

**CARACTERIZACIÓN Y OPTIMIZACIÓN
DEL SEGUIMIENTO SOLAR
DE UN CONCENTRADOR SOLAR
DE CANAL PARABÓLICO**

TESIS

PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE

**MAESTRO EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA
EN LA ESPECIALIDAD DE MECATRÓNICA**

PRESENTA

**ING. TONATHIU QUETZALCOATL
SALDIVAR AGUILERA**

DIRECTOR

DR. ARTURO DÍAZ PONCE

CO-DIRECTOR

DR. LUIS M. VALENTÍN CORONADO

AGUASCALIENTES, AGS, ABRIL, 2022.

Agradecimientos

A mi madre Rosa Luz que siempre me ha impulsado por seguir aprendiendo cosas nuevas y apoyar cada decisión que he tomado, a mi padre Salvador por inculcarme valores de trabajo y responsabilidad en cada actividad y objetivos planteados. Les agradezco por cada consejo que han dado a lo largo de mi vida para ser quien soy y a donde he llegado de manera académica, personal y profesional.

Para mis hermanos Xochiquetzal y Xiuhtecuhtli que gracias a su apoyo he podido crecer como persona y además de han estado al pendiente de mi de manera personal y académica.

A mis amigos y amigas que me han estado conmigo durante este periodo de tiempo dándome consejos y ánimos para culminar esta etapa profesional.

Al Dr. Arturo Díaz Ponce por su confianza en mi para llevar a cabo el desarrollo del presente proyecto de investigación y por todas sus enseñanzas académicas, personales y profesionales. Así como a la Dra. Guadalupe Moreno Quintanar y al Dr. Luis M. Valentín Coronado por su apoyo profesional y académico.

Agradecer a Inventive Power, en particular al M.C. Aldo Agraz por su apoyo técnico y el permitir realizar el estudio del concentrador Power Trough 250[®] en la presente tesis.

Finalmente, quiero agradecer al CIO y al CONACYT por el apoyo económico que se me proporciono para poder culminar un sueño y dar a conocer los desarrollos tecnológicos que se llevan a cabo en Aguascalientes.

Dedicatoria

*Dedicado a:
mi madre Rosi, mi padre Salvador, mi hermana Xochiquetzal y mi hermano Cautli.
Gracias por el apoyo que siempre me han brindado como familia.
También, por ese soporte personal, académico y emocional
que siempre me he tenido presente.*

Resumen

En los últimos años, en México como en varias partes del mundo se ha visto un incremento en utilizar energías renovables para cubrir parte de la demanda energética de la sociedad y la industria, siendo la energía térmica la de mayor demanda, ya que típicamente, se utilizan combustibles fósiles y sus derivados, causando impactos negativos al medio ambiente [1]. Por tanto, se han impulsado nuevas tecnologías para aprovechar las energías renovables, ya que tienen un mínimo impacto ambiental; siendo la energía solar la de mayor crecimiento porque es gratuita, abundante en gran parte del mundo y fiable por muchos años.

Los sistemas de concentración emplean la energía solar para generar calor. El concentrador con mayor madurez es el de canal parabólico. Para obtener el mayor beneficio es necesario mantenerlo enfocado a la posición aparente del Sol. Por este motivo, el sistema de seguimiento solar es un elemento de suma importancia ya que actualiza la posición del sistema continuamente para que la irradiancia solar directa incida perpendicular al espejo parabólico y se refleje al tubo-receptor. Sin embargo, debe tomarse en cuenta el nivel de error ya que influye en la captación de energía solar y en consecuencia en la eficiencia térmica [2].

En esta tesis se presenta la optimización del sistema de seguimiento solar del Power Trough 250[®] aplicando una estrategia de control en doble lazo cerrado. Se desarrollo un novedoso método de sombreado aunado al procesamiento de imágenes y los datos de un sensor de fotodiodos para disminuir el error de seguimiento.

Índice de contenido

Nomenclatura	IX
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Planteamiento del problema	3
1.3. Justificación	3
1.4. Hipótesis	4
1.5. Objetivo general	4
1.5.1. Objetivos específicos	4
2. Marco teórico	5
2.1. Energía solar	5
2.2. Tecnología de concentración solar	8
2.3. Power Trough 250 [®] concentrador solar de canal parabólico de Inventive Power	9
2.3.1. Análisis óptico	10
2.4. Sistema de seguimiento solar	14
2.4.1. Seguimiento solar en dirección este-oeste	14
2.5. Sistema de control	15
2.5.1. Sensores solares	16
2.6. Error de seguimiento solar en un concentrador mono-eje	17
2.7. Ángulo de aceptación de un concentrador de canal parabólico	18
2.8. Desarrollo de sistemas de seguimiento	18
2.8.1. Programa de trazado de rayos Tonatiuh	19
3. Metodología	20
3.1. Simulación óptica del Power Trough 250 [®] en Tonatiuh	20
3.1.1. Ángulo de aceptación basado en datos de la simulación óptica	23
3.2. Banco de pruebas y recolección de datos	24
3.3. Modelado de la eficiencia térmica del sistema	25
3.4. Ángulo de aceptación basado en datos experimentales	26
3.5. Estimación paramétrica del servo-mecanismo del PT250	26
3.6. Caracterización de la precisión del seguimiento solar	29
3.7. Esquema experimental en un lazo cerrado	29
3.7.1. Caracterización del sensor solar de fotodiodos	30
3.8. Dispositivo visual propuesto basado en sombras	31
3.8.1. Procesamiento digital de imágenes	33
3.9. Propuesta de algoritmo de control en doble lazo cerrado	35
4. Resultados	38
4.1. Análisis del seguimiento solar	38
4.2. Análisis térmico	41

Conclusiones	45
Recomendaciones	46
Bibliografía	49
Anexos	50

Índice de tablas

2.1. Características geométricas y parámetros técnicos del PT250.	12
3.1. Parámetros utilizados para el análisis de flujo.	20
3.2. Ganancias del modelo matemático.	28
4.1. Datos de pruebas experimentales con el STS1.	39
4.2. Datos de pruebas experimentales con el STS2.	39
4.3. Datos experimentales obtenidos mediante el STS1.	42
4.4. Datos experimentales obtenidos mediante el STS2.	42

Índice de figuras

1.1. Concentrador de canal parabólico de J. Ericsson [5].	1
1.2. Irradiancia solar directa en México [7].	2
1.3. PTC Power Trough 250 [®] instalado en el CIO-Aguascalientes.	3
2.1. Curva característica de la radiación solar en la superficie de la Tierra [9].	5
2.2. Absorción de radiación solar a través de la atmósfera [12].	6
2.3. Componentes que se perciben dentro de la atmósfera.	7
2.4. Relación Sol-Tierra para el cálculo del ángulo solar [9].	7
2.5. Ilustración de algunos de los parámetros Sol - Tierra [9].	8
2.6. Elementos del Power Trough 250 [®] [6].	9
2.7. Parámetros de la parábola de un PTC con receptor circular (vista transversal) [9].	10
2.8. Vista transversal de la parábola del PT250.	11
2.9. Esquema de pérdidas geométricas finales [18].	13
2.10. Vista real de la sección no iluminada en el PT250 en el mes de noviembre.	13
2.11. Cálculo del factor de pérdida geométrico.	14
2.12. Configuración de seguimiento solar en dirección este - oeste [9].	15
2.13. Sistema típico con retroalimentación con sensores [25].	16
2.14. Ejemplos de configuración de sensores solares [26].	17
2.15. Ilustración del error de seguimiento respecto a la línea incidente de los rayos solares.	17
2.16. Representación del ángulo de aceptación [9].	18
2.17. Carátula del programa Tonatiuh [38].	19
3.1. Vista del modelo computacional del PT250 en el programa Tonatiuh.	21
3.2. Ilustración del ángulo de incidencia transversal en la simulación de trazado de rayos.	21
3.3. Flujo solar en el receptor respecto al ángulo de incidencia obtenido en la simulación de trazado de rayos.	21
3.4. Distribución de flujo térmico y fotones en la circunferencia y superficie del tubo receptor a un ángulo $\theta_i = 0^\circ$	22
3.5. Distribución de flujo térmico y fotones en la circunferencia y superficie del tubo receptor a un ángulo $\theta_i = 0.5^\circ$	22
3.6. Distribución de flujo térmico y fotones en la circunferencia y superficie del tubo receptor a un ángulo $\theta_i = 1^\circ$	23
3.7. Ángulo de aceptación teórico a partir de la simulación óptica.	23
3.8. Ubicación geográfica del PT250.	24
3.9. Diagrama esquemático del sistema térmico y recolección de datos.	24
3.10. Ángulo de aceptación basado en datos experimentales.	26
3.11. Diagrama de bloques en Simulink para la estimación paramétrica del motor-reductor.	27
3.12. Diagrama de conexiones para la estimación paramétrica.	27
3.13. Comparación de la señal inducida en el sistema de control y la señal capturada del decodificador del motor.	28
3.14. Ilustración del error angular y la ubicación del soporte del sensor digital en el PT250.	29

