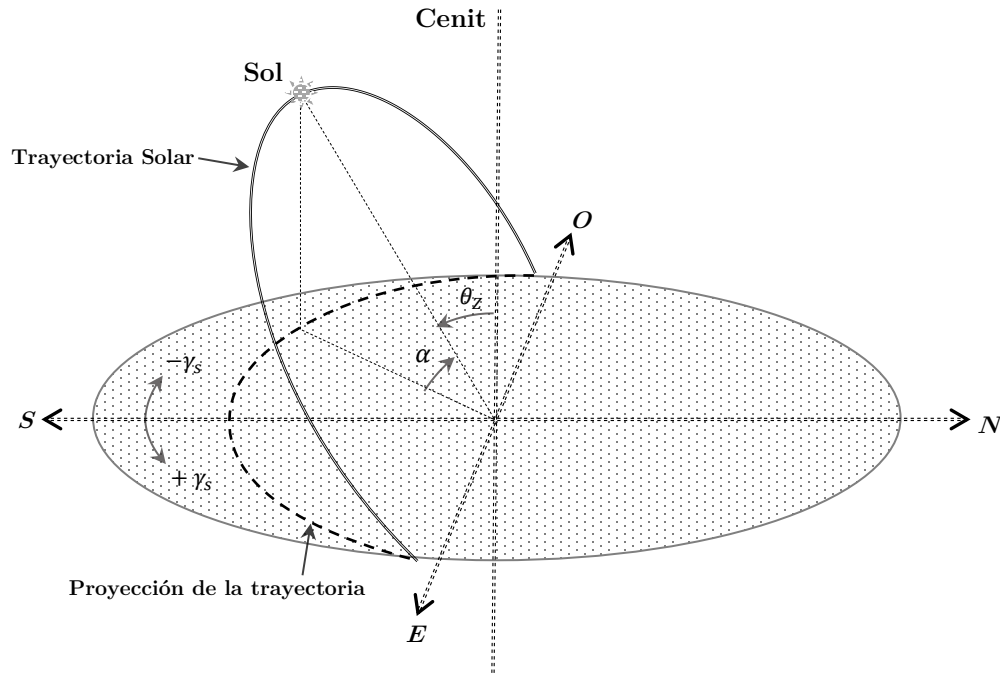


Figura 3.6. Esquema de representación del vector solar: ángulo cenital (θ_z), ángulo acimutal (γ_s), y ángulo de altura solar (α_s).

El ángulo cenital (Γ_z) se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$\Gamma_z = \cos^{-1}(\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega) \quad \text{Ecuación 3.7}$$

La elevación solar (α_s) como complemento de Γ_z , se obtiene:

$$\alpha_s = 90 - \Gamma_z \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Finalmente, el ángulo acimut solar se obtiene mediante:

$$\gamma_s = \sin^{-1} \frac{\cos \delta \sin \omega}{\sin \Gamma_z} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Para el sistema de control del seguimiento solar, se desarrolló una modificación del controlador principal original que se implementó en el heliostato, sustituyendo un controlador Arduino Mega 2560 R3 por un myRIO 1900 de la marca National Instruments, el cual permitió recrear una interfaz de programación más amigable con el usuario, y mejorar los tiempos de respuesta del sistema de seguimiento, así como la interacción del usuario con la interfaz de programación y la manipulación de las variables del sistema, la operabilidad del control, el monitoreo de las variables y del movimiento propio del heliostato; por otra parte, el protocolo de comunicación entre el sistema de control y el cuarto de control se realizó por medio de una red de internet WiFi.

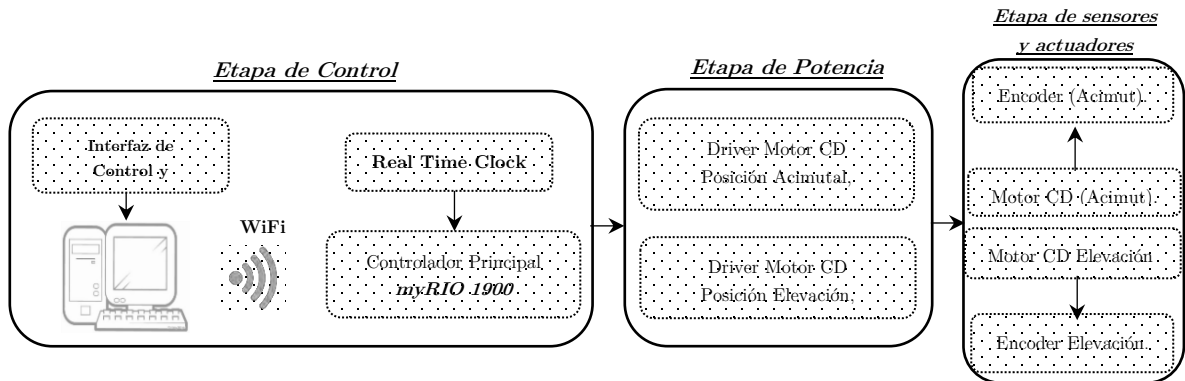


Figura 3.7. Diagrama a bloques del conjunto de componentes que conforman el sistema de control del heliostato.

3.4.1 Corrección del spot solar del CosAn: Mirilla

Durante la operación del sistema de control de seguimiento solar, se observó que, durante un cierto periodo prolongado de tiempo de operación del heliostato, la proyección del spot solar sobre el receptor no se mantenía en el punto focal determinado por las coordenadas del target. Puesto que el sistema en sí, es un sistema de control en lazo abierto, no existe retroalimentación alguna de la posición del heliostato, por lo que se desarrolló una mirilla u “ojo óptico” el cual permite obtener señales de control que retroalimentan la posición del plano proyectado por el heliostato con el fin de corregir la posición en acimut y elevación y por consecuencia corregir también la deriva presentada del spot solar en el receptor.

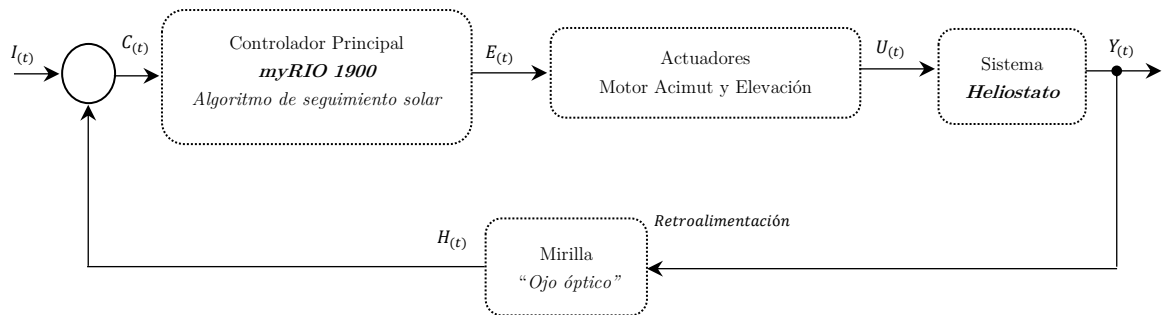


Figura 3.8. Esquema del sistema de control en lazo cerrado.

La mirilla consiste en un cilindro fabricado con acero inoxidable con 4 tubos cilíndricos de 3 mm de diámetro, inclinados 2° con respecto al eje focal del sistema. Por un extremo de los tubos inciden los rayos reflejados del heliostato y en el otro extremo se encuentra acoplada una fotorresistencia (LDR).

Las fotorresistencias FR_1 y FR_2 entregan un voltaje proporcional a la luz solar incidente sobre una región de ellas, el cual está acondicionado a un divisor de voltaje, este voltaje es leído por medio de entradas analógicas localizadas en el controlador principal del sistema de control (myRIO) y tratadas posteriormente en una interfaz de programación, la cual determina el ángulo de corrección que el heliostato debe ejecutar en el ángulo acimut a fin de igualar los voltajes. La comparación del voltaje de las fotorresistencias FR_3 y FR_4 retroalimenta para que el heliostato se corrija su posición en el ángulo de elevación.

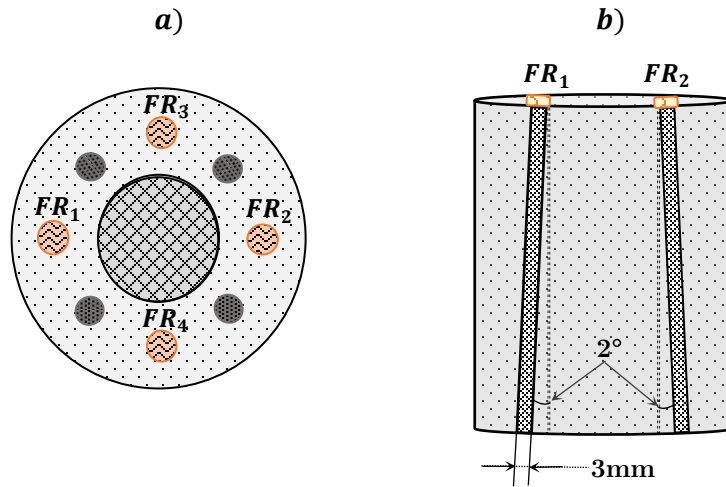


Figura 3.9. a) Esquema de vista frontal de la mirilla. b) Esquema de vista superior con corte transversal.

Como ya se mencionó, el ángulo de corrección de la mirilla para ambos ejes de movimiento (elevación y acimut), está relacionado con el voltaje entregado por la fotorresistencia de cada uno de los ángulos de corrección respectivamente, y el cuál, a su vez está relacionado con el porcentaje de área iluminada de la fotorresistencia. Para describir más a detalle este principio se toma como referencia lo siguiente:

La mirilla de ancho A , posee en su interior conductos cilíndricos de diámetro D , los cuáles se encuentran separados por una distancia S y están inclinados a un ángulo β y β' con respecto a la vertical. (Ver Figura 3.10)

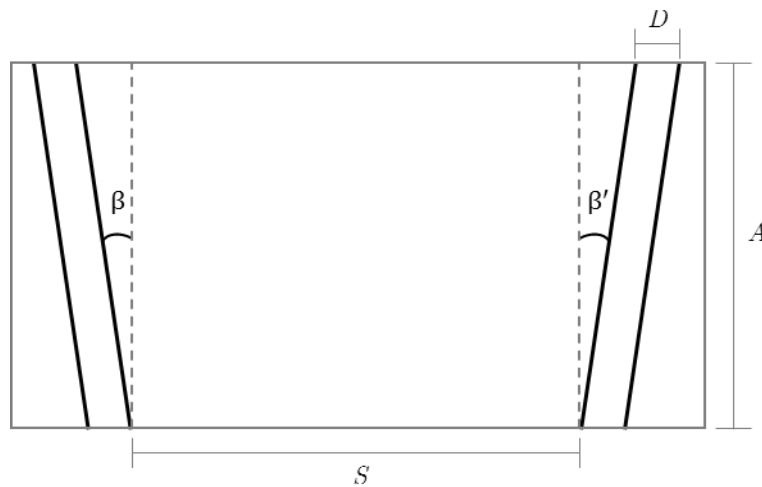


Figura 3.10. Esquema de representación de los conductos de la mirilla.

Si el ángulo de desviación θ_{in} con el que inciden los rayos de luz sobre el conducto cilíndrico, es igual al ángulo del cilindro Ψ , el área iluminada de las fotorresistencias (A_i), sería igual al área total (A_t) de la fotorresistencia, por lo que se consideraría como un % de área iluminada igual a 100. Si esta condición no se cumple, entonces el área iluminada se define como la intersección entre la circunferencia iluminada y la fotorresistencia. Por lo que el desfase (c) entre estas dos se define como:

$$c = \frac{A_t}{\tan \Psi} - \frac{A_i}{\tan \theta_{in}} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

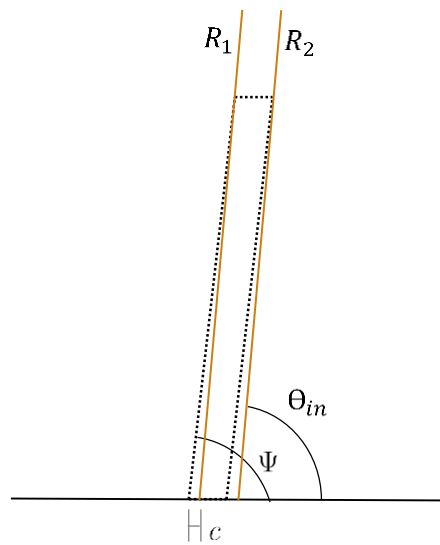


Figura 3.11. Rayos incidentes sobre conductos cilíndricos. Ángulo del cilindro (Ψ), y ángulo de cilindro (θ_{in}).

Esta área iluminada está formada por dos segmentos circulares idénticos, por lo que ahora, el desfase (c) es el doble de la distancia horizontal en “x” formada entre el centro del círculo del conducto cilíndrico y el punto donde se interseca con el área del círculo formado por los rayos incidentes. (Ver Figura 3.12)

Por lo tanto:

$$x = \frac{c}{2} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

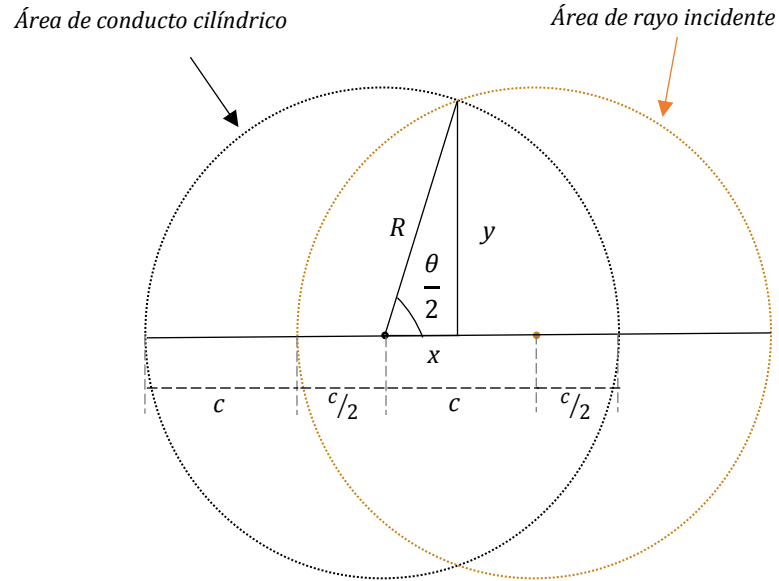


Figura 3.12. Esquema representativo del área iluminada formada por dos segmentos circulares idénticos.

El cálculo de y (la distancia vertical entre el centro del círculo y la intersección de ambos), se realiza de la siguiente manera:

$$x = \sqrt{R^2 - y^2} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

Por lo que se puede obtener θ de la siguiente manera:

$$\theta = 2 * \tan^{-1} \frac{y}{x} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

Para calcular el área del segmento circular (A_s), se procede de la siguiente manera:

$$A_s = \frac{R^2}{2} (\theta - \sin \theta) \quad \text{Ecuación 3.14}$$

Como se dijo anteriormente el área iluminada A_i , está conformada por dos segmentos circulares por lo que se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$A_i = 2 A_s \quad \text{Ecuación 3.15}$$

$$\% = \frac{A_i}{A_t} * 100 \quad \text{Ecuación 3.1}$$

CAPITULO 4. Montaje, instrumentación y diseño de experimentos

A continuación, se presenta el montaje, la instrumentación y el diseño experimental del sistema de caracterización de las distribuciones de flujo radiativo del CosAn y de la celda fotovoltaica de triple unión. Para ello se realizó el diseño de una mesa de caracterización, con dos grados de libertad de movimiento automático, que permite posicionar en la zona focal del concentrador un blanco lambertiano al que se acopla una celda fotovoltaica de concentración y los sistemas de adquisición de datos para medir las temperaturas propias de la celda, toma de imágenes mediante una cámara CCD y la descripción de las metodologías que se llevaron a cabo para realizar cada uno de los experimentos.

4.1 Sistema de medición del flujo radiativo

El desarrollo del sistema de medición de flujo radiativo requirió del acondicionamiento de distintos elementos tales que pudieran ser manipulados mediante una interfaz usuario-sistema, la cual permitiera manipular, monitorear y controlar distintas variables simultáneamente en tiempo real mediante software y desde un mando de control. Puesto que todo el sistema requería de una estructura en la que se conjuntarían la mayor parte de estos componentes, se dio a la tarea de diseñar una mesa de caracterización descrita a continuación.

4.1.1 Mesa de caracterización

Uno de los elementos principales que componen el sistema del concentrador anidólico es aquel que se encuentra situado sobre la zona focal del concentrador, La importancia de diseñar una mesa de caracterización recae en que ésta permite establecer una metodología de trabajo independiente y automatizada, dejando obsoleta la operación manual del usuario y realizar la experimentación desde un puesto de control alejado de la exposición a la radiación directa del sistema.

El diseño de la mesa de caracterización se realizó mediante un software de diseño asistido por computadora (SolidWorks), en el que se realizaron los ensamblajes de distintos componentes, que se mencionan entre los más importantes a continuación:

Estructura de la mesa

La estructura de la mesa de caracterización se fabricó a base de perfil de aluminio estructural de 40x40mm, el cual se cortó de distintas medidas para formar un prisma rectangular de las

dimensiones descritas en la Figura 4.0. Sobre las cuatro esquinas inferiores de la estructura, se añadieron ruedas que permitieran la movilidad de la mesa para hacer más sencillo el traslado de la mesa, ya que resultaba inconveniente exponer los componentes a factores ambientales como el polvo, Sol, y lluvia, es por ello que la estructura tiene la versatilidad de montarse cada vez que se quiera hacer un experimento, y guardarse en un lugar al finalizar.