3.15. Sistema de control con sensor solar como retroalimentación.	30
3.16. Error de seguimiento del día 22/01/2019 en condiciones de cielo despejado.	30
3.17. Sensor solar de fotodiodos y la respuesta eléctrica de F_1 y F_2	31
3.18. Elementos del dispositivo visual propuesto.	32
3.19. Esquema eléctrico de comunicación y conexiones eléctricas del nuevo dispositivo visual.	32
3.20. Imagen capturada de la placa receptora.	33
3.21. Imagen seccionada, con corrección de brillo y exposición. Procesada a escala de grises,	33
3.22. Imagen binarizada.	33
3.23. Detección de bordes y cálculo del centroide.	34
3.24. Relación angular de la proyección de sombra lineal del dispositivo visual propuesto.	34
3.25. Sistema de control en doble retroalimentación.	35
3.26. Representación de las histéresis del sistema de control en doble lazo cerrado.	36
3.27. Diagrama de flujo del control propuesto.	37
4.1. Relación del error de seguimiento, eficiencia térmica instantánea e irradiancia solar directa.	40
4.2. Comportamiento del flujo másico de cada día de experimentación.	41
4.3. Efecto del cambio de irradiancia solar en la diferencia de temperaturas.	43
4.4. Comportamiento de la eficiencia térmica instantánea ante un cambio de temperaturas.	43
4.5. Eficiencia térmica instantánea.	44
4.6. Proyección de diferentes vistas del prototipo utilizado para el nuevo sistema de control.	51
4.10. Datos experimentales del día 8 de junio del 2021.	55
4.13. Datos experimentales del día 8 de noviembre del 2021.	58
4.14. Datos experimentales del día 11 de noviembre del 2021.	59
4.19. Datos experimentales del día 26 de noviembre del 2021.	64
4.23. Datos experimentales del día 8 de diciembre del 2021.	68
4.24. Datos experimentales del día 9 de diciembre del 2021.	69

Nomenclatura

α_s	Altura solar	W	Ancho de la parábola
δ	Declinación solar en grados	x	Eje horizontal de la parábola
\dot{m}	Flujo másico	y	Linea focal de la parábola
\dot{v}	Flujo volumétrico	CIO	Centro de Investigaciones en Óptica A.C.
ω_s	Ángulo horario solar	CSP	Energía de concentración solar (Concentrated Solar Power)
ϕ	Latitud geográfica en grados	DHI	Radiación solar difusa (Diffuse Horizontal Irradiance)
ϕ_R	Ángulo final de la parábola	DMA	Desviación media absoluta
ρ	Densidad	DNI	Radiación solar directa (Direct Normal Irradiance)
θ_i	Ángulo de incidencia	EAM	Error absoluto máximo
θ_s	Ángulo del cono solar en grados	GHI	Radiación solar global (Global Horizontal Irradiance)
θ_z	Ángulo cenital	HTF	Fluido de transferencia de calor (Heat Transfer Fluid)
$^\circ$	Grados	IEC	Integral media absoluta
C	Radio de concentración solar	m	Metros lineales
D	Diámetro del receptor	m ²	Metros cuadrados
f	Distancia focal del receptor respecto al eje horizontal	PC	Computadora personal (Personal Computer)
$F_1 F_2$	Fotodiodo 1 y fotodiodo 2	PT250	Power trough 250 [®]
L	Longitud de la parábola reflectora	PTC	Concentrador de canal parabólico (Parabolic Trough Colector)
n_{th}	Eficiencia térmica	PWM	Señal modulada por ancho de pulso (Pulse Width Modulation)
r	Radio de la parábola normal al eje horizontal	RPM	Revoluciones por minuto
r_r	Radio de borde de la parábola	SPA	Algoritmo de posición solar (Solar Position Algoritm)
ref	Señal de referencia	STE	Error de seguimiento (Solar Tracking Error)
SP_C	Señal de retroalimentación del procesamiento de imágenes	STS	Sistema de seguimiento solar (Solar Tracking System)
SP_S	Señal de retroalimentación del sensor	W	Potencia (Watts)
		°C	Grados centígrados

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes

El Sol ha sido utilizado desde nuestros antepasados como fuente de iluminación y de calor, además de ser soporte vital en la Tierra para todo ser vivo y, ser generador de fuerzas naturales de las cuales se aprovecha su dinamismo para propósitos energéticos [3]. En otras palabras, las energías renovables favorecen al mercado económico al aprovechar fenómenos naturales tales como el viento, las mareas, los ríos, los rayos solares, entre otros, para generar electricidad o calor [4]. En específico, la energía solar puede aprovecharse para generar calor o electricidad sustituyendo parcialmente al uso de combustibles fósiles, como el petróleo y sus derivados, los cuales tienen un impacto negativo al medio ambiente. Desde los años 80's, se han diseñado diferentes inventos para el aprovechamiento de la energía solar; por ejemplo, en el año de 1884, J. Ericsson publicó en la revista Nature el diseño de un concentrador solar de canal parabólico (Parabolic Trough Collector, PTC en sus siglas en inglés) que se muestra en la Figura 1.1. El PTC estaba instalado en Nueva York y era utilizado para accionar un motor de vapor [5]. Con el paso del tiempo se han ido desarrollando nuevos sistemas de concentración más eficientes e innovadores utilizando materiales más resistentes y de bajo costo. En los últimos años, tanto en México como en la mayor parte del mundo se ha visto un incremento en el uso de energías renovables para cubrir parte de la demanda energética de la sociedad y del sector industrial, siendo la energía térmica la de mayor demanda [1].

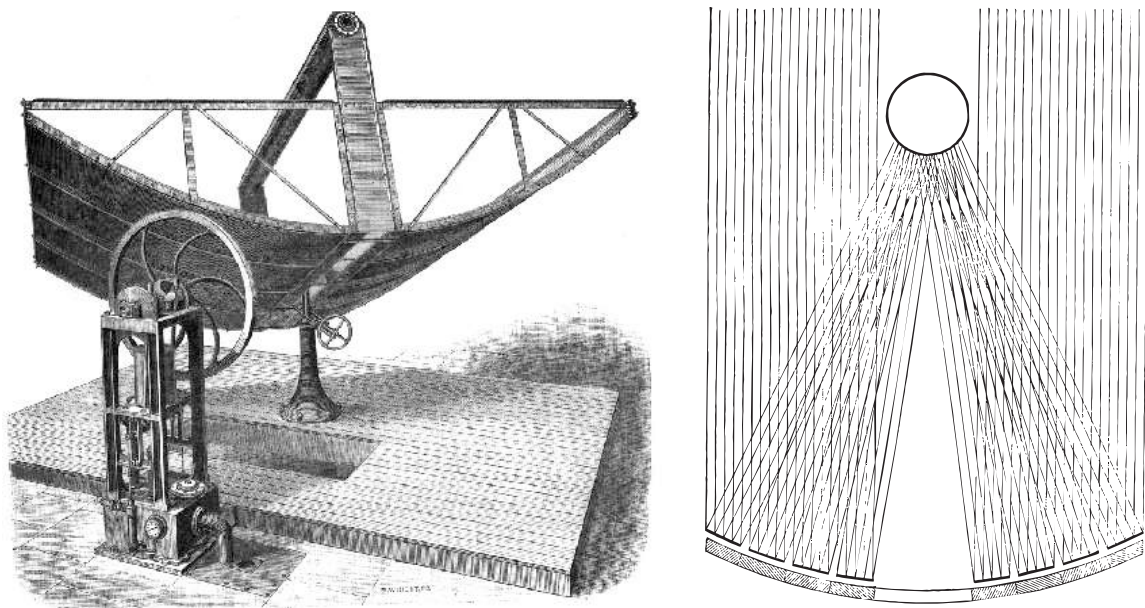


Figura 1.1: Concentrador de canal parabólico de J. Ericsson [5].

Gracias a su ubicación geográfica, México recibe en promedio 5.5 kW/m^2 de energía solar al día [4]. Siendo el norte y el centro del país, los mas idóneos para instalar sistemas de concentración solar debido a las cantidades de irradiación que reciben, ver Figura 1.2. Cabe mencionar que a lo largo de la República Mexicana ya se han instalado proyectos de PTCs para el aprovechamiento de dicho recurso natural [6].

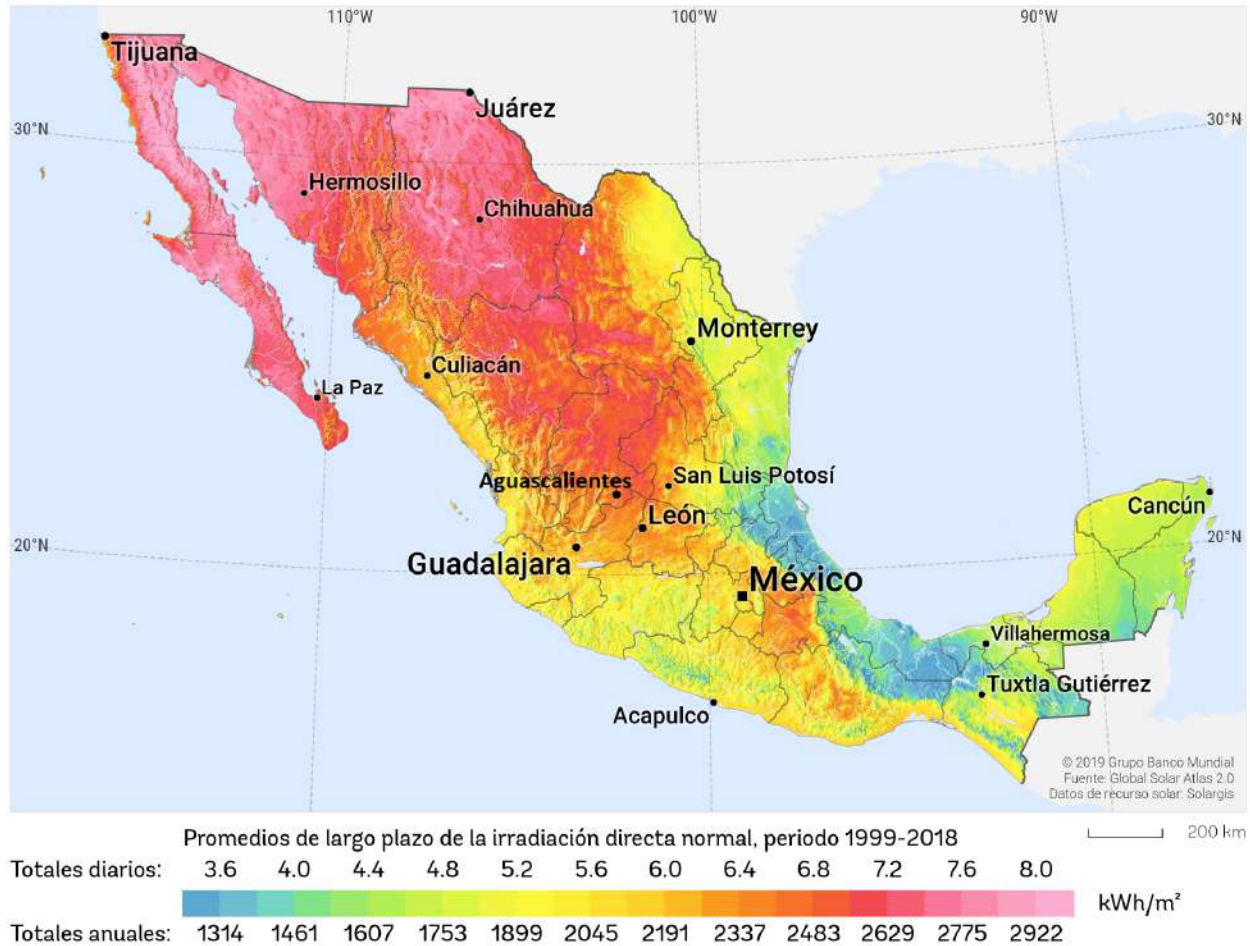


Figura 1.2: Irradiancia solar directa en México [7].

El concentrador Power Trough 250[®] (PT250, ver Figura 1.3), es uno de los PTCs instalados en varios puntos de la República Mexicana. Este PTC es manufacturado por la empresa Inventive Power, la cual se especializa en la fabricación e instalación de este tipo de tecnología de concentración solar [6]. El PT250 es un sistema modular, lo que permite conectar varios concentradores en serie para aumentar la temperatura de trabajo. Típicamente, el PT250 cuenta con una estrategia de control por parte del fabricante en un lazo cerrado a través de un sensor solar de fotodiodos; sin embargo, este tipo de sensores son sensibles a factores de intemperie como el polvo, la humedad, la radiación solar, la no linealidad ante cambios de temperatura y nivel de radiación solar, baja repetitividad entre foto-sensores, entre otros. A partir de una pre-caracterización del sistema térmico y del seguimiento solar del PT250 en un informe técnico confidencial realizado a Inventive Power, se observó una baja eficiencia de conversión energética y un error de seguimiento de $\pm 1.5^\circ$.

En esta tesis se propone la implementación de un nuevo algoritmo de control en doble lazo cerrado mediante el procesamiento digital de imágenes apoyado en un novedoso método basado en sombras y los datos de un sensor solar de fotodiodos. De igual forma se diseñó un prototipo en donde se integran ambas señales de retroalimentación (procesamiento de imágenes y sensor solar)

del nuevo sistema de control propuesto. El objetivo final del control propuesto es disminuir el error de seguimiento solar y estudiar de manera experimental su impacto en la eficiencia térmica del sistema.



Figura 1.3: PTC Power Trough 250[®] instalado en el CIO-Aguascalientes.

1.2. Planteamiento del problema

Los sistemas de seguimiento solar basados en foto-sensores pasivos, presentan la problemática de un control inestable y deficiente causando una baja precisión de seguimiento limitando directamente la eficiencia total del sistema. Es por ello la importancia de emplear sensores de alta precisión, bajo ruido de medición y estabilidad ante cambios de temperatura e irradiancia solar. Dicho problema, se observó en el sistema PT250 del Centro de Investigaciones en Óptica (CIO) unidad Aguascalientes y en algunos otros concentradores que emplean el mismo sistema. Por lo anterior, la optimización del seguimiento solar presenta un reto importante debido a que se plantea realizar una mejora sustancial en la eficiencia total del sistema sin la necesidad de modificar de manera física el concentrador parabólico. Aunado a esto, se pretende que las mejoras sean de bajo costo y fácil implementación puesto que este modelo ya se tiene integrado en el mercado actual e instalado en diferentes puntos de la República Mexicana [6].

1.3. Justificación

La baja precisión de los foto-sensores restringe la eficiencia térmica de un concentrador solar; provocando la necesidad de alternativas de control que permitan aumentar la precisión del seguimiento, y, por consiguiente, incrementar su eficiencia. En este trabajo se propone una nueva estrategia de control en doble lazo cerrado que disminuya el error de seguimiento provocado por la inestabilidad de los foto-sensores. Se espera que al emplear procesamiento de imágenes y un novedoso método de sombras se logre un decremento en el error de seguimiento y en comparación al sistema de control del fabricante, por tanto, un incremento en la eficiencia térmica en los sistemas PTCs que la empleen, logrando un funcionamiento preciso, robusto ante perturbaciones y confiable en diferentes escenarios climatológicos.