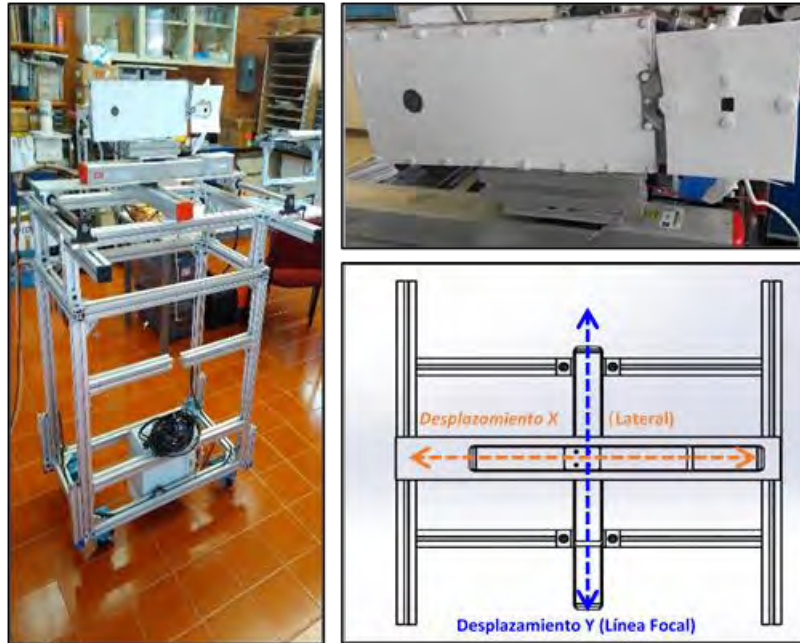


Figura 4.0. *Diseño de la estructura de la mesa de caracterización: Marco secundario de soporte de actuadores (Derecha inferior), Mesa hecha con perfil de aluminio con soporte de actuadores (Izquierda).*

Actuadores Lineales

Los actuadores empleados en el diseño de la mesa, son actuadores lineales de la marca THK modelo ES6-06-0350B-TS que incorporan una ranura de movimiento lineal compacta de alta rigidez, con componentes electromecánicos que permiten obtener una alta precisión y cargas máximas de hasta 10 Kg. El movimiento de cada uno de los actuadores posee una carrera de 350 mm con velocidades regulables de hasta 100 mm/s con una precisión de posicionamiento de hasta 0.1mm.

La estructura de movimiento de la mesa tiene la capacidad de establecer un barrido en dos ejes (X, Y), siendo el eje Y, el desplazamiento sobre la línea focal del sistema del concentrador anidólico, y el eje X un desplazamiento lateral o perpendicular a dicha línea focal. La estructura

secundaria de soporte de los actuadores fue diseñada con la capacidad de soportar el peso de los dos actuadores lineales; el actuador del eje Y está adaptado a una placa de aluminio que se encuentra acoplada a dos vigas de $\frac{3}{4}$ de pulgada de acero inoxidable, que a su vez se encuentran ensambladas a dos rodamientos lineales con buje de bola (TWIN12) de la marca Thomson que permiten soportar el peso del segundo actuador y establecer un movimiento en conjunto del sistema (Ver Figura 4.1).

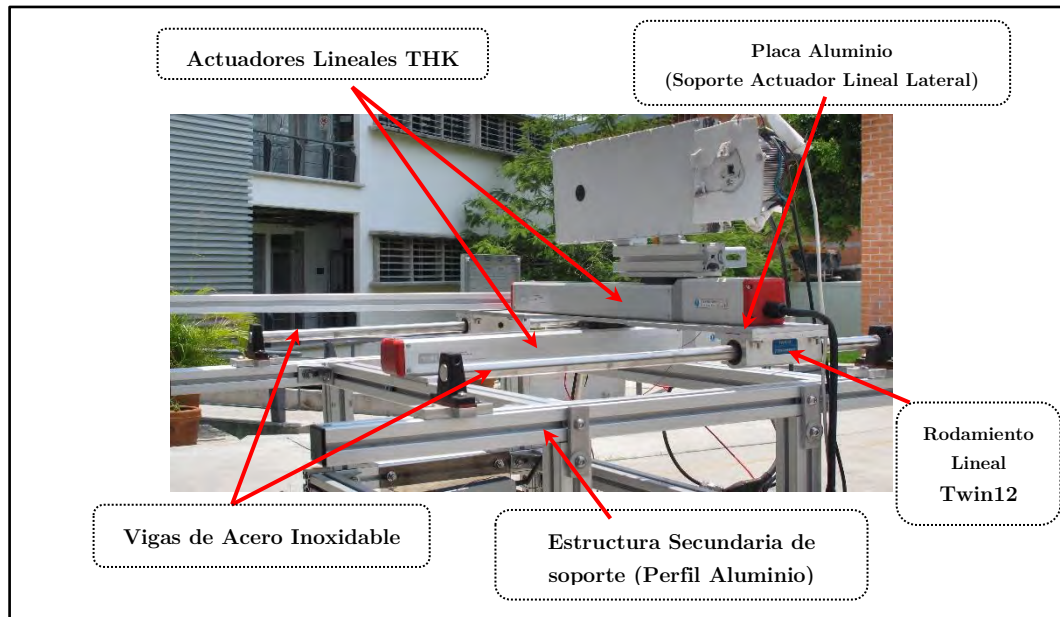


Figura 4.1. Estructura secundaria de soporte de los actuadores lineales.

Cada uno de los actuadores posee un motor acoplado que se alimenta con 24Vdc, los cuales son controlados mediante un driver de control a pasos conectado mediante un convertidor de puerto serial RS-485 a USB en una computadora, el cual permite controlar el desplazamiento del motor mediante una interfaz de usuario (Ver Figura 4.2). Estos drivers pueden ser configurados en distintos modos de operación, permitiéndole al usuario manipular los actuadores de manera automática mediante la programación de comandos secuenciales, o de manera manual, la cual permite modificar los parámetros de velocidad y posición del actuador ejecutando las operaciones mediante botones. Cabe señalar que estos dos modos de operación están integrados en la misma interfaz de usuario.

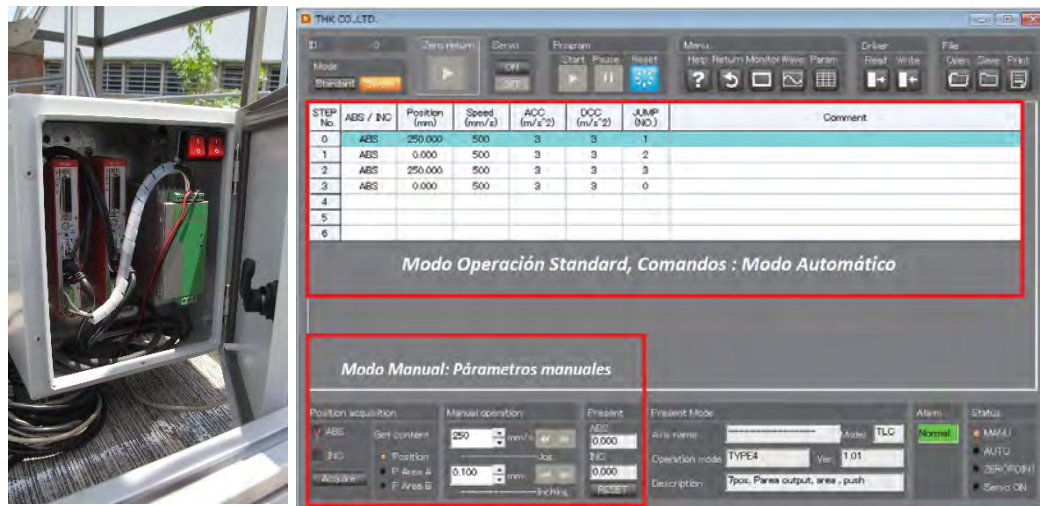


Figura 4.2. Sistema control actuadores (Izquierda), Interfaz de usuario (Derecha).

Sistema de Adquisición, y Monitoreo de datos.

El sistema de control es uno de los componentes principales que componen el sistema del concentrador anidónico, ya que en él recae el desarrollo de los códigos de programación que permiten establecer una interacción entre el usuario y el sistema por medio de una computadora estática o portátil.

Para operar el sistema en conjunto, se llevó a cabo la programación de cada uno de las interfaces en la plataforma de lenguaje gráfico LabVIEW de National Instruments, que consta principalmente del sistema de control del helióstato, el cual permite que éste realice el seguimiento automático aparente del Sol, y operarlo en distintos modos como seguimiento solar, modo manual o modo libre, a su vez se encuentra integrado como subsistema el control de la mirilla, que retroalimenta al controlador principal para reajustar la posición del helióstato.

El sistema de adquisición de datos integrado a la mesa de caracterización, el cual consta de un adquirente inalámbrico (cDAQ-9191) de National Instruments, el cual posibilita la captura de las distintas variables en tiempo real, tales como temperatura y voltaje de los sistemas de medición de flujo radiativo. La interfaz de comunicación entre este sistema y la computadora se hace mediante WiFi, y en caso de fallos en comunicación permite también la comunicación punto a punto mediante un cable Ethernet. Otro sistema integrado a la adquisición de datos, es la interfaz de la estación meteorológica del IER-UNAM, la cual permite obtener la radiación directa incidente (DNI) en el momento de la experimentación.

La integración de estos sistemas en conjunto permite operar el sistema como se mencionó anteriormente, sin embargo, añadidos a estos sistemas se encuentran las interfaces de usuario desarrolladas por los proveedores de los sistemas de movimiento de los actuadores lineales (THK CO.), y de la toma de imágenes con la cámara CCD (Allied Vision Technologies).



Figura 4.3. Interfaces de monitoreo y control del sistema de concentración anidólico tipo horno solar.

4.1.2 Descripción del Blanco Lambertiano

Cuando la radiación proveniente del Sol incide sobre un objeto de la superficie terrestre se pueden considerar tres formas fundamentales de interacción de la energía. La energía incidente, se fracciona en varios componentes: *la energía reflejada*, que es la energía radiante que es reenviada de vuelta al espacio, *la energía absorbida*, aquella que toma como función incrementar la energía que emite el objeto, y *la energía transmitida*, la cual se transmite a través del volumen del objeto. La fracción de energía que se refleja se denomina reflectividad (ρ); la fracción de energía que se absorbe se denomina absorptividad (α_{bs}); la fracción de energía que se transmite se denomina transmisividad (τ).

Estas tres formas de interacción de la energía, son dependientes de la longitud de onda, ya que esta dependencia determinará la energía que se transmita, se refleje y se absorba en un material en diferentes longitudes de onda del espectro.

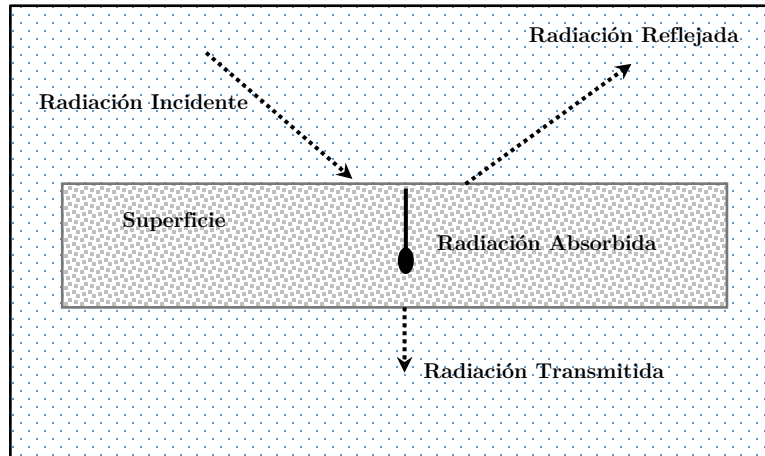


Figura 4.4. Interacción de la radiación con una superficie.

La manera como un objeto refleja la energía que incide sobre él afecta sensiblemente las características de la energía que detecta un sensor que esté observando dicho objeto. En efecto, el tipo de reflexión que se produce quedará determinado por la textura o grado de rugosidad de la superficie del objeto, así como del ángulo de incidencia de la energía radiante sobre el objeto.

La *reflexión especular* se produce cuando la radiación incide sobre una superficie relativamente lisa (esto ocurre cuando el tamaño de las partículas de la superficie es menor que la longitud de onda de la radiación incidente). En este caso los ángulos de incidencia y reflexión son iguales, siguiendo las leyes de la óptica geométrica. La *reflexión difusa o lambertiana* ocurre en el caso inverso, es decir cuando la superficie es más rugosa y la longitud de onda de la radiación incidente es menor que el tamaño de las partículas de la superficie. En este caso la radiación es reflejada en todas direcciones. (Bense, 2007).

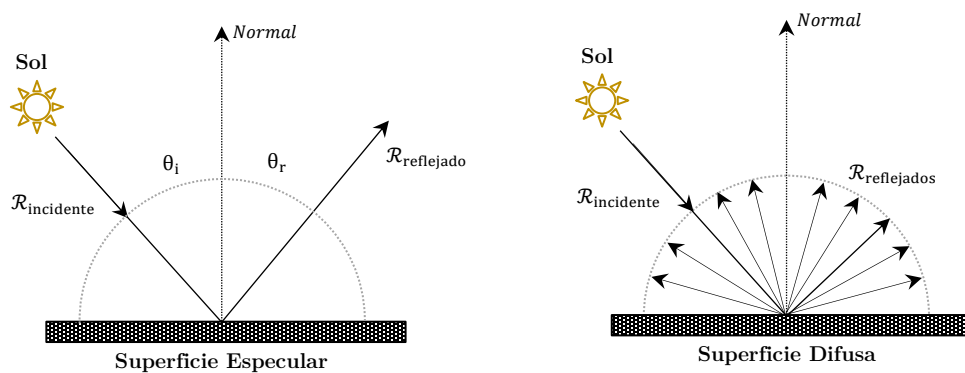


Figura 4.5. Esquemas de reflexión de la energía en superficies.

Un blanco Lambertiano, es considerado como aquel que posee una superficie que ofrece una reflexión difusa, la cual no tiene dirección preferencial independientemente del ángulo de incidencia de la radiación. La superficie lambertiana observada en ángulos distintos respecto a su normal ocasiona que la intensidad de radiación reflejada en el área proyectada varíe en función del coseno del ángulo de incidencia.

La ley de Lambert establece que *la irradiación recibida por un elemento de superficie, cuya normal forma el ángulo θ con la dirección de los rayos, es igual a dicha intensidad multiplicada por el coseno de θ* . Es decir, la máxima intensidad de la irradiación, sobre una superficie, se obtiene cuando el haz incide perpendicularmente sobre esta. Si la incidencia no es perpendicular, por el fenómeno de reflexión, se “pierde” parte de la radiación y, por tanto, disminuye la intensidad. (Cabeza L., 2010)

$$E_{\theta} = E \cos \theta \quad (\text{Ecuación 4.0})$$

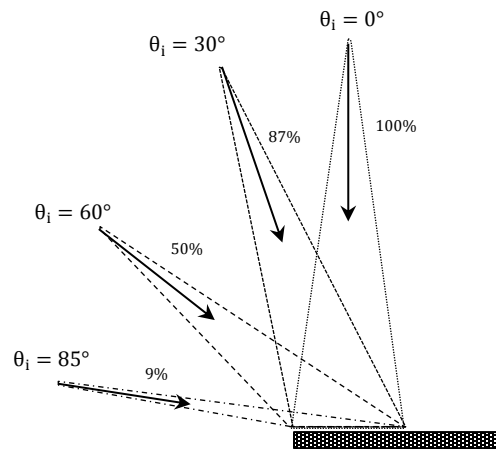


Figura 4.6. Ley de coseno de Lambert en superficies lambertianas.

Blanco Lambertiano

La Placa Plana Lambertiana Refrigerada (PPLR), es un dispositivo consistente en dos placas de aluminio rectangulares y paralelas. El PPLR tiene la función de recibir el spot de la radiación solar concentrada en la zona focal del CosAn. Para que el spot pueda proyectarse sobre la superficie del blanco Lambertiano, es necesario que se haga circular agua entre sus placas, con la finalidad de remover el calor absorbido por la superficie y no sufra daños por altas temperaturas. Además, la superficie sobre la que se proyecte el spot debe ser lambertiana. *(Pérez Enciso, 2015)*

Cabe mencionar que en trabajos previos a la fabricación del blanco Lambertiano, la placa de aluminio frontal se sometió a un proceso de acabado superficial llamado “*sand-blasting*” con el fin de obtener una superficie difusa, haciendo pasar un chorro de arena a presión que garantiza la uniformidad y limpieza de residuos de pintura grasa u óxido en la placa.

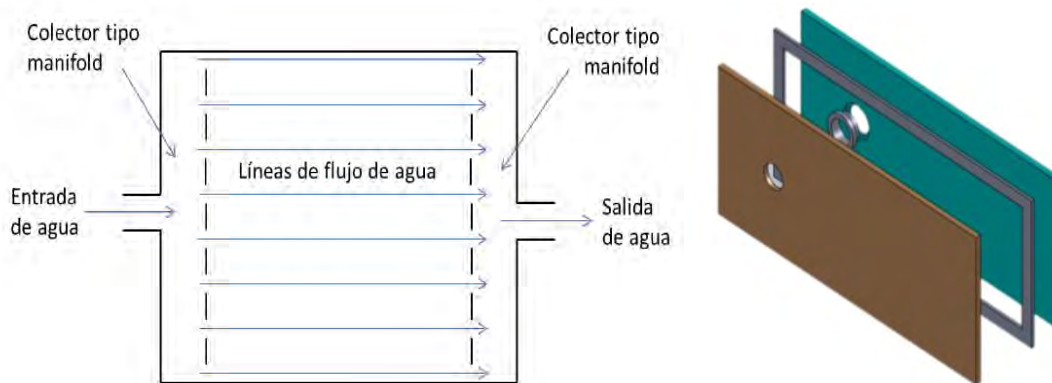


Figura 4.7. Esquemas de representación del Blanco Lambertiano: Configuración del sistema de refrigeración (Izquierda), Componentes del receptor (Derecha).

La instrumentación del receptor consistió en la instalación del sistema de refrigeración, que se conforma del acoplamiento de mangueras por las que se hace pasar el flujo de agua directo de alguna toma. Añadido a este sistema se encuentra en serie la refrigeración de los radiómetros igualmente conectado por medio de mangueras. Se realizó una prueba de fugas inyectando agua, para verificar el sellado de las placas que se hizo por medio de silicón de alta temperatura, al validar que el sistema no presentaba algún defecto en fugas de agua se procedió a instalar el Blanco sobre un soporte hecho a base de perfil de aluminio y una placa de acero inoxidable

que se acopla al actuador lineal lateral lo que permite desplazar el receptor en los dos ejes en conjunto con las conexiones de las mangueras y los radiómetros.



Figura 4.8. *Instalación del receptor (Blanco Lambertiano) sobre el actuador lineal (izquierda), e instalación y conexión de mangueras en el receptor y radiómetro (derecha).*

4.1.3 Radiómetro tipo Gardon

El Gardon es una herramienta de medición de flujo radiativo concentrado que proporciona una señal de respuesta eléctrica que es proporcional a la radiación incidente.