1.4. Hipótesis

El emplear una estrategia de control dual en el seguidor solar mono-eje Power Trough 250® basada en el procesamiento digital de imágenes y el sensor de fotodiodos, permitirá aumentar la precisión de seguimiento solar y la robustez ante perturbaciones climatológicas sin necesidad de hacer cambios significativos a la estructura o tablero de control y a un bajo costo.

1.5. Objetivo general

Caracterizar y optimizar el seguimiento solar mono-eje del concentrador modelo PT250 implementando una nueva estrategia de control dual de bajo costo y fácil implementación sin necesidad de hacer cambios relevantes a la estructura del PTC o tablero de control del fabricante.

1.5.1. Objetivos específicos

- a. Caracterizar el comportamiento del sistema de seguimiento solar del PTC modelo PT250.
- b. Evaluar el diseño óptico del sistema de concentración solar del PT250 en un programa especializado en trazado de rayos llamado Tonatiuh.
- c. Monitorear el funcionamiento del sistema de seguimiento de Inventive Power bajo condiciones de cielo despejado y parcialmente nublado.
- d. Diseñar e implementar una nueva estrategia de control en doble lazo cerrado de retroalimentación mediante un sensor de fotodiodos y el procesamiento digital de imágenes.
- e. Diseñar un prototipo para la integración del método de sombreado lineal propuesto y la recolección de los datos del sensor solar de fotodiodos.
- f. Medir el error de seguimiento de la nueva estrategia de control en diferentes escenarios (cielo despejado y parcialmente nublado).
- g. Comparar los resultados del error de seguimiento y eficiencia térmica de ambos sistemas de control.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Energía solar

La energía solar resulta del proceso de fusión nuclear que ocurre en el interior del Sol, en donde se tiene una temperatura aproximada en la superficie de $7504.85\text{ }^{\circ}\text{C}$ y un flujo de energía emitida de 63 MW/m^2 ; la energía que emite el Sol se recibe en la tierra en forma de ondas electromagnéticas que se desplazan por el espacio en todas direcciones y a diferentes frecuencias [8]. La radiación solar no llega únicamente en forma de luz visible, las ondas con menor longitud pertenecen a los colores violetas y, menores a estas, están los ultravioletas, rayos X y los rayos Gamma, por otro lado, las ondas con mayor longitud corresponden a los colores rojos y continuando en mayor escala, están los infrarrojos, las microondas y las ondas radio [9]. La distribución de la radiación solar se observa en la Figura 2.1, en donde la energía aprovechada por los sistemas de concentración solar está en el rango de la luz visible y parte del espectro infrarrojo [10].

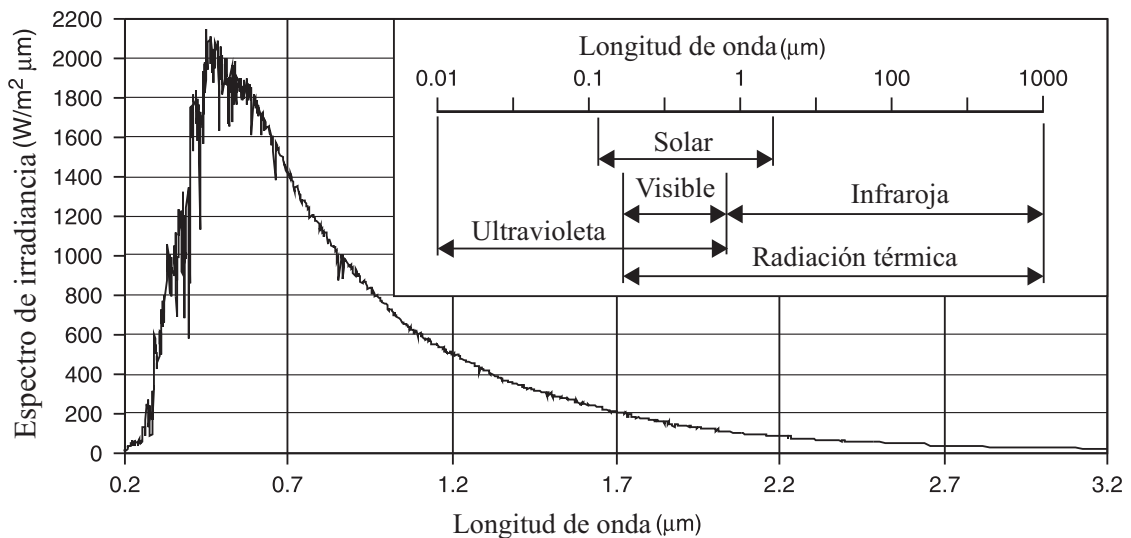


Figura 2.1: Curva característica de la radiación solar en la superficie de la Tierra [9].

Debido al movimiento de traslación de la Tierra por su órbita alrededor del Sol, la distancia entre ambos no es fija, por lo tanto, la radiación solar dada para el enésimo día del año en un plano perpendicular en un sitio específico nunca es la misma; el punto más cercano entre ambos cuerpos celestes es en el mes de enero y el más lejano en julio, recibiendo al exterior de la atmósfera aproximadamente 1400 W/m^2 y 1330 W/m^2 respectivamente [11]. La Figura 2.2 muestra que del 100 % de la energía solar que llega a la Tierra solamente el 51 % se absorbe por la superficie terrestre y los océanos, mientras que el resto es desviada por algún fenómeno atmosférico hacia algún otro

lugar de la tierra o fuera de la atmósfera [12].