El principio de operación del Gardon consiste en un termopar diferencial que mide la diferencia de temperatura entre el centro del instrumento, y el borde que está compuesto por una placa delgada circular de constatan. El otro extremo del termopar está formado por una lámina unida a un disipador de cobre. Como consecuencia de la diferencia de temperatura se genera una diferencia de potencial entre el dos alambres de cobre, uno interior y el otro exterior, la cual es directamente proporcional al flujo de calor absorbido por el sensor. Para remover el exceso de calor, se hace circular agua por las periferias del Gardon lo que permite mantener una temperatura estable en las mediciones de flujo radiativo durante las tareas de experimentación.

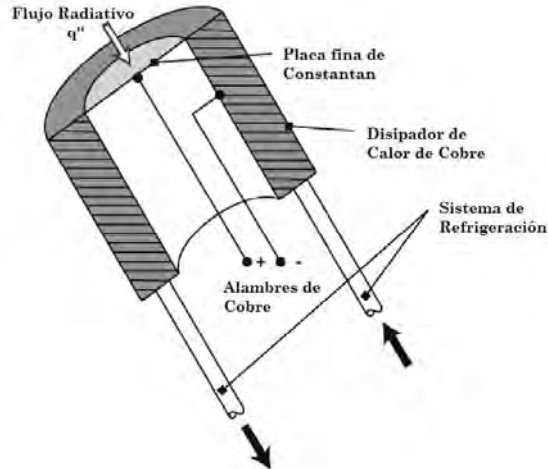


Figura 4.9. Esquema de los componentes del radiómetro Gardon.¹⁴

Los tres cables estandarizados para este tipo de sensores son: El cable rojo como terminal positiva, el negro como terminal negativa y en algunos modelos una terminal de alambre de plata para para el aislamiento a tierra física.

Los sensores Gardon están revestidos con una pintura negra de alta temperatura, lo que permite obtener una sensibilidad calibrada en el transductor dependiente de la emisividad de la cara frontal del sensor. Modificar el material o quitar el revestimiento puede cambiar la emisividad de la cara del sensor, cambiando la sensibilidad calibrada. Es importante tratar de mantener el revestimiento original en la cara del sensor tanto como sea posible. Se recomienda inspeccionar periódicamente la cara de su sensor por daños físicos o acumulación de material contaminante. (*Vatell*)

Cuando un sensor de radiación concentrada es expuesto a la medición de flujo radiativo, se generará un voltaje proporcional a este. Para determinar la medición de flujo, basta con realizar la multiplicación de la señal de salida de voltaje (mV) por la constante de calibración propia del sensor la cual puede ser consultada en las hojas de calibración entregadas por el proveedor. Esto es:

$$q'' = V_{Gardon} [mV] * K \quad (\text{Ecuación 4.1})$$

El radiómetro puede ser utilizado para la medición de flujo de radiación o convección, aunque presenta limitaciones para realizar esta medición como el intercambio convectivo debido a la

¹⁴ Imagen tomada y modificada de: <https://www.researchgate.net/publication/263163976>

placa delgada en la cara frontal del sensor, así como el ángulo de aceptación de la radiación solar aproximado a 180°. (*Rebellato, 2016*)

Para fines de medición de flujo radiativo durante la experimentación en el concentrador anidólico, se utilizaron dos radiómetros de la marca Vatell, del modelo TG1000-1, al primer radiómetro lo llamaremos Gardon 1, y el segundo radiómetro lo llamaremos Gardon 2 los cuales poseen las siguientes características mencionadas en la Tabla 4.0.

Tabla 4.0. Especificaciones de los radiómetros TG-1000-1. (Proveedor Vatell Corporation).

Gardon	Constan de Calibración K_c	Sensibilidad	Flujo Radiativo Calibrado	Revestimiento del Sensor
Gardon 1	28.602 W/cm^2	0.035 mV/ W/m^2	0 - 429 W/m^2	Pyromark 1200
Gardon 2	50.167 W/cm^2	0.020 mV/ W/m^2	0-753 W/m^2	Colloidal Graphite

El blanco Lambertiano cuenta con una perforación con un diámetro de 2.54 cm, la cual tiene el propósito de soportar cada uno de los radiómetros durante la experimentación. A cada uno de los sensores se le adaptaron mangueras conectadas en serie por las que circula el agua que refrigera el receptor, la cual permite extraer el exceso de calor durante la experimentación. En la figura 4.10 se muestran cada uno de los sensores empleados y montados sobre el blanco Lambertiano.

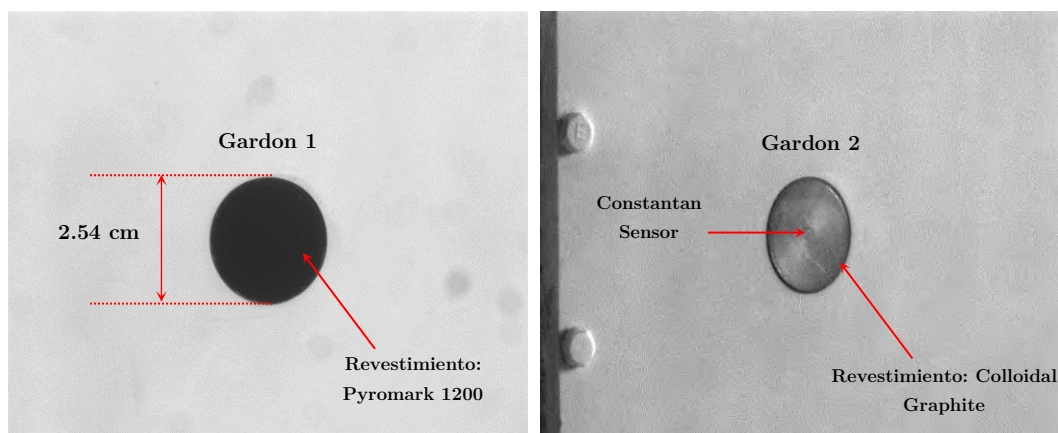


Figura 4.10 Montaje de los Radiómetros sobre el receptor de placa plana.

Es importante mencionar que el revestimiento del Gardon 2, se encontraba dañado, debido al uso de este para previos experimentos, protección inadecuada y los mismos factores del tiempo de uso fueron dañando el sensor. Por lo que las mediciones para este sensor, se tuvieron que ajustar a la medición del Gardon 1 mediante el método de mínimos cuadrados.

El método de mínimos cuadrados puede emplearse para aproximar un conjunto de datos mediante el uso de funciones generales, por ejemplo, mediante una recta, en la que se establece que la relación entre dos magnitudes $y = mx + b$ es lineal, en cuestiones prácticas, la dispersión que causan los errores experimentales ocasiona que los puntos medidos no se encuentren ubicados a lo largo de la recta.

4.1.4 Cámara CCD

El funcionamiento de una cámara CCD (Charge Coupled Device) recae en el detector o sensor CCD el cual tiene la capacidad de convertir una señal luminosa en una señal eléctrica, en los dominios del espectro cercanos al visible, infrarrojo y UV cercano.

El funcionamiento de un detector CCD se puede expresar de la siguiente manera:

- Cada píxel de la matriz CCD corresponde a un elemento semiconductor dentro de un condensador eléctrico.
- Un fotón incidente crea un fotoelectrón cuando da a un electrón del semiconductor la energía necesaria para pasar el umbral energético (gap).
- Los fotoelectrones son guardados en el pozo de potencial (que no es más que un píxel correctamente polarizado).
- La lectura de estos fotoelectrones es controlada por la polarización de los píxeles, determinada por transistores de efecto campo. Esta lectura ocurre, o bien directamente mientras un obturador tapa el objeto (la fuente de luz), o bien por transferencia de trama. En este caso, una mitad de la superficie del CCD se dedica a recibir la señal, mientras que la otra solamente ve los fotones durante su tránsito hacia el registro de lectura.

Una cámara CCD está compuesta por líneas y columnas, definiendo los píxeles. El principio de lectura de una CCD lleva a definir los límites de las columnas gracias a un dopaje p grabado en el silicio. En cambio, los límites de las líneas están definidos gracias a una polarización

controlada. Un píxel es así un pozo de potencial estático durante la adquisición de la señal, y después variable durante la lectura de la información. (*París, s.f.*)

Para la toma de imágenes en los experimentos se utilizó una cámara PIKE F-032B/C del fabricante Allied Vision Technologies con una resolución de 640x480 píxeles y un sensor CCD integrado Kodak KAI-0340. La cámara se conecta mediante un cable de extensión de 5m mediante el protocolo de transferencia de datos FireWire 800 con un bus IEEE 1394 de entrada y salida de datos a velocidades de hasta 786,5 Mbit/s. (Ver Figura 4.13)



Figura 4.13 Imagen de la cámara CCD Pike, utilizada para la captura de imágenes.

El montaje de la cámara se hizo mediante un soporte de con 3 ejes de libertad, el cual permitía alinear el ángulo de visión de la cámara cada vez que se instalaba sobre el centro del concentrador, ya que por cuestiones de seguridad y por factores ambientales la cámara se desmontaba al finalizar la experimentación. El soporte se instaló sobre un brazo de perfil de aluminio atornillado a la placa de soporte del actuador lineal Y (movimiento sobre línea focal) lo que permite mantener la distancia de la cámara con el receptor durante la experimentación, el cual está sujeto a la estructura del concentrador, con un riel que permite la libertad movimiento del brazo de soporte y la mesa en conjunto. (Ver Figura 4.14)

Para prevenir daños al sensor CCD y evitar que las imágenes se saturarían debido a la intensidad luminosa reflejada por el receptor al momento de proyectar el spot sobre él, se instalaron 6 filtros neutros sobre el lente de la cámara.

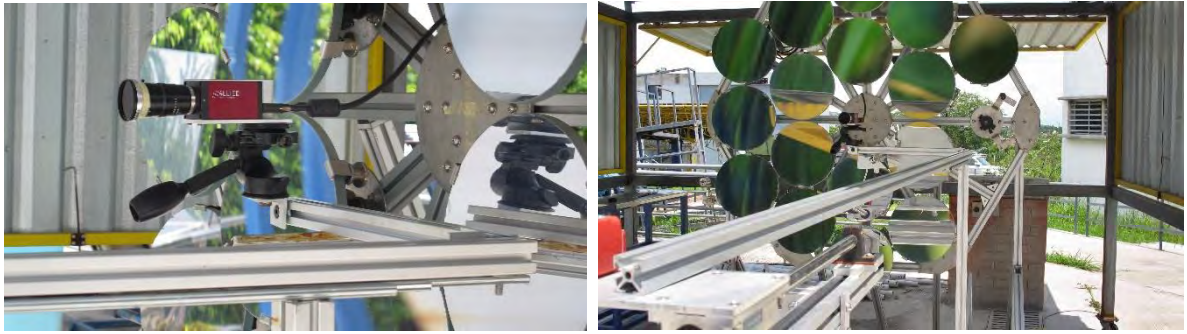


Figura 4.14 Montaje de cámara CCD sobre soporte de 3 ejes (Izquierda), Brazo de soporte de cámara con placa de actuador lineal Y (Derecha).

4.2 Diseño de experimentos

Previo al diseño de las metodologías experimentales, se realizaron pruebas de validación del funcionamiento correcto de cada uno de los equipos del sistema de concentración, tales como el sistema de control de seguimiento del heliostato, el sistema de control de los actuadores, el funcionamiento de la cámara CCD, pruebas de mediciones de las variables en los adquirentes de datos y del funcionamiento del sistema en conjunto.

El primer experimento consistió en la toma de mediciones de los radiómetros, el cual permitió obtener la información necesaria para realizar el ajuste del Gardon 2 vs Gardon 1.

La metodología del *Experimento 1* consistió en lo siguiente:

1. Se inició el sistema de seguimiento solar proyectando el heliostato sobre el concentrador.
2. Se ajustó la posición del spot en la zona focal, y posterior a ello se puso en marcha el sistema de retroalimentación de la mirilla para minimizar la deriva durante la experimentación.
3. Después se colocó el Gardon 1 en el blanco Lambertiano sobre el punto focal y se inició el sistema de adquisición de datos para realizar las mediciones pertinentes.

4. Se habilitó el paso de agua para realizar la refrigeración tanto del receptor como de los sensores de flujo.
5. Posterior a ello se inició la interfaz de control de los actuadores, para realizar un barrido en el eje Y (línea focal) de hasta 75 mm de distancia en intervalos de 5mm hacia atrás y hacia delante del punto focal (0mm). Para cada distancia se registró la radiación medida en el adquisidor de datos y se tomó una fotografía con la cámara CCD, la cual se mantuvo en todo momento a una distancia constante del blanco Lambertiano.
6. El experimento se repitió para el Gardon 2.

La información obtenida durante este experimento permitió establecer una pauta para determinar la cantidad de flujo radiativo incidente sobre el receptor en distintas regiones de la línea focal entre 0 – 75 mm. Así como obtener los puntos de referencia para realizar el ajuste de las mediciones del Gardon 2.

El experimento 2 consta de la obtención de las imágenes del spot proyectado sobre la pantalla lambertiana con el fin de obtener la distribución de flujo radiativo concentrado a distintas distancias de la línea focal, con los datos obtenidos a partir del análisis de estas imágenes se obtiene las protosuperficies del concentrador, el procedimiento consta de los pasos mencionados en el experimento 1, con la única diferencia de que al inicio del experimento se toma una imagen del Gardon con referencia en el punto focal del concentrador (0mm), lo que permite obtener el máximo flujo concentrado, posterior a ello se repite el paso 5 y 6 y se toman las imágenes del spot proyectado en la pantalla lambertiana en las distancias de la línea focal haciendo un barrido de (-75mm, 0mm, 75mm), en intervalos de 5mm.

La metodología del *experimento 3* consiste en la caracterización de la celda fotovoltaica, la cual dio como resultado el trazado de las curvas de potencia (I-V) de la celda fotovoltaica de concentración. El procedimiento consiste en el descrito a continuación:

1. Se inicio el sistema de seguimiento solar proyectando el heliostato sobre el concentrador.
2. Se ajustó la posición del spot en la zona focal, y posterior a ello se puso en marcha el sistema de retroalimentación de la mirilla para minimizar la deriva durante la experimentación.

3. Se colocó el Gardon 1 para la medición del flujo radiativo incidente, así como se habilitó el paso de agua para refrigerar y se inició la interfaz de monitoreo de la celda fotovoltaica junto con el control de la cámara CCD.
4. Se conectaron las terminales de la celda al trazador de curvas I-V, y se encendió el Cooler, el cual se encarga de extraer el calor excedente producido por el calentamiento de la celda al colocarse sobre la zona focal.
5. Una vez inicializado todos los sistemas, se debe de medir la cantidad de flujo incidente sobre el Gardon, después de desplaza el receptor 15 cm hacia la izquierda para ubicar el spot sobre el blanco Lambertiano.
6. Se toma una imagen con la cámara CCD para determinar el perfil de radiación incidente sobre la placa.
7. Se desplaza el receptor nuevamente a 19.5 cm a la izquierda para incidir el spot sobre el área expuesta de la celda.
8. Se inicia la toma de datos para la generación de las curvas I-V con el trazador de curvas.

Después se desplazó el blanco sobre el eje focal, para poder obtener las curvas de la celda en diferentes perfiles de irradiancia que van desde los 290 soles pico hasta 730 soles pico.

Simultáneo a esto se monitoreo la temperatura con un termopar tipo K incrustado en el espacio entre la celda y el disipador para tener un control del tiempo en que la celda fotovoltaica debería estar expuesta ante la radiación concentrada y no afectar la curva de eficiencia de generación de potencia y por consecuencia dañar la placa semiconductor.

CAPITULO 5. Análisis de resultados experimentales

A continuación, se describe las metodologías empleadas para llevar a cabo, en primer lugar, el análisis de Lambertianidad del blanco de referencia, como se mencionó anteriormente, para llevar a cabo este proceso, se requiere de la instrumentación y caracterización de la placa (Blanco Lambertiano). Posterior a ello se presenta el ajuste de medición de los radiómetros empleados en la experimentación para el registro del flujo radiativo incidente.

Por otra parte, se presenta una estimación de la distribución de flujo radiativo concentrado del CosAn sobre la placa receptora que proporciona los niveles de concentración en diferentes posiciones a lo largo de la zona focal mediante la obtención de las protosuperficies, y que posteriormente permite realizar pruebas de generación de energía eléctrica con una celda fotovoltaica de concentración de triple unión.

5.1 Caracterización de flujo concentrado

Como se mencionó en el capítulo 2, la evaluación del error óptico global del CosAn se determina al conocer la distribución de la radiación solar concentrada en el punto focal del concentrador y que, a partir de esta evaluación, se puede obtener la relación de concentración del sistema. Para llevar a cabo este procedimiento, se realizó una comparativa entre el perfil de distribución de la radiación solar concentrada, que se logró mediante la modelación teórica con el método de trazado de rayos en el software Tonatiuh, y el perfil de distribución real de la radiación concentrada incidente sobre la placa plana receptora, ubicada en la zona focal del concentrador y obtenido mediante la toma de imágenes con la cámara CCD.

Mediante la instrumentación del Blanco Lambertiano y la puesta a punto de la cámara CCD, se obtuvieron imágenes del spot solar que permiten conocer el perfil de distribución real de la radiación solar concentrada con la ayuda del análisis de imágenes con el software Matlab. El spot real del CosAn es tal como se muestra en la Figura 5.0, y el perfil de distribución normalizado se muestra en la Figura 5.1.

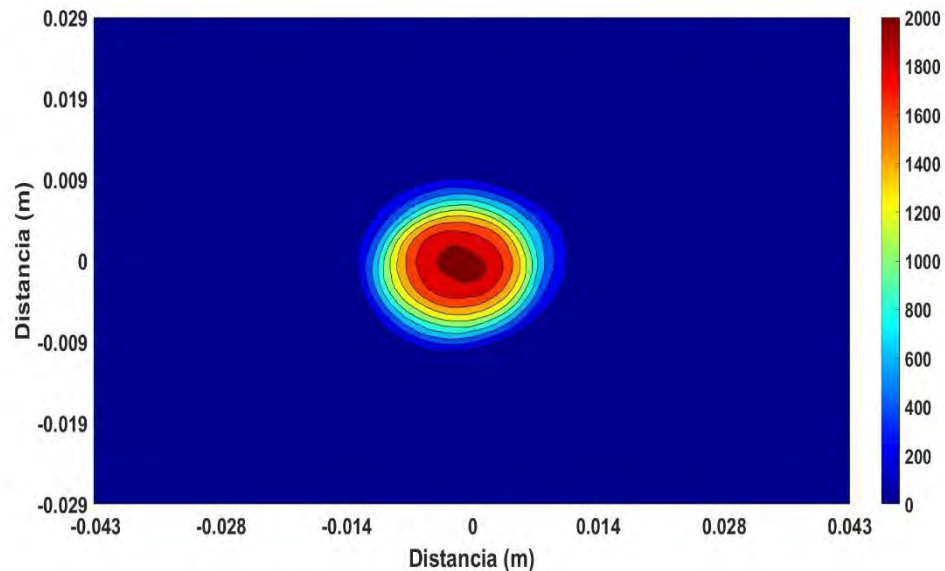


Figura 5.0 Spot real del CosAn en escala Flux $[kW/m^2]$.

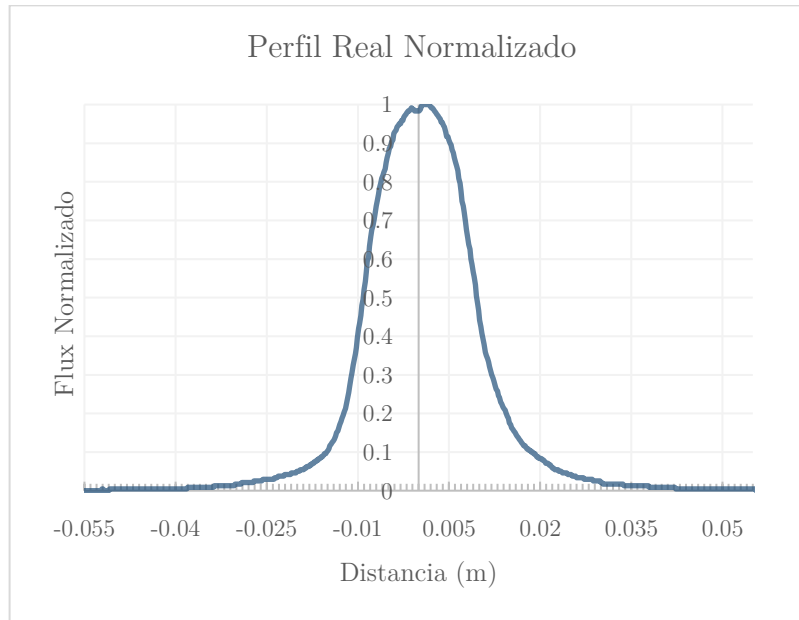


Figura 5.1 Perfil de distribución real normalizado del CosAn en la zona focal del concentrador.

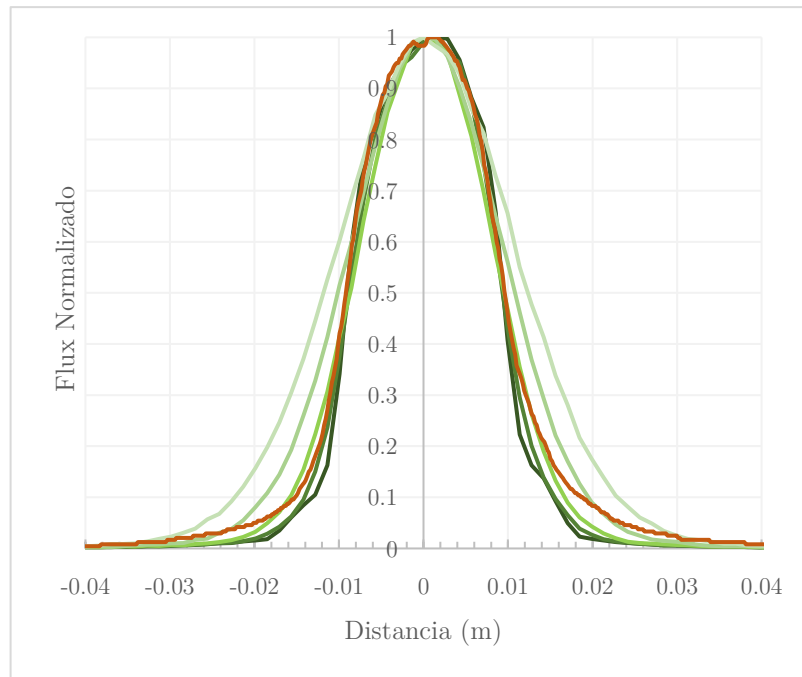


Figura 5.2 Comparativa del perfil de distribución real normalizado contra errores ópticos.

Como se muestra en la figura anterior el perfil real de distribución de radiación concentrada se compara de manera cualitativa con los perfiles generados de la modelación en Tonatiuh de los errores ópticos (1-4 mrad), que permite en primera instancia, llevar a cabo una estimación visual de la cercanía entre perfiles, y asociar el perfil real a un error óptico global. Por lo que

se puede asumir que el perfil de distribución real, se aproxima al perfil de distribución modelado correspondiente al error óptico de 2.6 mrad.

De acuerdo con la consideración anterior se puede proceder al análisis cuantitativo de los perfiles, realizando una comparativa más cercana, por lo que se modelaron errores ópticos desde 2 mrad hasta 2.6 mrad, en incrementos de 0.1 mrad, y de los cuales se obtuvo el cálculo de las máximas diferencias absolutas de cada uno de los puntos de la comparativa entre el perfil de distribución real y los modelados.

Tabla 5.0 Diferencias Absolutas: Comparativa entre perfil de distribución real y perfiles de distribución modelados en Tonatiuh.

$\delta a(r)$ [Modelado – Real]	Promedio	Desviación Estándar
2.0 – Real	0.20579561	0.02071987
2.1 – Real	0.19995072	0.01846176
2.2 – Real	0.18988904	0.02053141
2.3 – Real	0.18123702	0.02083986
2.4 – Real	0.17295622	0.01773495
2.5 – Real	0.16454425	0.02101568
2.6 – Real	0.15608445	0.01558988

En la Tabla 5.0 se muestra los datos de las diferencias absolutas resultantes de la comparativa entre el perfil real y los perfiles modelados en Tonatiuh en los intervalos de posición (-0.01175, -0.01062, 0.01175, 0.01062 m). Este análisis permitió determinar que el perfil de distribución solar modelado que resulta tener las menores diferencias absolutas contra el perfil real es el perfil con error de 2.6 mrad por lo que puede considerarse como el error global del CosAn. En la figura 5.X se puede observar la comparativa entre el perfil real y el perfil de distribución real modelado con error óptico global de 2.6 mrad.

A partir de esta aproximación, se puede determinar los niveles de concentración que se pueden obtener en el spot solar.

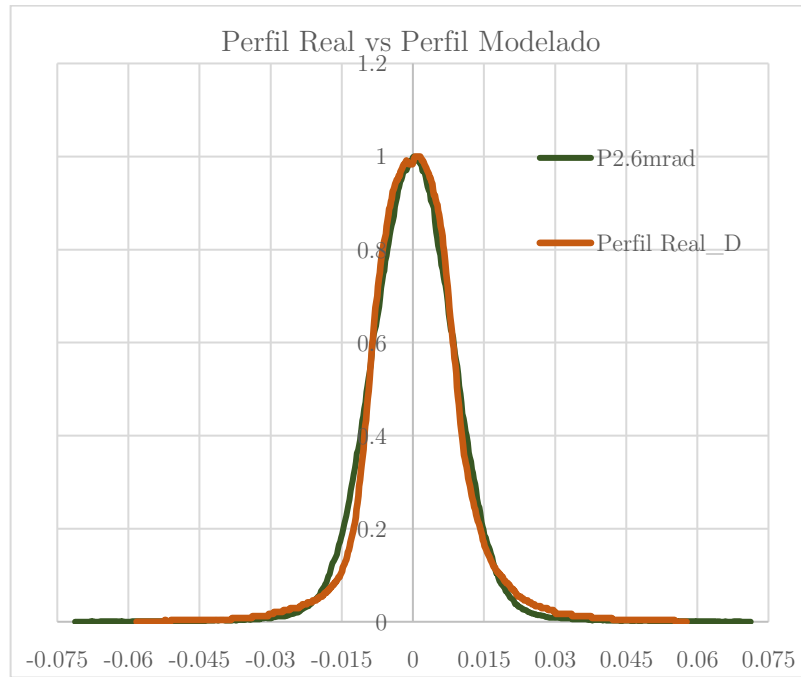


Figura 5.3 Comparativa del *perfil de distribución real normalizado* contra *perfil normalizado de 2.6 de error óptico*.

5.2 Estimación de niveles de concentración del CoSAn

Para hacer una aproximación de los niveles de concentración solar que puede alcanzar el sistema de concentración (CosAn) es importante definir el concepto de *razón de concentración solar* o bien llamada también como *concentración geométrica*, la cual se expresa como el cociente del área efectiva de captación del concentrador (A_c) entre el área del spot de concentración solar (A_{spot}) y que se expresa en unidades de “soles de concentración” como se muestra en la siguiente ecuación:

$$C_g = \frac{A_c}{A_{spot}} \tag{Ecuación 5.0}$$

Para definir un factor o razón de concentración en función de la Ecuación 5.0., podemos suponer que toda la energía captada por el área del receptor se dirige hacia la zona del área de recepción, por lo que se puede definir que la potencia recibida por el concentrador es:

$$P = G A_c \quad [W] \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Siendo G, la radiación directa medida. Ahora bien, si se logra enfocar toda la radiación sobre un área de recepción, en este caso A_{spot} , la densidad de flujo radiativo (q) que se obtiene en la zona de concentración solar es:

$$q = \frac{P}{A_{spot}} \quad \text{Ecuación 5.2}$$

Sustituyendo la ecuación 5.2, obtenemos:

$$q = C_g G \quad \text{Ecuación 5.3}$$

A partir de la ecuación 5.3, se define el número de veces (C_g) que la densidad de flujo (q) es más grande que la radiación directa (G).

Esto suele ocurrir, en el sentido que se considera una idealización en donde toda la energía captada se concentra y dirige a la zona de recepción, sin embargo, en la realidad esto no se hace posible debido a la existencia de factores que afectan la eficiencia de concentración. Éstas pérdidas se deben principalmente al producto de los errores que generan la reflectancia de los espejos del concentrador (ρ_c), la transmitancia de los mismos espejos (τ), y pérdidas por factores de suciedad que afectan también al sistema completo (f_s). Las pérdidas debido al desbordamiento (γ), se definen como la parte de la radiación que se refleja en direcciones tales que no se reciben en el área del receptor, así podemos definir la densidad de flujo resultante como :

$$q = \rho_c \tau f_s \gamma C_g G \quad \text{Ecuación 5.4}$$

Ahora bien, considerando lo anterior, para realizar una aproximación de la concentración solar del CosAn, se considera lo siguiente:

$$C = F C_{teórica} \quad \text{Ecuación 5.5}$$

Siendo C , la relación de concentración solar (en soles), y F se describe como el “*factor de horno*”, definido como el producto de los coeficientes de las pérdidas que afectan la concentración del CosAn y, $C_{teórica}$ se obtiene mediante la modelación del sistema en el software Tonatiuh, con el error óptico global del CosAn, de 2.6 mrad.

Para definir el factor de horno, se consideraron los coeficientes de pérdidas tales como, la reflectividad de los espejos del concentrador (ρ_c), la reflectividad de los espejos del heliostato (ρ_H), el factor de suciedad en los espejos del concentrador (f_{SC}), el factor de suciedad de los espejos del heliostato (f_{SH}), y otro factor importante a considerar, en el que se tienen pérdidas debido al sombreado generado por la estructura de la mesa de caracterización ubicada entre el heliostato y el concentrador al que denominaremos como f_{Som} .

Entonces, el factor de horno queda definido como se muestra a continuación:

$$F = \rho_c \rho_H f_{SC} f_{SH} f_{Som} \quad \text{Ecuación 5.6}$$

Podemos realizar una estimación de los valores de los coeficientes para aproximar el valor del nivel de concentración del CosAn. El valor de la reflectividad de los espejos del concentrador se establece en $\rho_c = 0.94$ y se toma como una aproximación al valor reportado en trabajos previos, $\rho_c = 0.95$. (Pérez Rábago, 2003). De igual manera, la estimación de la reflectividad de los espejos del heliostato se toma como $\rho_H = 0.86$, reportado en un trabajo previo de donde se hizo un primer estudio de caracterización del mini horno solar. (Pérez-Rábago, et al., 2010) Como se mencionó, el sombreado de los espejos del concentrador causado por la estructura metálica de la mesa de caracterización, influye en la cantidad de energía que recibe el área de captación, por lo que el factor de sombreado f_{Som} , de acuerdo con la figura siguiente se puede acotar aproximadamente a 11.25 espejos del concentrador libres de bloqueos de los componentes de la mesa, lo que genera aproximadamente un 70.3% de área de captación total, es decir, 0.7961 m^2 .

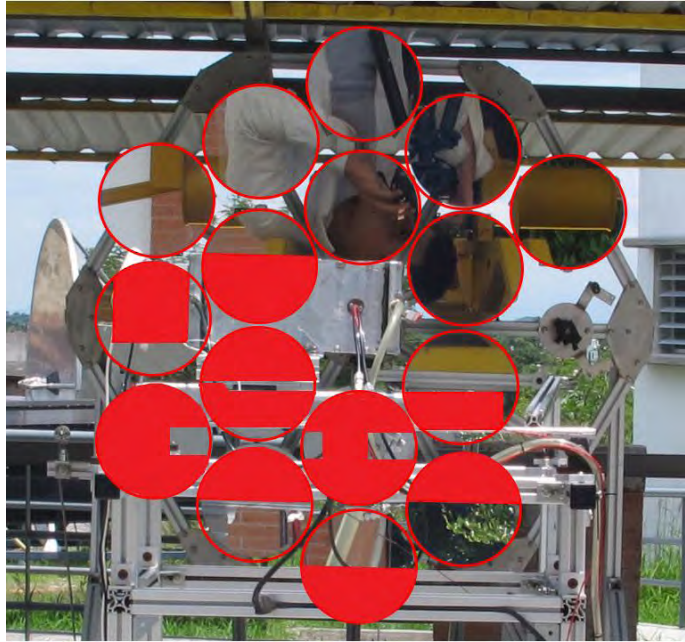


Figura 5.4 Aproximación de sombreado de los espejos del concentrador causado por la mesa experimental de caracterización.

De acuerdo con el valor de los coeficientes de cada uno de los componentes principales del CosAn, se puede determinar una estimación del factor de horno. Se presentan dos situaciones, en la primera, se considera un caso ideal en el que todos los coeficientes tienen el valor de 1, (*Pérez Enciso, 2015*) y la segunda, en donde se hace un estimado de las condiciones de operación reales del CosAn, en donde se supone que los espejos del helióstato y del concentrador se encuentran en condiciones óptimas de limpieza. Estos casos se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 5.1 Coeficientes estimados para ambos casos del CosAn con 16 espejos en el concentrador.

Coeficiente	Promedio	Caso Ideal	Caso Real (Estimado)
ρ_c	Reflectividad de los espejos del concentrador	1	0.94
ρ_H	Reflectividad de los espejos del helióstato	1	0.86
f_{SC}	Factor de suciedad del concentrador	1	0.94
f_{SH}	Factor de suciedad en el helióstato	1	0.94
f_{Som}	Factor de sombreado	1	0.70
F	Factor de Horno	1	0.502
C	Relación de concentración (soles)	4353	2186
		$C_{teórica}$	$C_{Estimada}$

En principio, la tabla 5.1 muestra el resultado del nivel, de concentración máxima que se puede alcanzar en el CosAn en ambos casos, por lo que, para hacer una aproximación aún más cercana a los niveles reales, se presenta en el apartado siguiente la medición de flujo radiativo concentrado mediante un sensor tipo Gardon.

5.3 Medición de flujo radiativo concentrado

El flujo radiativo concentrado se mide a partir de los sensores mencionados en el apartado 4.1.3 del capítulo 4, en el que se describen las características de cada uno de ellos. Una vez montados estos sensores sobre el blanco Lambertiano, éste se posiciona en el punto focal del CosAn, aproximadamente a 2 m de distancia del concentrador, por lo que una vez puesto en operación, el sistema de seguimiento en el heliostato, y ajustadas las coordenadas de dirección del vector de proyección hacia el concentrador, se lleva a cabo la medición del flujo radiativo concentrado incidente sobre el sensor, como se muestra en la figura siguiente:

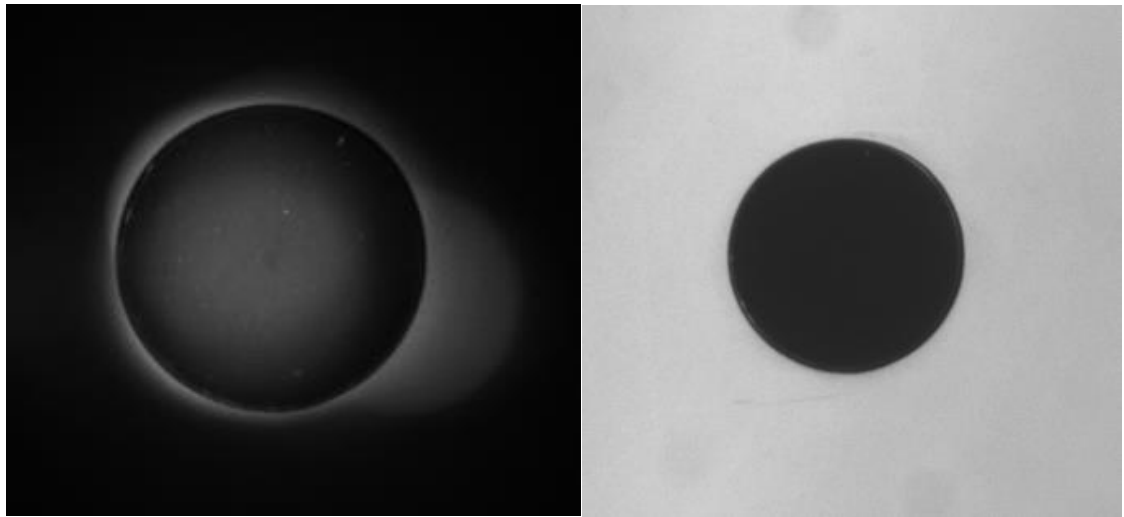


Figura 5.5 Imagen de medición de flujo radiativo concentrado y referencia del Gardon en blanco Lambertiano.