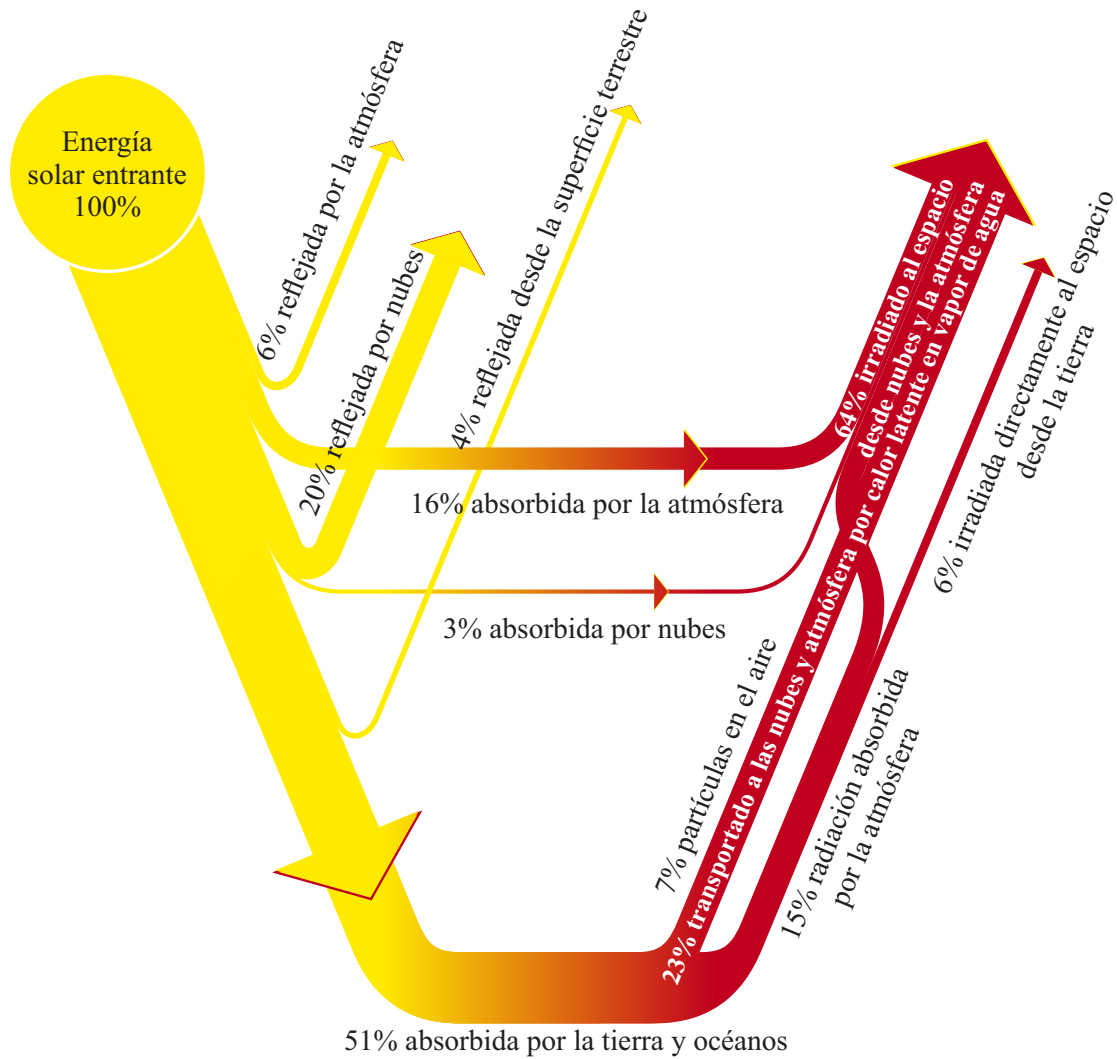


Figura 2.2: Absorción de radiación solar a través de la atmósfera [12].

Además del uso de la radiación solar como fuente de iluminación natural, puede aprovecharse como fuente térmica para producir agua caliente o vapor [13]. Al interior de la atmósfera, la energía solar puede llegar de manera colimada en un objeto o ser dispersada por algún fenómeno atmosférico y distribuirse sobre la superficie terrestre; de esta manera la irradiancia solar se divide en sus tres componentes principales: irradiancia solar directa, difusa y global, como se ilustra en la Figura 2.3. La irradiancia solar directa (Direct Normal Irradiance, DNI en sus siglas en inglés) está relacionada con el plano horizontal y se define como la radiación directa en un plano normal con respecto al ángulo de incidencia, sin tener desvíos a lo largo de la línea Tierra-Sol. La irradiancia solar difusa (Diffuse Horizontal Irradiance, DHI en sus siglas en inglés) se define como la radiación que pasa por algún proceso de dispersión antes de llegar al suelo, por ejemplo, cuando incide en un objeto con cierto nivel de reflectividad, comúnmente, nubes, moléculas en la atmósfera entre otros procesos atmosféricos u objetos. Por último, la irradiancia solar global o total (Global Horizontal Irradiance, GHI en sus siglas en inglés) es la suma de la DHI y la DNI incidentes sobre el mismo plano en una superficie determinada.

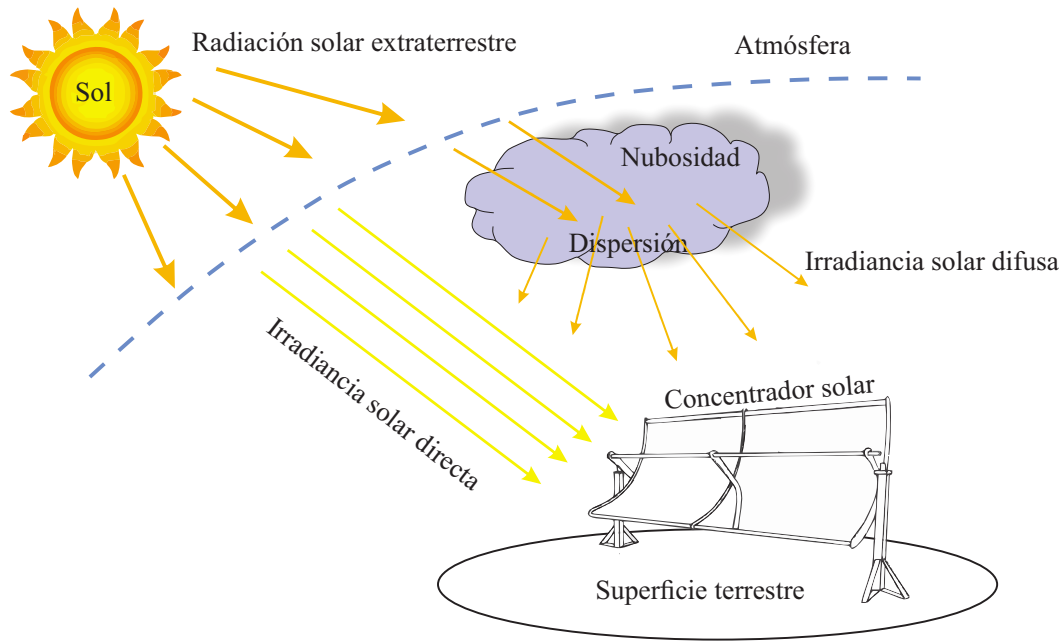


Figura 2.3: Componentes que se perciben dentro de la atmósfera.

Además de la cantidad de energía solar recibida en la Tierra, existe un dato importante utilizado en el diseño y análisis óptico de los concentradores solares, llamado ángulo solar (θ_s) [9]. Este ángulo se calcula a partir de la relación de la distancia entre el Sol y la Tierra y, los diámetros de ambos cuerpos, de manera que entre Sol y la Tierra se genera un ángulo aproximado de $\theta_s = 32^\circ$, como se ilustra en la Figura 2.4.

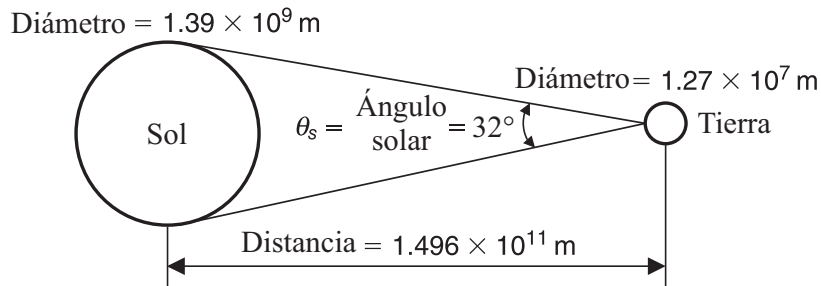


Figura 2.4: Relación Sol-Tierra para el cálculo del ángulo solar [9].

Por otro lado, existen algunos parámetros utilizados para estimar la posición y comprender el movimiento aparente del Sol a partir de una ubicación específica en la Tierra. En la Figura 2.5 se indican algunos de ellos, los cuales se describen a continuación:

1. **Latitud (L):** Es el ángulo dado en grados formado entre la línea radial de un lugar determinado con el centro de la Tierra y su proyección en el plano ecuatorial. Para una ubicación en el hemisferio norte la latitud será positiva mientras que en el hemisferio sur será negativa, siendo el plano ecuatorial la latitud 0° dividiendo ambos hemisferios [14].
2. **Declinación solar (δ):** Se define como el ángulo entre la línea que une el centro de la Tierra y el Sol, y, la dirección de los rayos solares que inciden directamente en el plano ecuatorial. Dicho parámetro cambia durante todo el año a causa de la traslación de la tierra; puede estar en un rango angular de entre 23.45° a -23.45° [11].

3. **Altura solar** (α_s): También conocida como elevación solar, es el ángulo entre el centro del Sol y un plano horizontal de donde se es observado [14]. Este parámetro tiene relación con el ángulo cenital (ϕ); básicamente es el complemento de dicho ángulo que se forma entre la línea de los rayos solares y la vertical en un lugar determinado.
4. **Ángulo acimutal** (γ_s): Se forma entre la línea sur de manera perpendicular a la superficie del observador en un punto determinado de la Tierra. Dicho ángulo se relaciona con la declinación solar (δ), el ángulo horario (ω_s) y la altura solar (α_s).
5. **Ángulo de incidencia** (θ_i): Es el ángulo entre la irradiancia solar directa y la línea perpendicular al plano de abertura de la superficie donde se inciden los rayos solares [2].