El flujo radiativo máximo registrado, (en condiciones de viento despejado, con los espejos del concentrador limpios al igual que las facetas del heliostato), fue de $2\,056\text{ kW/m}^2$, con una constante de radiación directa $DNI = 912\text{ W/m}^2$, por lo que resulta:

$$C_{exp} = \frac{\text{Flujo Radiativo Concentrado}}{\text{Radiación Directa (DNI)}} \quad \text{Ecuación 5.7}$$

Siendo C_{exp} la relación de concentración solar resultante del cociente entre la medición de flujo radiativo directamente con el sensor Gardon, y la medición de la radiación directa en el momento.

El resultado de esta división, permite obtener una relación del nivel de concentración del CosAn, siendo 2254 soles, que corresponde a un factor de horno $F = 0.517$, y que permite deducir que las estimaciones de los cocientes estimados para obtener un factor de horno, son consistentes con las mediciones experimentales.

5.4 Ajuste de los radiómetros empleados en la experimentación

Se realizaron varias campañas de experimentación para poder encontrar la constante de ajuste de los radiómetros. En el análisis de los datos experimentales mediante el método de mínimos cuadrados podemos observar que existe una desviación en las mediciones de cada uno de los Gardon (Ver Figura 5.6), esto sucede debido a errores de calibración en los instrumentos los cuales registraron distintos niveles de flujo radiativo concentrado, por lo que se optó por establecer esta metodología de ajuste de los datos experimentales de los sensores.

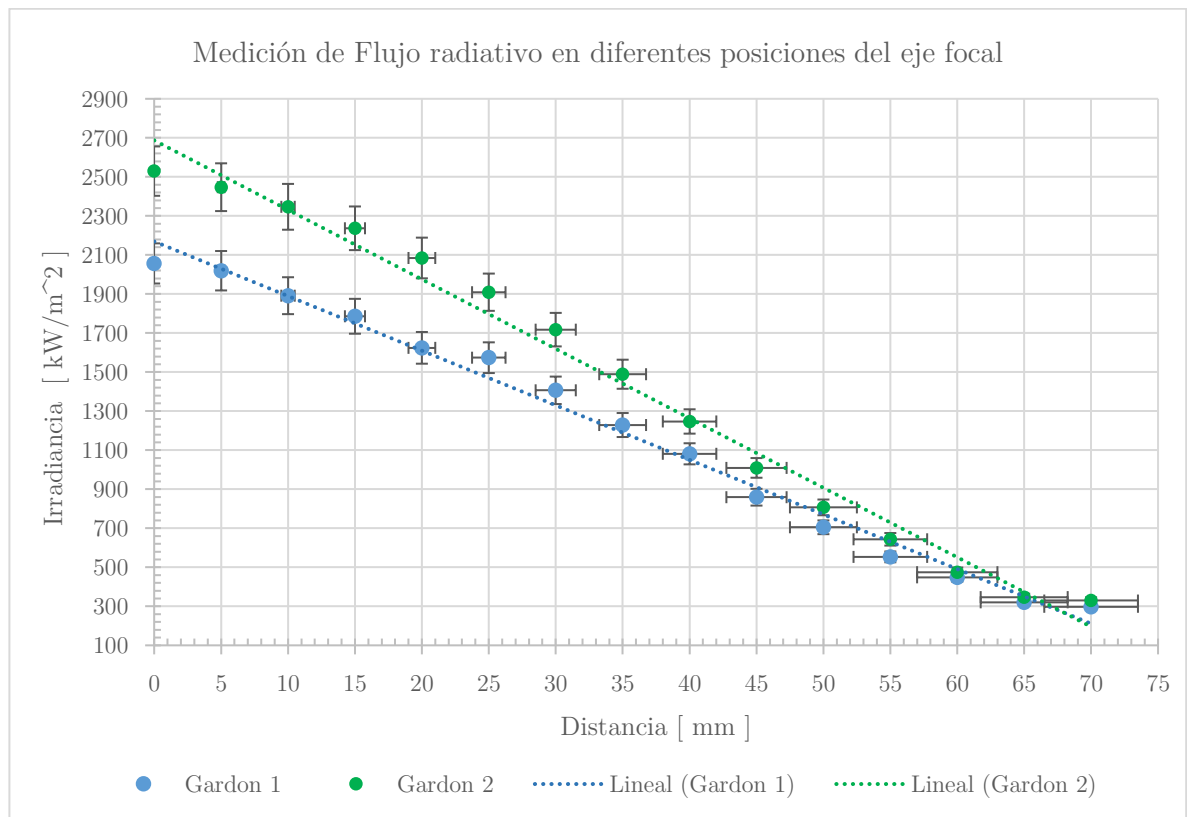


Figura 5.6 Mediciones de los radiómetros a distintas distancias del plano focal.

El método de mínimos cuadrados calcula a partir de los N pares de datos experimentales (X_i, Y_i) , los valores de la pendiente m y del punto de corte con el eje a que mejor ajustan los datos a una recta. Se entiende por el mejor ajuste aquella recta que hace mínimas las distancias d_1, d_2, \dots, d_N de los puntos medidos a la recta. (*MetAs & Metrólogos Asociados, 2008*).

Tabla 5.2 Tabla de cálculos de los valores experimentales.

i	Posición	X_i	Y_i	$X_i \cdot Y_i$	X_i^2	Y_i^2	$(n + mX_i - Y_i)^2$
1	0mm	2507.305981	2056.516527	5156316.19	6286583.28	4229260.23	1315.116556
2	05mm	2447.12485	2019.185194	4941198.26	5988420.03	4077108.85	2062.862543
2	10mm	2346.653052	1891.26594	4438144.99	5506780.55	3576886.86	23.94491523
3	15mm	2236.597406	1785.82845	3994179.28	5002367.95	3189183.25	641.1463118
4	20mm	2084.424129	1624.134363	3385384.85	4344823.95	2637812.43	4826.38268
5	25mm	1909.100353	1573.650201	3004256.16	3644664.16	2476374.96	239.2752533
6	30mm	1717.246783	1406.518283	2415339.00	2948936.51	1978293.68	12.04417739
7	35mm	1489.009663	1228.684237	1829522.70	2217149.78	1509664.96	25.07958929
8	40mm	1246.957537	1081.236268	1348255.71	1554903.10	1169071.87	1191.059549
9	45mm	1009.008396	858.9192804	866656.77	1018097.94	737742.33	16.05493962
10	50mm	806.6775704	704.766798	568519.57	650728.70	496696.24	3.510023392
11	55mm	643.281123	553.1460584	355828.42	413810.60	305970.56	744.3282871
12	60mm	474.8744569	448.2978699	212885.21	225505.75	200970.98	4.197068722
13	65mm	347.0749366	320.3035155	111169.32	120461.01	102594.34	981.3934761
14	70mm	329.5102259	297.5625734	98049.91	108576.99	88543.49	1640.305199

A partir de los datos calculados en la Tabla 5.2 se puede obtener la recta que mejor se ajusta de acuerdo a las N medidas con la siguiente expresión:

$$\chi^2(n, m) = \sum_{i=1}^N (Y_i + mX_i - n)^2 \tag{Ecuación 5.8}$$

Siendo:

$$m = \frac{NS_{xy} - S_x S_y}{NS_{xx} - S_x S_x} \tag{Ecuación 5.9}$$

$$n = \frac{S_{xx} S_y - S_x S_{xy}}{NS_{xx} - S_x S_x} \tag{Ecuación 5.10}$$

definiendo como:

$$S_x = \sum_{i=1}^N X_i \quad \text{Ecuación 5.11}$$

$$S_y = \sum_{i=1}^N Y_i \quad \text{Ecuación 5.12}$$

$$S_{xx} = \sum_{i=1}^N X_i^2 \quad \text{Ecuación 5.13}$$

$$S_{yy} = \sum_{i=1}^N Y_i^2 \quad \text{Ecuación 5.14}$$

$$S_{xy} = \sum_{i=1}^N X_i Y_i \quad \text{Ecuación 5.15}$$

Por lo tanto, obtenemos la siguiente tabla de resultados:

Tabla 5.3 Tabla de cálculos de los valores experimentales.

<i>N</i>	<i>S_x</i>	<i>S_y</i>	<i>S_{xy}</i>	<i>S_{xx}</i>	<i>S_{yy}</i>	χ^2
14	21594.84646	17850.01556	32725706.33	40031810.31	26776175.01	13726.70057

Para poder determinar el comportamiento lineal de los *N* datos experimentales obtenidos, se calcula en primera instancia la incertidumbre de los datos en *n* y *m*, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\sigma_n^2 = \frac{S_{xx}}{NS_{xx} - S_x S_x} \frac{\chi^2(n, m)}{N - 2} \quad \text{Ecuación 5.16}$$

$$\sigma_m^2 = \frac{N}{NS_{xx} - S_x S_x} \frac{\chi^2(n, m)}{N - 2} \quad \text{Ecuación 5.17}$$

Por lo tanto, el coeficiente de correlación lineal es:

$$r = \frac{NS_{xy} - S_x S_y}{\sqrt{NS_{xx} - S_x S_x} \sqrt{NS_{yy} - S_y S_y}} \quad \text{Ecuación 5.18}$$

Así se obtiene:

Tabla 5.4 Tabla de cálculos de los valores experimentales.

n	m	r	$\varepsilon(n)$	$\varepsilon(m)$		σ_m^2
83.54058485	0.772427227	0.999159838	22.05880158	0.013044977	486.590727	0.00017017

Tabla 5.5 Tabla de cálculos de los valores experimentales.

n	m	r	$\varepsilon(n)$	$\varepsilon(m)$		σ_m^2
83.54058485	0.772427227	0.999159838	22.05880158	0.013044977	486.590727	0.00017017

El Gardon 1 resultó ser el que proporcionaba mediciones que se aproximaban al flujo concentrado teórico del concentrador, por lo cual se tomó como referencia para hacer el ajuste con el Gardon 2. De esta manera, se encontró una constante de ajuste que relaciona ambos radiómetros, como se muestra en la siguiente expresión.

$$Irr_{G1} = K_c Irr_{G2} \quad \text{Ecuación 5.19}$$

Con la constante de calibración $K_c = 0.7724$ se ajustaron los datos obtenidos por el Gardon2(ver Figura 5.7), los cuales permitieron ajustar los datos experimentales y por consecuencia trabajar con datos calibrados que permiten realizar un análisis correcto en el procesamiento de las imágenes y la generación de los perfiles de distribución.

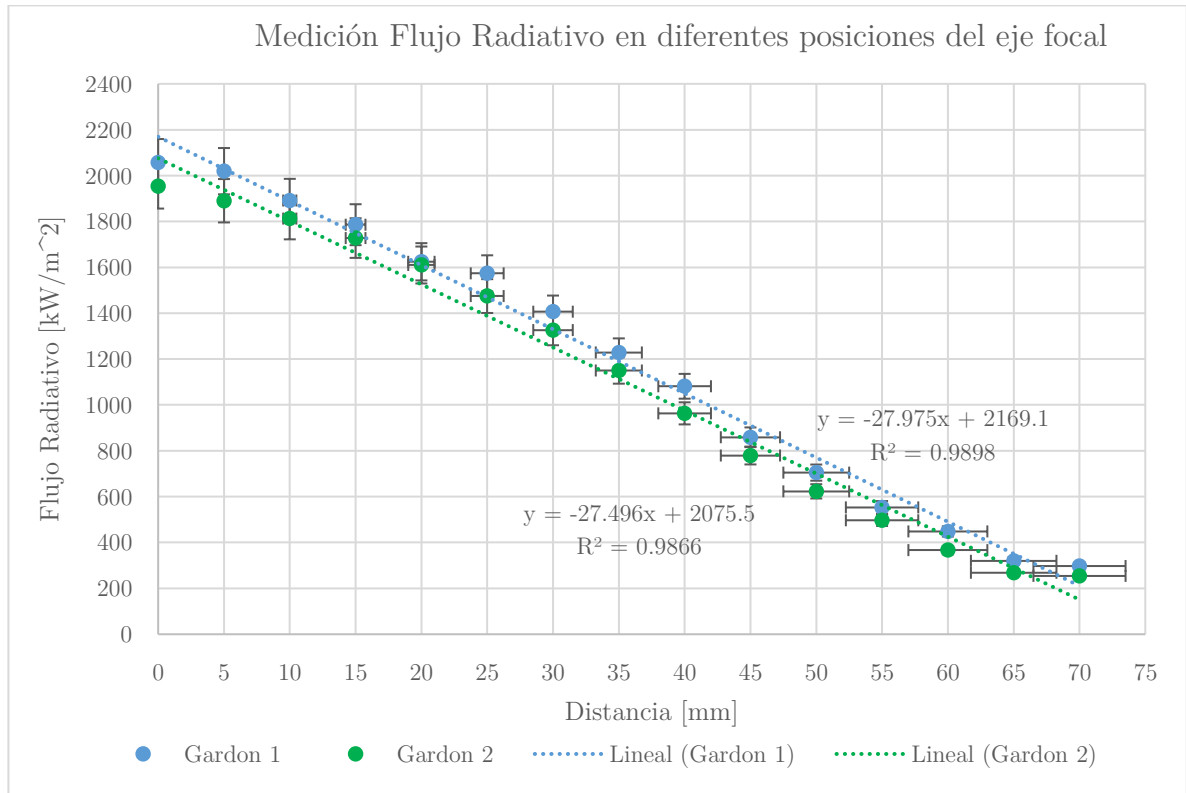


Figura 5.7 Ajuste de mediciones de los radiómetros mediante mínimos cuadrados.

5.5 Generación de protosuperficies de flujo radiativo concentrado en el CosAn.

Para conocer más a detalle las distribuciones de flujo radiativo concentrado sobre la zona focal del CosAn, se llevó a cabo un procedimiento de análisis de imágenes teóricas y experimentales con la información de la distribución de flujo radiativo sobre planos receptores ubicados en distintas posiciones del eje focal que permiten determinar la forma volumétrica de esta distribución partir de la generación de las protosuperficies.

El concepto de isosuperficie puede referirse como una superficie que representa puntos de valor constante de forma tridimensional, para fines de este trabajo, podemos definir como una superficie que determina la densidad de flujo radiativo en una cierta zona del eje óptico de un concentrador solar de foco puntual. (*Riveros Rosas, 2008*). Así, podemos definir como una protosuperficie, a aquella superficie formada por niveles iguales de intensidad de flujo radiativo, que se obtienen a partir de superficies obtenidas de planos paralelos a lo largo del eje óptico de un concentrador. (*Pérez Enciso, 2015*)

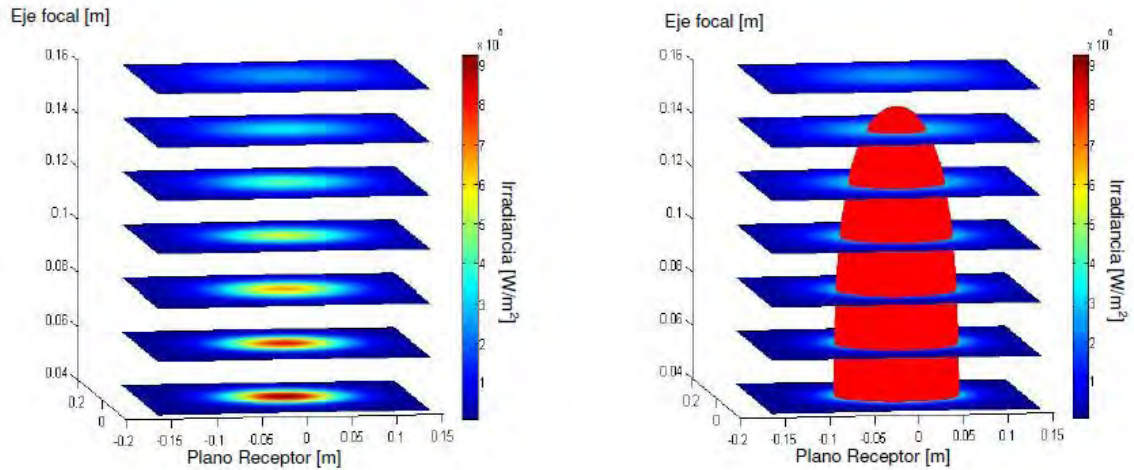


Figura 5.8 Planos paralelos de flujo radiativo en la zona focal [izquierda]. Interpolación para obtener una superficie con puntos de igual irradiancia entre planos paralelos (protosuperficie)[Derecha]¹⁵.

Para generar las protosuperficies, se hace referencia a la metodología del experimento 2 descrito en el capítulo 4, sección 4.2 de este documento, en donde se explica el procedimiento de obtener las imágenes de los niveles de irradiancia el spot de concentración, partiendo del punto focal del concentrador, haciendo un barrido desde 0mm (punto focal) hasta 75 mm y -75mm, en intervalos de 5mm, por lo que, con esto se obtuvo un conjunto de imágenes de los planos paralelos a lo largo del eje óptico. (Ver imagen 5.8)

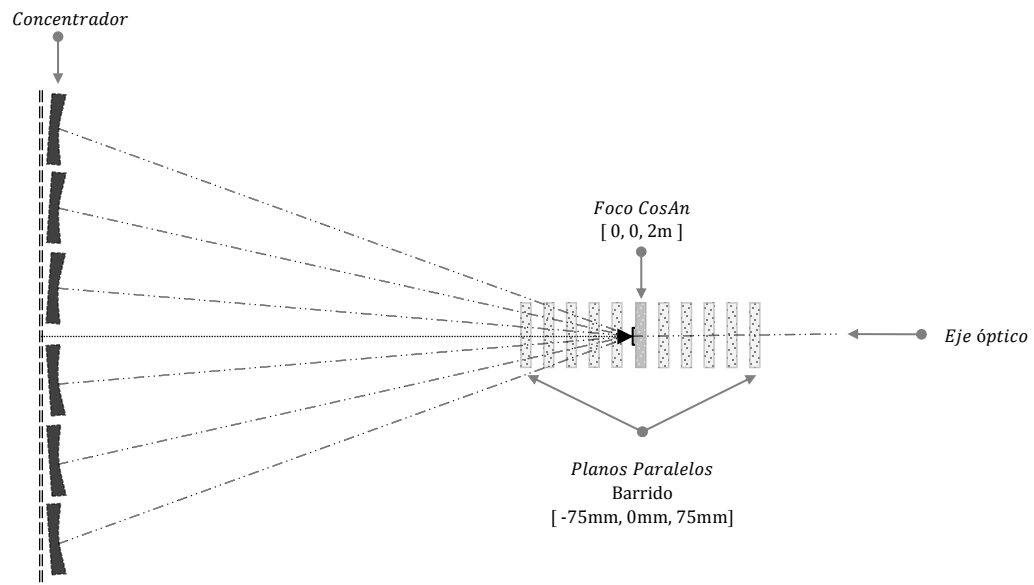


Figura 5.9 Toma de imágenes en diferentes planos a lo largo del eje óptico del concentrador.