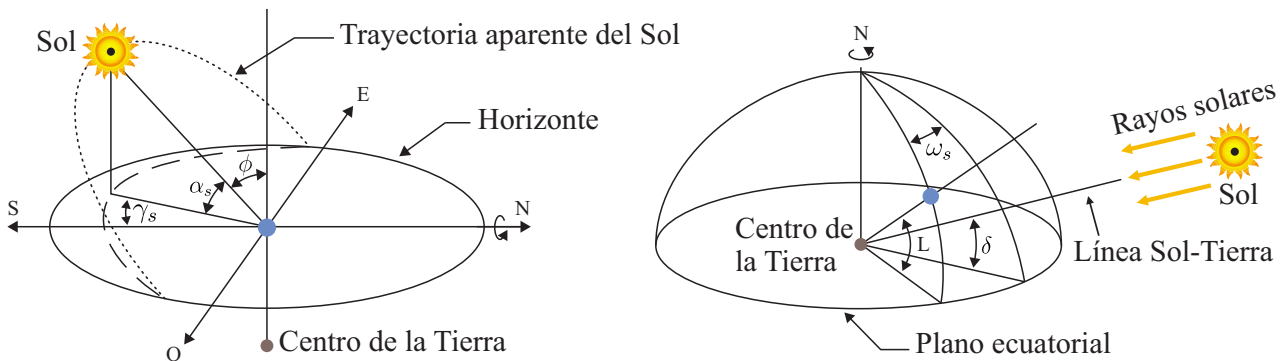


Figura 2.5: Ilustración de algunos de los parámetros Sol - Tierra [9].

2.2. Tecnología de concentración solar

Los sistemas de concentración solar (Concentrated Solar Power, CSP en sus siglas en inglés) emplean espejos o lentes para concentrar la DNI en un punto focal o lineal, para después utilizar el calor generado por la concentración solar en un proceso posterior [15]. Estos sistemas se pueden clasificar en cuatro tipos:

1. **Canal parabólico:** Utiliza un espejo parabólico lineal que concentra los rayos solares en un tubo-receptor ubicado en la línea focal de la parábola reflectora para calentar algún fluido que circula por el interior del tubo-receptor.
2. **Fresnel:** Existen dos tipos, el primero está compuesto por un lente especial fabricado comúnmente de algún polímero y diseñado para enfocar los rayos solares en un receptor puntual. El segundo es lineal, consiste en espejos planos que concentran la luz solar en un receptor longitudinal ubicado en la parte superior del sistema a lo largo de la estructura.
3. **Torre central:** Consiste en un campo de heliostatos que concentran la radiación solar de manera puntual en la parte superior de una torre, ubicada en el centro de dicha área. Esto provoca una alta concentración de radiación solar, pero a su vez necesitan un seguimiento de doble eje de alta precisión.
4. **Disco parabólico:** Con el uso de un espejo en forma de disco parabólico se concentra la energía solar hacia un punto focal a una distancia determinada ante la relación de las dimensiones de dicho disco. Este tipo de sistemas necesitan un mecanismo de seguimiento de doble eje para seguir completamente al Sol de manera acimutal y en elevación.

Los CSPs antes mencionados tiene sus ventajas y desventajas particulares, como también sus aplicaciones en diferentes sectores del mercado. A nivel mundial la tecnología más utilizada y con mayor cantidad de proyectos instalados es la de canal parabólico [1]. Además, es una de las tecnologías con mayor madurez hasta la fecha, aún así, existe la posibilidad de optimizar aspectos tecnológicos de dichos sistemas. En este sentido, Inventive Power y el CIO-Aguascalientes trabajan en el estudio teórico y práctico de los diversos elementos que conforman el PT250, por ejemplo, en la implementación de nuevas estrategias de control, estudios ópticos del espejo parabólico, banco de pruebas térmico, fotogrametría del concentrador, simulaciones óptico-energéticas, entre otras pruebas.

2.3. Power Trough 250[®] concentrador solar de canal parabólico de Inventive Power

En la Figura 2.6 se indican cada uno de los elementos que conforman el PT250. Es un concentrador industrial capaz de conectarse en serie para generar mayor capacidad energética. La parábola reflectora recibe la DNI y la concentra en una línea focal a una distancia específica según las dimensiones de la parábola; en la línea focal se encuentra instalado un receptor compuesto de un tubo metálico protegido por una cubierta de vidrio al vacío que ayuda a minimizar pérdidas térmicas por viento o factores de intemperie [16]. En el interior del tubo metálico circula un fluido de transferencia térmica (Heat Transfer Fluid, HTF en sus siglas en inglés) que se utiliza para transportar la energía térmica absorbida por la concentración de DNI, de un punto a otro, a través del sistema hidráulico; generalmente se emplea agua desmineralizada o aceite sintético como HTF [13].

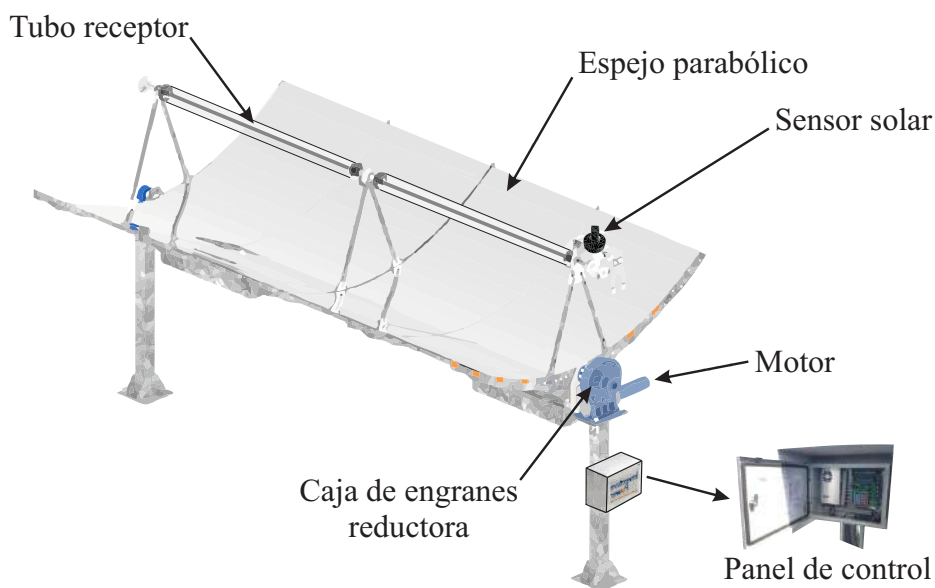


Figura 2.6: Elementos del Power Trough 250[®] [6].

Los elementos antes mencionados están instalados en una estructura metálica que debe soportar la carga de todo el PTC, y a su vez, realizar un movimiento sobre un eje. En esta tarea participa un motor de corriente directa con un sistema de engranes de alto momento de fuerza que ayuda a orientar la estructura a la posición necesaria. Con el objetivo de mantener el PTC de manera perpendicular a los rayos solares, se utiliza un sensor solar de dos fotodiodos que al incidir radiación solar sobre él se genera un voltaje por cada foto-diodo; las señales se procesan en el tablero de control modelo Power Tracker Pro[®] diseñado e instalado por Inventive Power, el cual, por medio de un algoritmo de control, calcula y ajusta la posición del PTC durante todo el día a lo largo del año de manera automática [17].

2.3.1. Análisis óptico

El concentrador solar PT250, es un modelo comercial instalado en diferentes puntos de la República Mexicana. Sin embargo, se analizó su diseño óptico para comprobar sus características geométricas para después estimar en simulación su ángulo de aceptación, además de poder comparar las dimensiones reales respecto a los cálculos teóricos mencionados a continuación. En las Figuras 2.7 y 2.8 se proporciona una vista transversal del PTC y se hace referencia a cada una de las variables en cuestión. La parábola es una curva bidimensional alineada al eje y que está dada por la ecuación 2.1, la función más destacada de la parábola se deriva en su capacidad de enfocar la radiación solar en una línea a una distancia de su vértice dada por f , siendo x el eje horizontal al plano bidimensional de la misma,

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

El ángulo ϕ_R entre el eje vertical y de la línea focal hasta el borde de la parábola (r_r), viene dado por la ecuación 2.2, donde W_a es el ancho de la parábola,

$$\tan \phi_R = \frac{4fW_a/2}{4f^2 - (W_a/2)^2}. \quad (2.2)$$

El efecto de enfoque ocurre cuando la radiación incide en un ángulo normal en la parábola, donde teóricamente el ángulo solar (θ_s) incide en la superficie reflejante [15]. Esto reduce la concentración óptica alcanzable en la línea focal del espejo parabólico como se muestra en la Figura 2.7, en donde se refleja un cono de rayos hacia un receptor tubular.

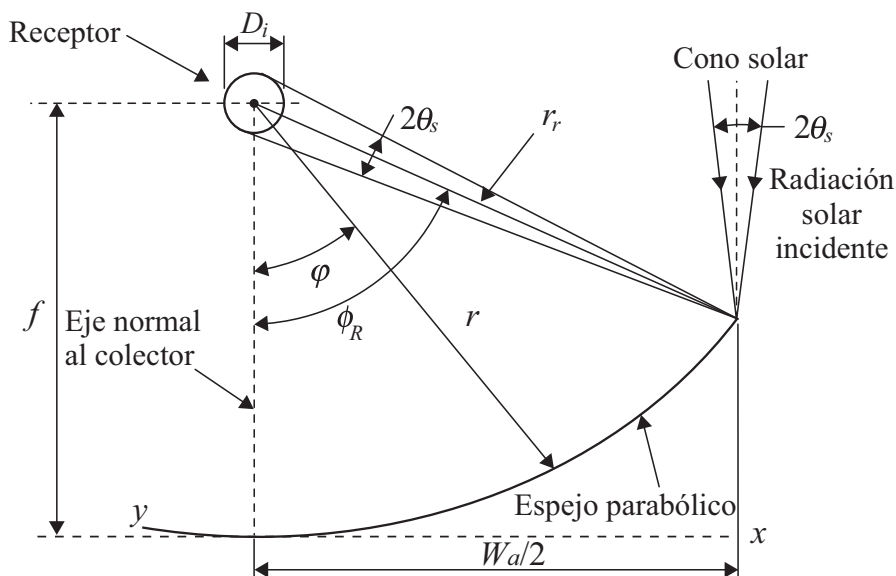


Figura 2.7: Parámetros de la parábola de un PTC con receptor circular (vista transversal) [9].

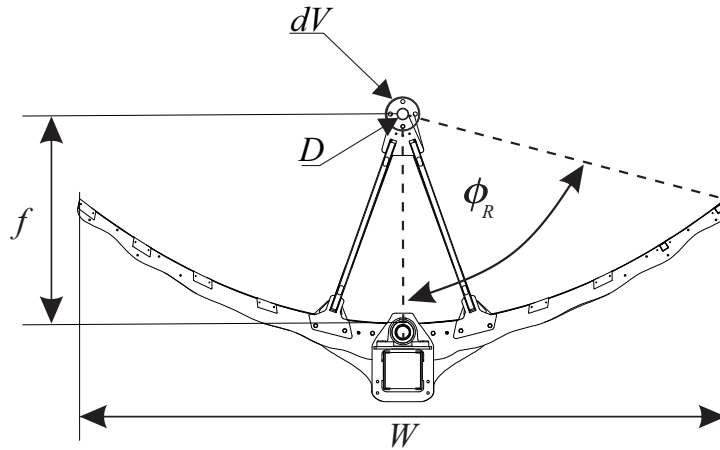


Figura 2.8: Vista transversal de la parábola del PT250.

El radio r está dado por la ecuación 2.3, donde φ es el ángulo entre el eje normal del colector y un haz reflejado en el mismo,

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

puesto que el ángulo de la parábola varía en un rango de entre 0° a ϕ_R , entonces, r se incrementa desde f hasta r_r , por lo tanto, la imagen de la parábola se extiende en un plano normal en el eje x , dado por la ecuación 2.4,

$$r_r = \frac{2f}{1 + \cos \phi_R}. \quad (2.4)$$

Por otro lado, el tamaño requerido del receptor para interceptar toda la radiación solar posible se expresa por la ecuación 2.5, donde D_i es el diámetro del receptor y θ_s es la mitad del ángulo solar [9],

$$D_i = 2r_r \sin \theta_s. \quad (2.5)$$

Otro parámetro importante es la abertura de la parábola (W_a); observando la Figura 2.7 se puede obtener por trigonometría en relación al ángulo ϕ_R mediante la ecuación 2.6,

$$W_a = 2r_r \sin \phi_R; \quad (2.6)$$

al sustituir la ecuación 2.4 en la ecuación 2.6, se obtiene la ecuación 2.7 para calcular la abertura de la parábola en función de la distancia focal y el ángulo ϕ_R ,

$$W_a = 4f \tan \frac{\phi_R}{2}. \quad (2.7)$$

Por último, para calcular el factor de concentración (C) se utiliza la ecuación 2.8, la cual está en función de la abertura de la parábola (W_a) y el diámetro del receptor cilíndrico (D_i). Cabe señalar que se consideró D_i como el diámetro del tubo metálico interno por donde fluye el HTF y D_e como el diámetro de la cubierta externo de vidrio.

$$C = \frac{W_a}{\pi D_i} \quad (2.8)$$

La Tabla 2.1 presenta la comparativa de los resultados obtenidos con las ecuaciones anteriormente mencionadas y los parámetros medidos en el PT250 que se tiene instalado en el CIO-Aguascalientes. Al examinar las características geométricas del PT250, se observó que algunas mediciones varían entre las dimensiones reales y los cálculos teóricos, pero no de manera significativa, por lo que no afecta el funcionamiento general del PTC.

Tabla 2.1: Características geométricas y parámetros técnicos del PT250.

Parámetro	Descripción	Medición real	Cálculo teórico
W_a	Abertura de la parábola	2.5 m	2.5 m
ϕ_R	Ángulo de abertura	75°	75°
f	Distancia focal	0.85 m	0.8145 m
r_r	Radio final	1.35 m	1.30 m
D_e	Diámetro del tubo de vidrio	0.0889 m	0.0645 m
D_i	Diámetro del tubo interno	0.0381 m	0.026 m
L	Longitud de la parábola	4.185 m	5.44 m
L_r	Longitud del tubo-receptor	2.07 m	–
C	Radio de concentración	–	20.88

Por otro lado, existe un factor geométrico al final del receptor que influye en la eficiencia óptica de un PTC, el cual se relaciona con el ángulo de incidencia del Sol de manera longitudinal al concentrador solar [18]. El factor de pérdida geométrica final $\Gamma(\theta_i)$ [18], se define como la disminución de concentración de DNI al final del tubo-receptor. Se determina a partir de la zona (z) no iluminada como se observa en la Figura 2.9 en donde los rayos solares directos no inciden en el tubo a causa del cambio en el ángulo de incidencia del Sol respecto al PTC a lo largo del año. Se calcula mediante la ecuación 2.9,

$$z = R \tan \theta_i, \quad (2.9)$$

siendo θ_i el ángulo de incidencia del Sol respecto al PTC, la variable R se obtiene con la ecuación 2.10 a partir de la relación de la distancia focal (f) y la abertura de la parábola (W_a),

$$R = f + \frac{W_a^2}{4f}. \quad (2.10)$$

Por último, basado en el modelo dado por la ecuación 2.11 [19], se puede estimar el factor de pérdida $\Gamma(\theta_i)$ en el tubo-receptor del PTC. Hay que tener en cuenta que el ángulo θ_i varía a lo largo del año por el cambio en la declinación solar y, también hay que considerar la latitud en donde se encuentre instalado el PTC.

$$\Gamma(\theta_i) = 1 - \frac{f}{L} \left(1 + \frac{W_a^2}{48f} \right) \tan \theta_i \quad (2.11)$$

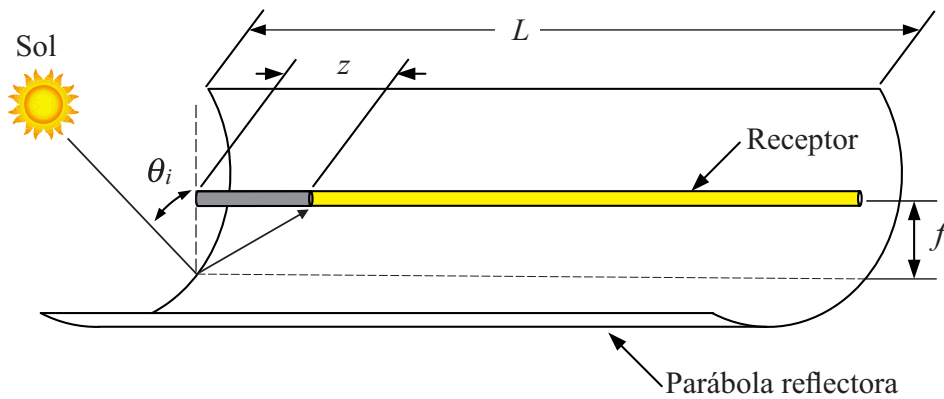


Figura 2.9: Esquema de pérdidas geométricas finales [18].