¹⁵ Riveros, D. (2008). Diseño óptico del horno solar de alto flujo del CIE-UNAM [Tesis Doctoral]

Para determinar las protosuperficies teóricas, se empleó la metodología mencionada anteriormente, por lo que se modelaron en el software Tonatiuh, las distribuciones de flujo a lo largo del eje óptico del concentrador, obteniendo las imágenes de la radiación solar concentrada en diferentes planos paralelos de la línea focal.

Una vez generadas las imágenes de las distribuciones de flujo en los distintos planos, se llevó a cabo el análisis de éstas mediante un código elaborado en el software de Mathworks, Matlab, en el cual se hace en primera instancia, el suavizado de las imágenes, para reducir el ruido de los datos, aplicando una máscara de filtrado (comando `medfilt2[7,7]`), en el caso de las imágenes experimentales, se realizó un ajuste de los centroides a una referencia para centrar en un punto todas las imágenes, así como transformar la información en intensidades de pixeles a niveles de radiación, y por último, se lleva a cabo la integración de las imágenes en una matriz tridimensional, de modo que mediante el código "*Protosuperficies.m*" se puede generar la protosuperficie de la intensidad de radiación que se quiera visualizar, estableciendo como máxima intensidad aquella generada en la imagen ubicada en la zona focal del concentrador, tal y como se muestra en la siguiente figura:

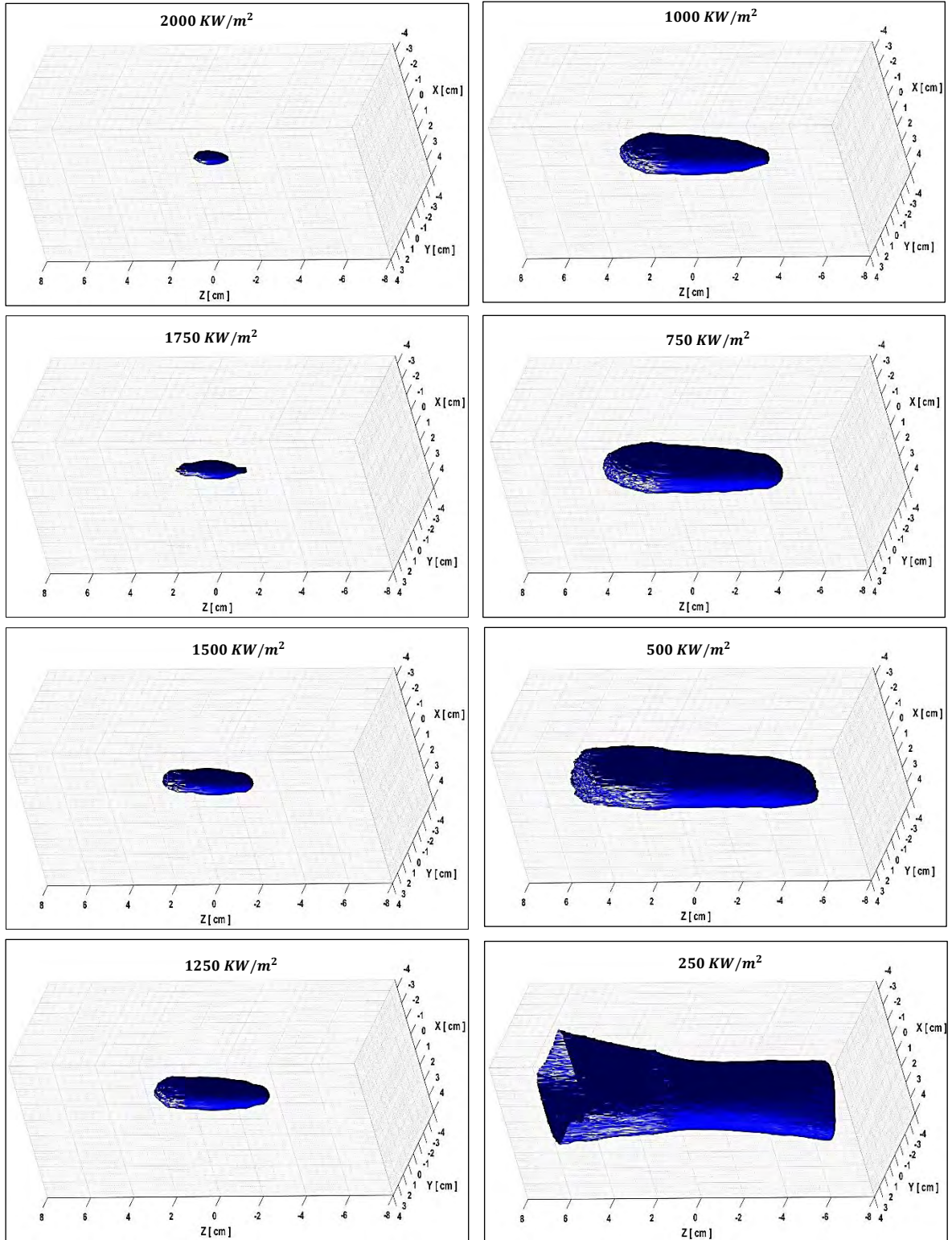


Figura 5.10 Protosuperficies teóricas de imágenes modeladas en Tonatiuh de la radiación solar a lo largo del eje óptico del CosAn.

Para determinar las protosuperficies experimentales, y verificar que los datos obtenidos en las protosuperficies teóricas se apegan a la realidad, se llevó a cabo la implementación de la misma metodología de la toma de imágenes del spot del CosAn sobre el eje óptico mediante la cámara CCD, y con lo cual, se pudo obtener un conjunto de imágenes que corresponden a las distribuciones de flujo radiativo concentrado en diferentes posiciones a lo largo de la línea focal.

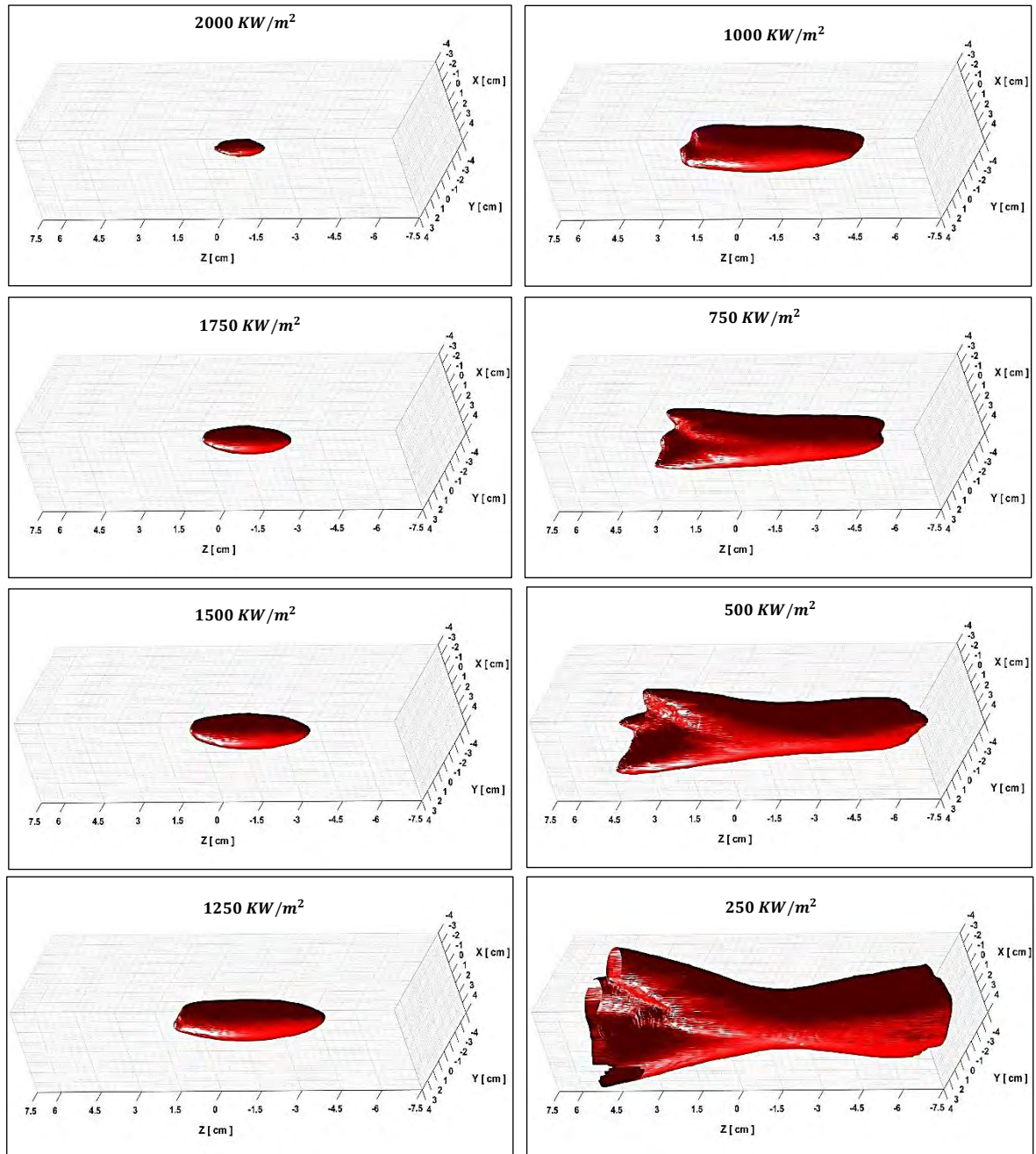


Figura 5.11 Protosuperficies de imágenes experimentales de la radiación solar a lo largo del eje óptico del CosAn.

Por lo que podemos apreciar en la comparativa de las protosuperficies teóricas y experimentales, existe una semejanza entre las protosuperficies generadas mediante las imágenes tomadas de las distribuciones de flujo radiativo concentrado en cada uno de los casos en el CosAn, por lo que podemos asumir, que para fines de estudio, los parámetros y coeficientes establecidos como referencias del concentrador permiten aproximar de manera acertada cuales son las intensidades de radiación que se pueden obtener en diferentes zonas de la línea focal del concentrador y que para fines prácticos se puede estimar una distribución de flujo deseada para someter dispositivos receptores que pudieran hacer una transformación de la radiación solar concentrada en otro tipo de energía, evitando así, los picos de radiación que pudieran elevar las temperaturas de estos receptores, generando daños y afectaciones en los materiales que lo componen.

5.6 Pruebas con una celda fotovoltaica de concentración solar de triple unión.

5.6.1 Acondicionamiento de la celda fotovoltaica de triple unión

Las celdas fotovoltaicas de triple unión, que poseen en su estructura los elementos de las familias II, IV, y V de la tabla periódica, son unas de las celdas que se han perfilado como una de las mejores opciones para ser aplicadas en materia de concentración solar para la generación de potencia eléctrica. Las altas eficiencias que éstas poseen, se deben principalmente al apilamiento monolítico de tres uniones, cada una tiene energía de la banda prohibida mayor a la energía de la banda prohibida de la celda que se encuentra debajo de ella. Por lo que, la unión N-P, que se encuentra en la parte superior de la celda, capta la luz proveniente de la longitud de onda menor del espectro solar. Así, los fotones con menos energía que la banda prohibida de esta región, pasan a la unión de en medio, y los de menor energía, cruzan hasta la unión inferior de la estructura de la celda.

De esta forma cada capa responde a una parte específica de las longitudes de onda contenidas en el espectro solar, aprovechando así cerca del 96% de la energía contenida. Para la experimentación de este trabajo se utilizaron celdas de triple capa con uniones monolíticamente apiladas $\text{In}_{0.5}\text{Ga}_{0.5}\text{P}$, $\text{In}_{0.01}\text{Ga}_{0.99}\text{As}$ y Ge.

El diseño experimental para la caracterización de la celda fotovoltaica de concentración de triple unión, requirió en primer lugar, el acondicionamiento de la celda, a la cual se le conectaron extensiones en las terminales con cable de cobre de calibre 10, dichas conexiones se

reforzaron con puntos de soldadura de estaño. Posterior a ello se llevó a cabo el montaje de la celda sobre un enfriador (Fan Cooler Disipador Pc Intel Foxconn), sujetando las terminales con tornillos. En el centro de la placa de cobre del intercambiador de calor y la parte inferior de la celda se le colocó una pasta de alta conductividad térmica que permite establecer contacto entre las dos partes, y así, mejorar la disipación del calor producido por los picos de irradiancia que inciden sobre la celda, entre la unión generada por el acoplamiento de la cara superior de la placa de cobre del enfriador, y la parte trasera de la celda, se colocó un termopar tipo K, para llevar a cabo el monitoreo de la temperatura de la celda por exposición al spot solar. Por otro parte, en consideración de que el área del spot solar es mayor al área efectiva de la celda, se colocó una máscara de alúmina resistente hasta 1800 °C y que posee propiedad de alta reflectividad, permitiendo proteger los componentes a la exposición de altos niveles de irradiancia, dejando expuesta un área aproximada de 1 cm^2 de la celda.

Una vez acondicionada la celda, se acopló al extremo del blanco Lambertiano sujeto sobre la mesa de posicionamiento automático, colocada sobre el eje focal del CosAn.

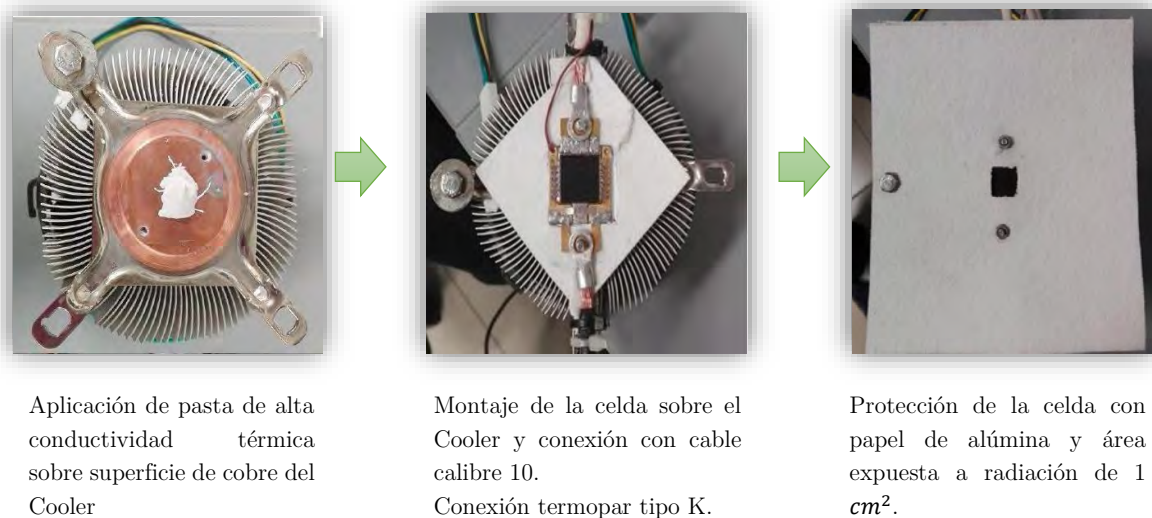


Figura 5.12 Caracterización de la celda fotovoltaica de concentración de triple unión y acoplamiento al disipador de calor.

5.6.2 Distribuciones de flujo radiativo en el CosAn

La metodología de experimentación para obtener las curvas I-V que genera la celda al exponerse a distintos niveles de radiación solar se menciona en el experimento 3, en el apartado 4.2 del capítulo 4 de este documento.

Tomando como referencia este procedimiento, se determinaron los perfiles de distribución de flujo radiativo concentrado en el CosAn desplazando el blanco lambertiano, al mismo tiempo haciendo mediciones con el Gardon 1 y tomando imágenes del spot solar en diferentes posiciones de la línea focal que permiten conocer los niveles de concentración que se pueden hacer incidir sobre la celda.

En la siguiente figura, se muestra los perfiles de distribución de flujo radiativo concentrado del CosAn, es las posiciones desde el punto focal (00mm) hasta 75 mm de barrido sobre el eje “Y” del sistema en intervalos de 5mm con una constante de radiación directa aproximada de 958 W/m^2 .

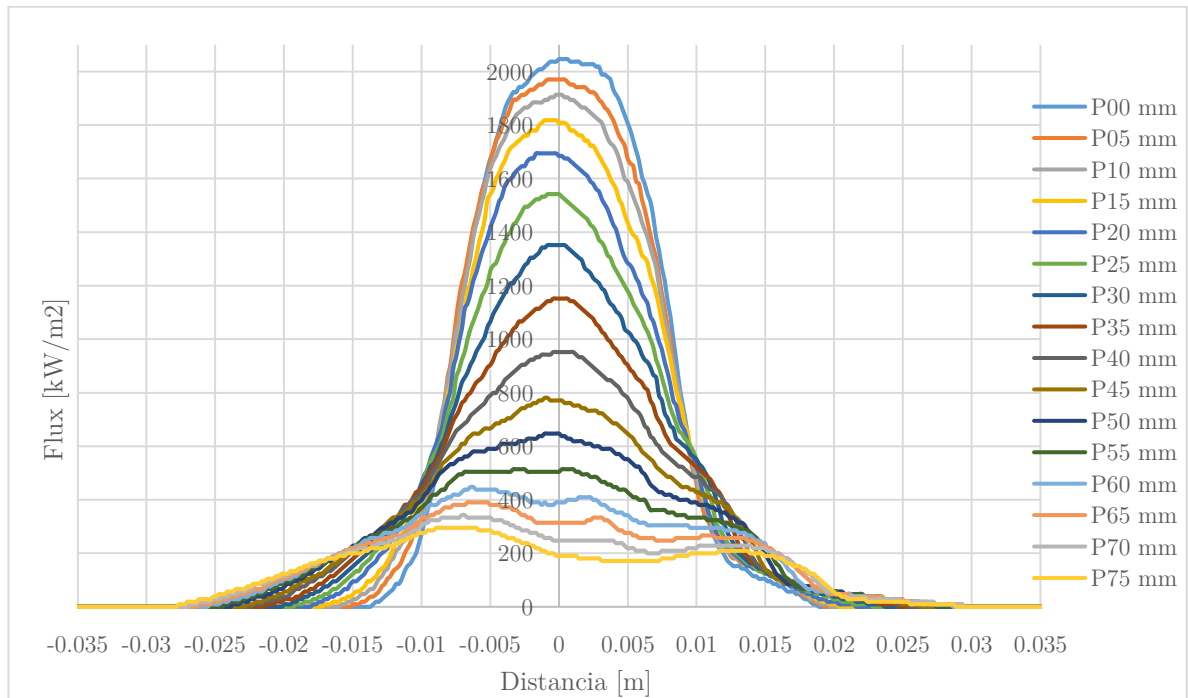


Figura 5.13 *Distribuciones de flujo radiativo concentrado en diferentes posiciones a lo largo del eje óptico del CosAn.*

La Figura 5.13 muestra los niveles de flujo radiativo en distintas posiciones del eje focal, teniendo como pico máximo de concentración de 2046 kW/m^2 en la posición de 00 mm (punto focal) y como mínimo un pico de concentración de 285 kW/m^2 en la posición de 75mm. Es importante tomar en cuenta el área efectiva de la celda fotovoltaica (1 cm^2), como área de interés para ser irradiada por el spot solar de concentración del CosAn, por lo que se pretende que el flujo radiativo concentrado que incida sobre el área expuesta de la celda sea lo más homogéneo posible, para protección de los componentes y evitar incrementos de temperatura por encima de los 110°C en la celda ocasionados por los picos de concentración más altos.

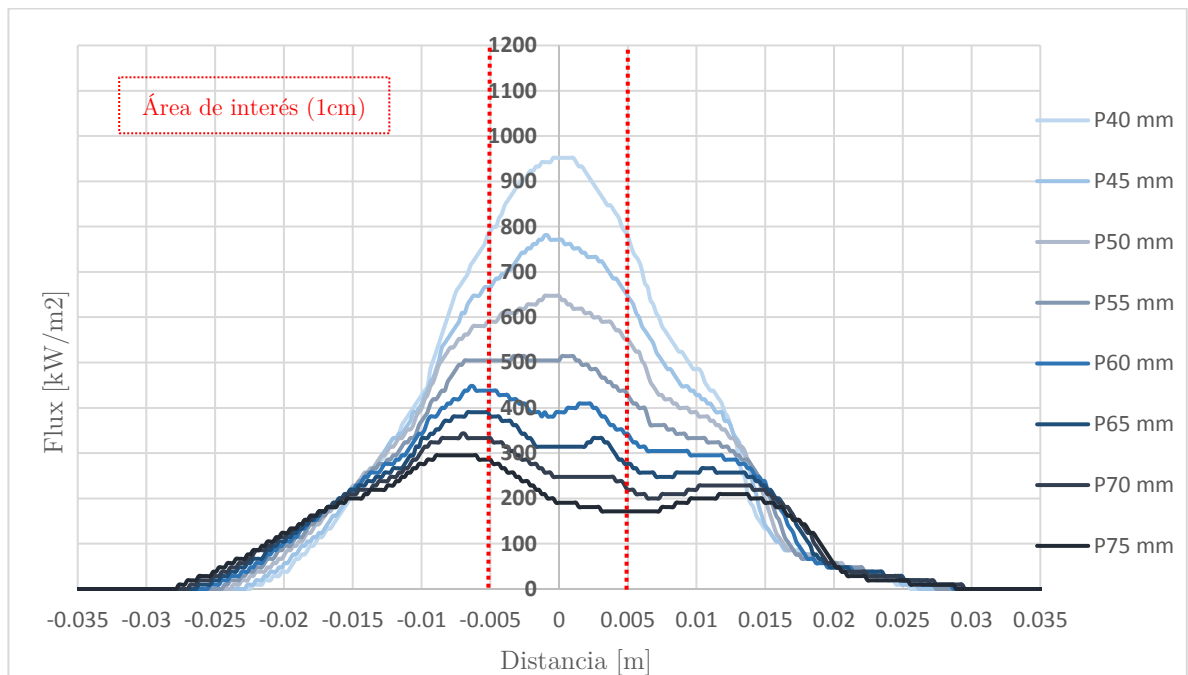


Figura 5.14 *Distribuciones de flujo radiativo concentrado para caracterización de celda fotovoltaica.*

En la Tabla 5.6 se puede apreciar un comportamiento estimado de las intensidades de flujo radiativo que incidirán sobre el área expuesta de la celda fotovoltaica, con las que se puede deducir que en el área de interés existen flujos homogéneos aproximados en los diferentes niveles de concentración que se presentan a lo largo del eje óptico y que se pueden utilizar para generar las curvas I-V que puedan dar resultados de la potencia generada por la celda de triple unión.

Tabla 5.6 Flujo radiativo concentrado en distintas posiciones del eje óptico del CosAn en un área de 1 cm^2

Posición en el eje óptico	Flujo Radiativo pico [KW/m^2] (1 cm^2)	Flujo Radiativo promedio [KW/m^2] (1 cm^2)	Potencia Concentrada Promedio [W] (1 cm^2)	Desviación Estándar [KW/m^2]	Desviación Estándar [%]
40 mm	952	890	89	55	6
45 mm	781	728	72.8	37	5
50 mm	647	611	61.1	25	4
55 mm	514	493	49.3	25	5
60 mm	438	396	39.6	24	6
65 mm	381	328	32.8	28	7
70 mm	333	266	26.6	30	9
75 mm	286	209	20.9	36	13

La tabla 5.6 muestra una aproximación de la potencia que se puede obtener en las distintas posiciones del eje focal, estableciendo una referencia de la posición en la que se puede colocar la celda fotovoltaica dependiendo de los niveles de radiación a la que se quiera someter considerando las condiciones óptimas de operación del CosAn.

A lo largo de la posición del eje focal, en el rango de posiciones desde los 40mm hasta 75mm, las distribuciones de flujo presentan un comportamiento estable en cuanto a las variaciones en los picos de concentración de unidades de flujo radiativo que se puede visualizar en el porcentaje de las desviaciones estándar. Para la posición en 40 mm se obtiene un flujo promedio de $890\text{ KW}/m^2$ con un porcentaje de desviación estándar del 6%, lo que equivale a tener $55\text{ KW}/m^2$, y para la posición de 75 mm, el flujo promedio es de $209\text{ KW}/m^2$ con un porcentaje del 13%, es decir, $36\text{ KW}/m^2$ de desviación estándar.

A medida que nos vamos alejando del punto focal del CosAn, podemos asumir que las distribuciones de flujo concentrado incidentes sobre el área de 1 cm^2 se vuelven más homogéneas, lo que es importante considerar cuando se quiera irradiar la celda fotovoltaica de triple unión y con ello, definir el comportamiento de la producción de potencia de la misma.

5.6.1 Curvas I-V, Potencia y Eficiencia de la celda de triple unión

Para poder obtener las curvas de evaluación en tiempo real de la celda fotovoltaica de concentración sobre los distintos niveles de radiación incidente, se utilizó un trazador de curvas I-V, de la marca EKO, modelo MP-160, con un rango de mediciones de voltaje (0.05-300V), corriente (0.0005 – 10 A), Potencia (0 – 300W).

El procedimiento para obtener las curvas I-V consistió básicamente en el desplazamiento de los objetivos (Sensor Gardon, Blanco Lambertiano y Celda Fotovoltaica) sobre el eje focal para obtener distintos los niveles de radiación que una vez incidiendo sobre el área expuesta de la celda, se debía tomar la medición del voltaje y corriente generada por ésta, donde al mismo tiempo de la medición del trazador, se monitoreaba la temperatura de la celda con el termopar tipo K la cual, determinaba el tiempo de exposición en que la celda debía estar expuesta al flujo concentrado, y así evitar afectaciones a la estructura del material y a la eficiencia generada por el incremento de la temperatura.

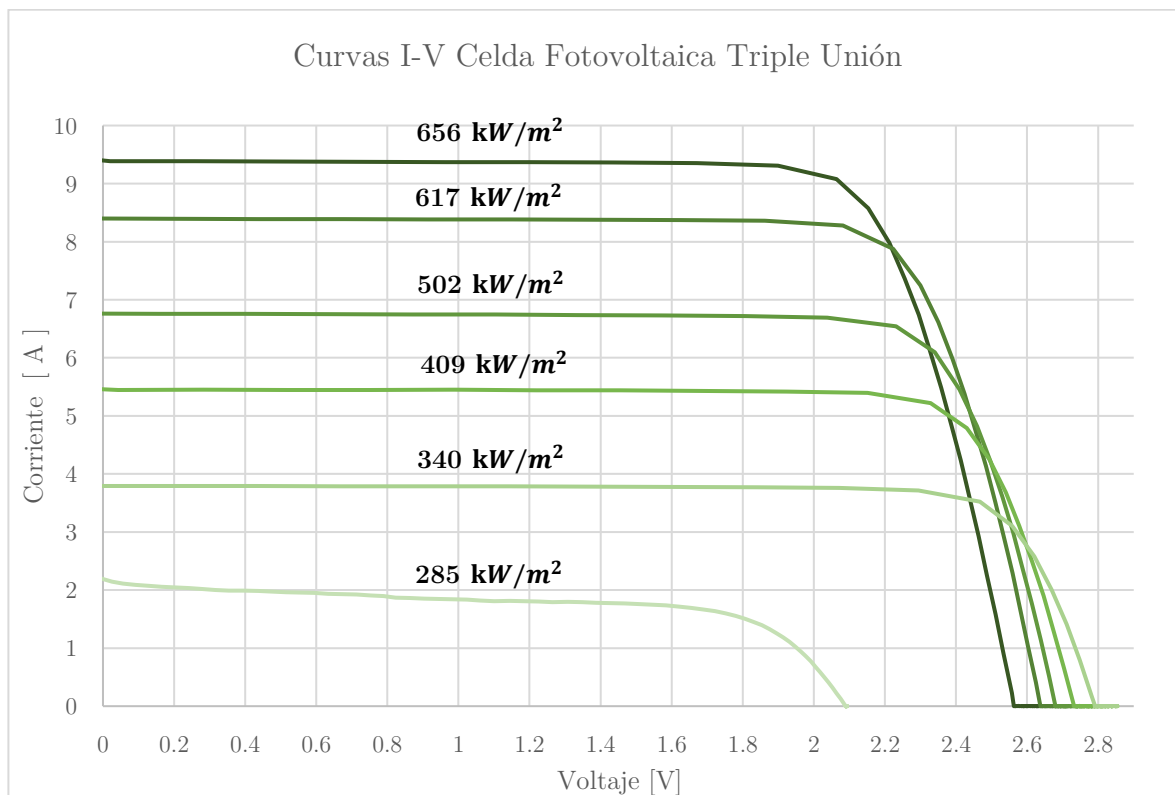


Figura 5.15 Curvas I-V generadas por la celda fotovoltaica a distintos niveles de flujo radiativo pico.

En la Figura 5.15 se muestran las curvas de corriente vs voltaje que se midieron con el trazador de curvas en la que podemos observar que a medida que incrementamos los niveles de flujo concentrado, la corriente generada por la celda se incrementa de igual manera, no obstante, las curvas presentan un comportamiento estable en función de su forma por lo que podemos asumir que el área expuesta de la celda se encontraba irradiada por un flujo radiativo uniforme. Sin embargo, a medida que se presentan estos incrementos, el voltaje generado se ve afectado por las altas temperaturas que se producen en la celda, derivado del tiempo de exposición y de los picos altos de flujo radiativo.

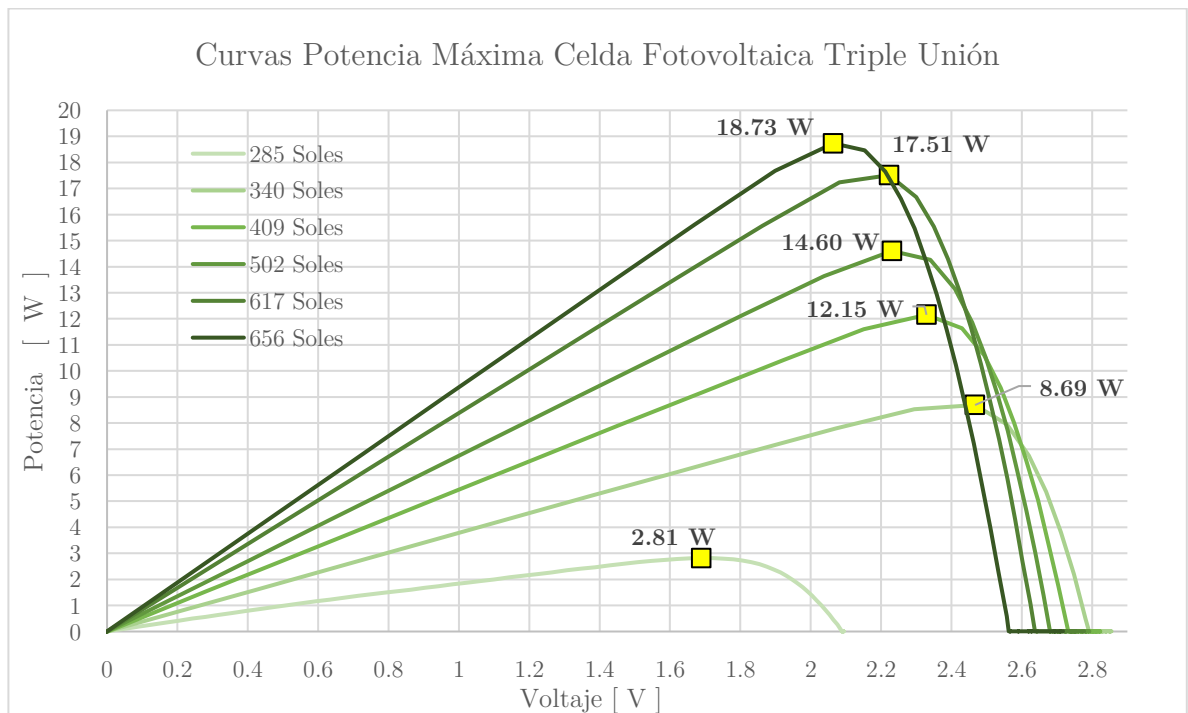


Figura 5.16 Curvas P-V y puntos de potencia máxima generada por la celda fotovoltaica a distintos niveles de flujo radiativo pico.

En la figura anterior, se pueden observar las curvas de potencia vs voltaje obtenidas de las curvas IV, y los puntos máximos de potencia generada por la celda a diferentes niveles de radiación, con los que podemos obtener un comparativo de las eficiencias brutas de conversión que permiten aproximar un caso óptimo de aprovechamiento de la potencia incidente contra la potencia generada.

A partir de la medición de las curvas IV, y las curvas de potencia PV, podemos determinar las eficiencias brutas en función del flujo radiativo promedio del CosAn incidente sobre el área expuesta (1 cm^2) de celda fotovoltaica de triple unión, que va de un rango desde los 270 kW/m^2 hasta los 713 kW/m^2 , con porcentaje de desviación estándar de 5% y 2% respectivamente. La potencia incidente sobre el área de la celda se muestra en la Tabla 5.7 para cada caso, la cual depende directamente del flujo radiativo promedio en el momento de la medición y en función de la constante de radiación directa medida en tiempo real, la cual tuvo un calor aproximado promedio de 730 W/m^2 .

Tabla 5.7 Eficiencias eléctricas de la celda en distintas posiciones del eje óptico del CosAn en un área de 1 cm^2

Flujo Radiativo pico [KW/m ²] (1 cm ²)	Flujo Radiativo promedio [KW/m ²] (1 cm ²)	Desviación Estándar [KW/m ²]	Desviación Estándar [%]	Potencia Concentrada Promedio [W] (1 cm ²)	Potencia CFC [W] (1 cm ²)	Eficiencia eléctrica [%]
285.73	270.91	15.40	5.69	27.09	2.82	10.40
340.77	317.86	7.06	2.22	31.79	8.69	27.34
409.29	381.01	11.01	2.89	38.10	12.15	31.90
502.05	478.97	5.50	1.15	47.90	14.60	30.49
617.34	574.07	28.43	4.95	57.41	17.51	30.50
656.35	608.27	30.34	4.99	60.83	18.73	30.80
783.48	713.92	14.38	2.01	71.39	20.16	28.23

Las eficiencias eléctricas que se muestran en la tabla anterior corresponden a cada una de los valores de flujo radiativo con el que se irradió la celda, para el caso de los 270 kW/m^2 , la eficiencia de la celda fue de 10.4 %, y en el caso del flujo radiativo máximo irradiado en la celda que corresponde a 713 kW/m^2 la eficiencia presentó un valor de 28.3 %.

En la Figura 5.17 se muestra el comportamiento de las eficiencias a lo largo del experimento, y en el cual se puede observar una estabilidad debido a que en los niveles de distribución que van de los 317 kW/m^2 a los 713 W/m^2 , existe una homogenización de las distribuciones de flujo radiativo que contribuyen a que la producción de la energía eléctrica de la celda sea más constante y estable.

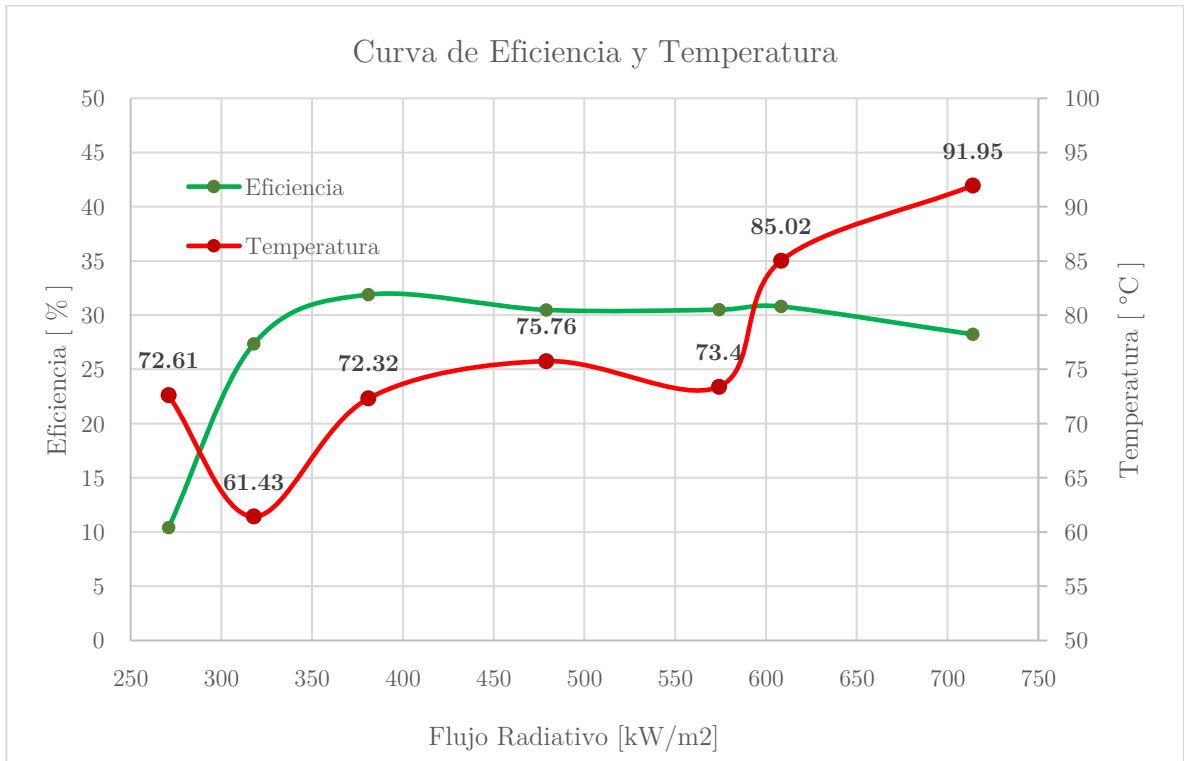


Figura 5.17 Curvas de eficiencia y Temperatura de la celda de triple unión irradiada a distintos niveles de radiación.

La Figura 5.17 se muestra la curva de eficiencia y temperatura obtenida de la celda, a lo largo de las distribuciones de flujo presentadas sobre el eje óptico. Como se mencionó anteriormente, las estabilidades en las eficiencias de la celda se deben a que los flujos homogéneos obtenidos en esa región del CosAn, presenten una disminución en los picos de intensidad y contribuyan a controlar los incrementos de temperatura superficial de la celda que afectan producción de energía eléctrica y, por ende, su eficiencia. La temperatura mayor registrada de aproximadamente 92 °C, se presenta en el flujo de máxima intensidad, como se mencionó anteriormente, a mayores picos de intensidad o posiciones cercanas al punto focal del concentrador, existen menos posibilidades de obtener un flujo homogéneo en el CosAn.

CAPITULO 6. Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

En el presente trabajo se llevó a cabo el desarrollo del concentrador anidólico tipo horno solar (CosAn), la cual se basó en la transición de la estructura del concentrador de foco puntual DEFAC, al diseño y puesta a punto de una estructura estática de soporte de los espejos del concentrador que en conjunto con el heliostato de 5.6 m^2 , y la mesa de caracterización con movimiento en dos ejes, y los dispositivos para adquisición de datos y toma de imágenes, conforman el sistema completo del CosAn.

En la modelación del sistema del CosAn, mediante el software de trazado de rayos Tonatiuh, se simuló la óptica del concentrador con el objetivo de obtener su caracterización, la cual consiste en obtener el error óptico global del sistema, así como conocer las distribuciones de flujo radiativo concentrado en diferentes posiciones del eje óptico las cuales permitieron determinar la concentración teórica del sistema y los picos máximos de concentración que se puede obtener en estos planos de referencia. Además, para la alineación de los espejos del concentrador que permita obtener un flujo radiativo concentrado en la zona focal, se implementó una metodología donde se calculan las coordenadas de la normal de cada uno de los espejos la cual intercepta en el radio de curvatura del concentrador (4m).

Durante la validación de la metodología de alineación, se identificaron diferentes problemáticas, ya que al emitir una fuente de luz con un láser que cubriera el área de captación del concentrador, los rayos que incidían sobre la superficie de los espejos presentaban un ángulo de incidencia diferente, lo que provocaba que los spots de referencia no se ubicaran en el plano de referencia posicionado en el radio de curvatura. Sin embargo, al emitir un haz de luz con un LED, los rayos incidentes presentaban un comportamiento similar a un haz de luz colimado, donde los rayos incidentes se suponen paralelos a la superficie y permiten alinear los spots de referencia en la ubicación respectiva en el patrón de alineación.

El diseño e implementación del soporte de alineación de los espejos del sistema fue de gran importancia debido a la facilidad y precisión con la que los espejos pueden manipularse para poder alinear la óptica, sin embargo, este sistema supone un mecanismo manual, el cual implica

tareas de mantenimiento debido a la susceptibilidad de los componentes a factores de acumulación de polvo y oxidación de los materiales metálicos.

La metodología que se llevó a cabo para alinear las facetas del heliostato ubicando las referencias sobre éstas y emitiendo un plano horizontal de referencia con un láser, conlleva un procedimiento que se debe hacer durante el transcurso de la noche, para visibilidad del haz de luz, sin embargo, en la validación de esta alineación, durante el seguimiento, la estructura de soporte de las facetas presentaba un movimiento producto del peso de éstas, lo que provocaba que las facetas se desalinearan. A pesar de ello, se buscó una segunda metodología que para fines de experimentación resultó ser la que presento mejores resultados.

Las mejoras en software y hardware del sistema de control para el seguimiento del heliostato, permitieron generar una interfaz más accesible y manipulable para el usuario, en donde se tiene acceso a todos los parámetros de ajuste del control. También presentó mejoras en cuanto a la precisión del seguimiento, reduciendo la deriva en el spot de concentración, esto mediante la implementación de un sensor de retroalimentación que convierte el sistema de lazo abierto a un sistema de control en lazo cerrado. La mirilla u ojo óptico, emite señales de corrección, estas señales se traducen a ángulos de corrección que permiten disminuir el desfase del spot sobre su punto de referencia.

El movimiento automático en los dos ejes de la mesa de caracterización permitió que las pruebas de caracterización se realizarán de manera sencilla, debido a la manipulación de los actuadores mediante una interfaz de programación. En esta mesa de caracterización, se llevó a cabo el montaje del Blanco Lambertiano, el radiómetro tipo Gardon y la celda fotovoltaica de concentración, así como el montaje del brazo de soporte de la cámara CCD acoplado al movimiento del actuador sobre el eje focal, el cual permitió la toma de imágenes de la distribución de flujo radiativo sobre la pantalla lambertiana a lo largo del eje focal sin cambiar la relación de distancia entre la cámara y el plano de referencia.

En el cumplimiento de los objetivos de este trabajo, la determinación del error óptico global aproximado del sistema (2.6 mili radianes), permitió conocer los niveles de concentración del sistema en base a los parámetros y la estimación de factores que componen el “el factor de horno”, sin embargo, para validar estas aproximaciones teóricas, se procedió a realizar distintas campañas experimentales, entre las cuales se encuentra la medición del flujo radiativo concentrado. Durante esta campaña, se llevó a cabo la medición del flujo concentrado en la zona focal del concentrador, y la toma de imágenes de la distribución de flujo incidente sobre un plano de referencia en distintas posiciones del eje focal, con esto, se demostró que la

combinación de factores como la alineación de las facetas del helióstato, la alineación de los espejos del concentrador, y la disminución de los errores en el seguimiento solar, permitieron obtener un instrumento de calidad. No obstante, considerando los casos óptimos de operación del sistema, los niveles de concentración que se pueden alcanzar son de aproximadamente 2254 soles, con un factor de horno de 0.517.

Durante las pruebas de caracterización de la celda fotovoltaica, se identificó que a lo largo del eje óptico del concentrador los niveles de radiación suelen ser más homogéneos a medida que se aleja de la zona focal. De acuerdo con esta consideración, la celda se irradió a niveles de concentración menores a 1000 kW/m^2 , esto para proteger de daños a la estructura de la celda provocados por temperaturas elevadas debido a los altos picos de concentración. A lo largo de las distintas pruebas de caracterización de la celda, las temperaturas se elevaban debido a los tiempos prolongados de exposición del área expuesta, ya que el sistema de enfriamiento por medio del Cooler no extraía de manera eficiente el calor producido por estas altas temperaturas lo cual afectaba la eficiencia de conversión de la celda. No obstante, las eficiencias de la producción eléctrica evaluadas en las distribuciones de flujo promedio en el rango de los 320 kW/m^2 a los $715 \text{ (kW/m}^2)$ presentaron un comportamiento constante con un valor cercano al 30%, lo que relaciona el hecho de que las distribuciones de flujo del CosAn en este rango son más homogéneas lo que implica tener menos gradientes de temperatura superficial que afectan las eficiencias.

Recomendaciones

Las recomendaciones mencionadas en este apartado se presentan en consideración de la experiencia obtenida a partir del desarrollo de este proyecto, desde la parte de diseño hasta cada una de las campañas experimentales de las cuales, se generó información para identificar las mejoras que pudieran servir como un esquema de perfeccionamiento de las actividades desarrolladas.

1. Se recomienda que, las cuatro facetas del helióstato, sean sustituidas por al menos dos facetas, esto para reducir los errores generados por una mala alineación entre ellas, y que provocan un error en los spots de los espejos del concentrador, ya que, al no producir un solo plano de proyección, existen hasta dos spots en algunos espejos del helióstato debido a la proyección de dos planos diferentes.
-

2. Para el sistema de alineación manual de los espejos, es recomendable diseñar un mecanismo eficiente que permita tener un control automático del movimiento de los espejos, lo que permitiría obtener un control más preciso de la posición de referencia de los espejos y poder ajustarla de manera continua en caso de desajuste, por medio de una interfaz sin la necesidad de operar el mecanismo de forma manual.
3. Se recomienda sustituir el sistema de refrigeración de la celda, el cual podría implementarse mediante el acoplamiento de la celda a una placa plana de cobre refrigerada con agua, y que garantice el contacto de la cara trasera de la celda para remover el exceso de calor producido en tiempos prolongados de exposición al flujo radiativo incidente.
4. En general, se recomienda construir una estructura que proteja los espejos del concentrador, la mesa de caracterización y los equipos de adquisición de datos. Así, posibilita anclar la mesa de dos ejes a una posición estática, y garantizar la repetitividad en las campañas experimentales.
5. Es recomendable repetir las mediciones de flujo radiativo en las condiciones óptimas, que garanticen la repetitividad de los datos obtenidos, y poder realizar un ajuste de las mediciones en ambos sensores de flujo radiativo.

Referencias

- [1] AIE (Agency International Energy). (2016). “*World Energy Outlook 2016*”. Resumen Ejecutivo. París, Francia.
 - [2] Arancibia Bulnes, C., & Best Brown, R. (2010). “*Energía del Sol*”. Revista de la academia de ciencias. pp 10-17.
 - [3] Arancibia-Bulnes, C., & Riveros-Rosas, D. (2013). “*Óptica de Sistemas de Concentración Solar*”. Notas de Curso. Temixco, Morelos.
 - [4] Baig, H., Heasman, K.C., Mallick, T.K. (2012). “*Non-uniform illumination in concentrating solar cells*”. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
 - [5] Bense, T. (Noviembre de 2007). “*Aplicaciones prácticas de la percepción remota satelital*”. Uruguay.
 - [6] Bliss, Raymond W. (1957). “*Notes on performance design of parabolic solar furnaces*”.
 - [7] Buie D. Monger A.G. and Dey C.J. (2003). “*Sunshape distributions for terrestrial solar simulations*”. Solar Energy vol. 74, pp. 113-122.
 - [8] Cabeza L., José M. (2010). “*Fundamentos de transferencia radiante luminosa o la verdadera naturaleza del factor de forma y sus modelos de cálculo*”. Ed. Netbiblo.
 - [9] Carlomagno, G., & Ianiro, A. (October de 2014). “*Thermo-Fluid dynamics of submerged jets impinging at short nozzle to plate distance: A review*”. EXP THERM FLUID SCI.
 - [10] CENER. (2017). “*National Renewable Energy Centre – CENER*”. Recuperado el 2017, de Tonatiuh: <https://github.com/iat-cener>.
 - [11] Chern, Sing, L., Li. (2009). “*Flux distribution of solar furnace using non-imaging focusing heliostat*”. Solar Energy, vol. 83.
 - [12] Cotal,H., Fetzer, C., Boisvert, J., Kinsey, G., King, R., Hebert, P., Yoom, H., Karam, N. (2008). “*III-V multijunction solar cells for concentrating photovoltaics*”. The Royal Society of Chemistry: Energy & Environmental Science. Pp 174-192.
 - [13] Cruz, F. (1997). “*Diseño, Construcción y pruebas de un calorímetro para el DEFRAC*”.
-
-

-
- [14] Cruz, F., Estrada, C. A., Cervantes, J., & Quiñones, J. (1997). “*Caracterización del DEFRAC*”. Parte I: Estudio Térmico. Memorias de la XIX semana Nacional de Energía Solar, (págs. 170-176).
- [15] Duffie, J., & Beckman, W. (1991). “*Solar Engineering of Thermal Process*”. (2a Edición ed.). Wisconsin, USA: John Wiley & Sons.
- [16] Estrada Gasca C. A., Islas Samperio J. (Coordinadores). (2010). “*Energías Alternas: Propuesta de Investigación y Desarrollo Tecnológico para México*”. Academia Mexicana de Ciencias, México, Creativa Impresiones, México D.F. pp 137.
- [17] Estrada, C. A., Higuera, S., Oskam, & Cervantes, J. (1995). “*Dispositivo para el Estudio de Flujos Radiativos Concentrados: DEFRAC*”. Memorias de la XIX Semana Nacional de Energía Solar, 183-186.
- [18] Estrada Gasca, C. I. (2010). “*Energías Alternas: Propuesta de Investigación y Desarrollo Tecnológico para México*”. Distrito Federal, Distrito Federal, México.
- [19] Glaser, Peter E. (1957). “*A solar furnace for use in applied research*”. Solar Energy, vol. 1, Issues 2-3, pp.63-67, April-July.
- [20] Glaser, Peter E. (1958) “*Engineering research with a solar furnace*” Solar Energy, vol. 2, Issues 2, pp. 7-10.
- [21] Grajeda, P. (1997). “*Sistema de control del DEFRAC (Dispositivo para el Estudio de Flujos Radiativos Concentrados)*”. Tesis de Licenciatura. Temixco, Morelos, México.
- [22] IANAS Red Interamericana de Academia de Ciencias. (2016). “*Guía hacia un futuro energético sustentable para las américas*”. Ciudad de México, Ciudad de México, México.
- [23] Licurgo, J. (2012). “*Diseño, construcción y puesta en operación de una pantalla lambetiana para el horno solar de alto flujo radiativo*”. Tesis de Licenciatura. Cuernavaca, Morelos.
- [24] López- Álvarez, J. (2016). “*Validación de modelos simplificados para el cálculo de distribución de flujo en plantas termosolares de receptor central*”. Trabajo Fin de Grado. Sevilla, España.
- [25] Méndez, J., & Cuervo, R. (2007). “*Energía Solar Térmica*”. Madrid: FC Editorial.
-

-
- [26] MetAs & Metrólogos Asociados. (2008). *“La guía MetAs: LINEALIDAD. Curvas de ajuste, Interpolación y Extrapolación”*. Cd. Guzmán, Jalisco, México.
- [27] París, L. d. (s.f.). *L’Observatoire de París. “Receptores de Transferencia de Carga CCD”* Recuperado de Ventanas Abiertas al Universo:
<https://media4.obspm.fr/public/VAU/instrumentacion/instrumento/ccd/camara-ccd/APPRENDRE.html>
- [28] Pérez-Enciso, R., Brito-Bazan, E., Arancibia-Bulnes, C.A., Riveros-Rosas, D., Pérez-Rábago, C.A., Quiñones, J.J., Estrada, C.A. (2012). *“Correction of the concentrated sunlight spot’s drift of the CIE-UNAM’S solar furnace”*. Memorias Solar Paces 2012.
- [29] Pérez Enciso, R. (Enero de 2015). *“Caracterización óptica y térmica del horno solar del IER”*. Tesis Doctorado. Temixco, Morelos, Mexico.
- [30] Pérez Rábago, Carlos A. (2003). *“Diseño, Construcción y Puesta en Operación de un Calorímetro de Cavidad Cónica para un Concentrador Solar de Foco Puntual (DEFRAF)”*. Tesis Maestría. Temixco, Mor.
- [31] Pérez-Rábago C.A., D. Riveros-Rosas, O.A. Jaramillo, M. Bazán, M. Carrillo-Santana, M. Montiel-González, G. Ascanio, C.A. Estrada. (2010) *“Mini-Solar Furnace by Using a Point Focus Solar Concentrator”*. Memorias Solar Paces 2010.
- [32] Quiñones, J., Estrada, C. A., Cruz, F., & Cervantes, J. (1997). *“Caracterización del DEFRAF”*. Parte II: Estudio Óptico. Memorias de la XIX Semana Nacional de Energía Solar, (págs. 160-166).
- [33] Rebellato, D. (2016). *“Studio Teorico e Sperimentale di un Concentratore Solare Parabolico Lineare con Ricevitore Piano”*. Tesis Maestría. Univesitá Degli Studi di Padova.
- [34] REN21, (2016). *“Renewables 2016: Global Status Report”*. Renewable Energy Policy Network for Century 21. París, Francia.
- [35] Riveros Rosas, D. (2008). *Diseño del Horno Solar de alto flujo del CIE-UNAM*. Temixco.
- [36] Riveros Rosas, D., Sánchez-González, M., Estrada, C.A. (2008). *“Three-Dimensional Analysis of a Concentrated Solar Flux”*. ASME. Vol. 30.
-

-
- [37] Roldán S., M. (2013). “*Diseño y análisis térmico de un sistema de receptor volumétrico para un horno solar de alta temperatura*”. Madrid, España. Ed. Ciemat.
- [38] Romero, Vicente J. (1984). “*CIRCE2/DEKGEN2: A Software Package for Facilitated Optical Analysis of 3-D Distributed Solar Energy Concentrators*”. Sandia Report, USA.
- [39] Semanck, P. &. (2007). “*Solar Dish Engine. Proceedings IP 2007 Environmental Impacts of Power Industry*”. (págs. 55-60).
- [40] SENER (Secretaría de Energía). (2015). “*Balance Nacional de Energía*”. México.
- [41] SolarPaces, GreenPeace International, ESTELA. (2016). “*Solar Thermal Electricity : Outlook*”. Sevilla, España: GreenPeace/Markel Redondo.
- [42] W. Bliss, R. (1957). “*Notes of performance design of parabolic solar furnaces*”.
- [43] Winter, C. (1991). “*Solar Power Plants*”. Berlin, Heilderberg: Springer-Verlag
-