En la Figura 2.10 se observa una imagen del PT250 capturada en el mes de noviembre, en donde el ángulo de incidencia del Sol es diferente de 0° , de esta manera se puede ver una parte del tubo-receptor que no está iluminada; es decir no se está concentrando DNI en dicha zona.

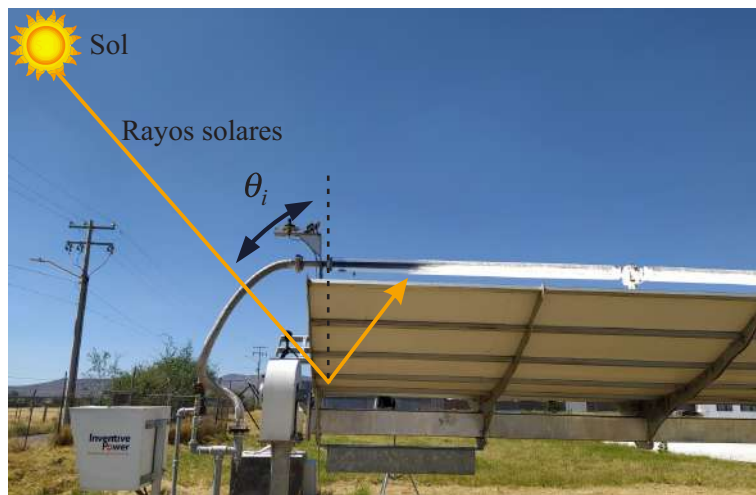
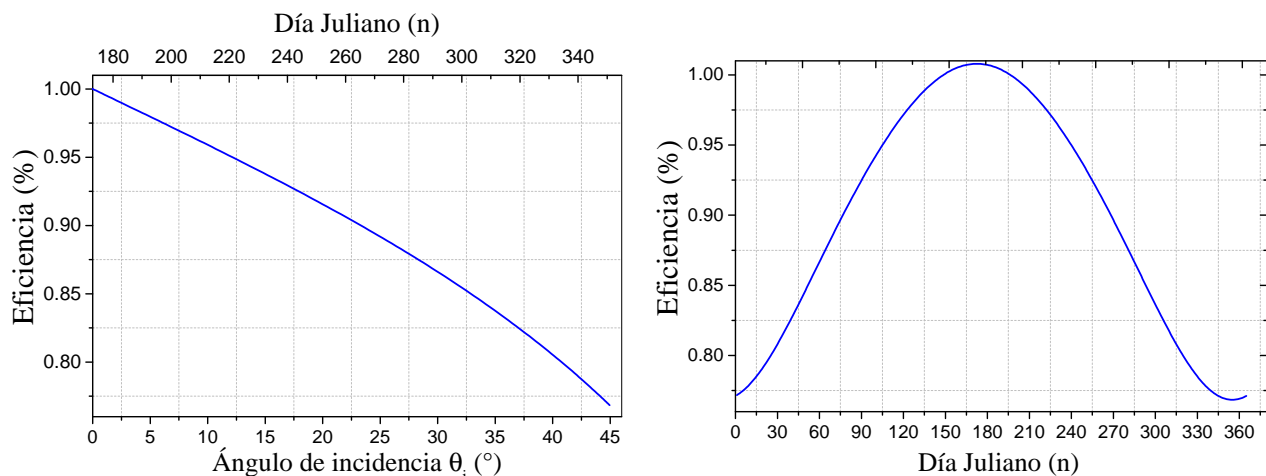


Figura 2.10: Vista real de la sección no iluminada en el PT250 en el mes de noviembre.

En la Figura 2.11a se muestra el factor de pérdida geométrica en relación al cambio en el ángulo de incidencia. Analizando los datos, ante un ángulo de 0° se tiene la mayor concentración de DNI y a 45° el menor porcentaje, considerando la ubicación geográfica donde se tiene instalado el PT250. Por otro lado, en la Figura 2.11b se observa el mismo factor de pérdida durante todo el año. Con base en dichos cálculos, se estimó un factor de pérdida geométrica final del 0% y de 23% para el solsticio de junio (día Juliano $n = 172$) y el de diciembre (día Juliano $n = 355$) respectivamente.



(a) Factor de pérdida geométrica en relación al ángulo de incidencia.

(b) Factor de pérdida geométrica durante todo el año.

Figura 2.11: Cálculo del factor de pérdida geométrica.

Además del diseño óptico de un PTC, la eficiencia térmica del mismo es afectada por la precisión del sistema de seguimiento solar. Ya que, es necesario para orientar el PTC hacia a los rayos solares y concentrar la mayor cantidad de DNI cada día del año.

2.4. Sistema de seguimiento solar

Un sistema de seguimiento solar (Solar Tracker System, STS en sus siglas en inglés) es un dispositivo que posiciona al mecanismo del CSP de modo que se enfoque hacia la posición aparente del Sol, para que los rayos paralelos incidentes en el colector puedan interceptar el receptor, realizando esta actividad durante todo el año. La precisión del STS influye en la cantidad de DNI sobre el concentrador y, por ende, en la eficiencia térmica [20]. Los STSs se pueden clasificar en dos tipos respecto a sus ejes de movimiento:

- **Un eje:** Realizan el seguimiento en una sola dirección y es muy común su implementación en PTCs y concentradores lineales fresnel, logrando incrementar entre un 20% a un 50% el rendimiento del concentrador en comparación a un sistema fijo [21].
- **Dos ejes:** Es necesario un movimiento acimutal y de elevación, esto conlleva un control más robusto y costoso en comparación a los sistemas anteriormente mencionados.

En un estudio reciente se mostró una comparativa del seguimiento solar en uno y dos ejes en un PTC, los resultados muestran que las eficiencias térmicas entre ambos tipos de seguimiento no fueron significativas [22]. Asimismo, concluyen que no es costable la inversión económica para realizar el seguimiento en dos ejes en un PTC ya que aumenta la complejidad del sistema de control e igualmente la dificultad del sistema mecánico para realizar dicha tarea. En el caso del PT250, el seguimiento solar se realiza en un solo eje, en dirección este a oeste.

2.4.1. Seguimiento solar en dirección este-oeste

La Figura 2.12a muestra la instalación del PTC en esta configuración de seguimiento, en donde el concentrador se instala orientando de manera longitudinal al eje norte-sur para realizar el seguimiento en dirección este a oeste. La mayor ventaja de este modo de seguimiento, es la mínima obstrucción por sombreado entre PTCs instalados en un área determinada. Este inconveniente solo sucede en las

primeras y últimas horas del día, además, en este caso se tiene la ventaja de una mayor concentración térmica en verano a diferencia de una configuración orientada al eje este-oeste con seguimiento de norte a sur [9]. La curva de rendimiento térmico durante su funcionamiento se acerca más a la función del coseno como se muestra en la Figura 2.12b, logrando en algunos casos hasta una eficiencia térmica superior al 70% a lo largo del año.

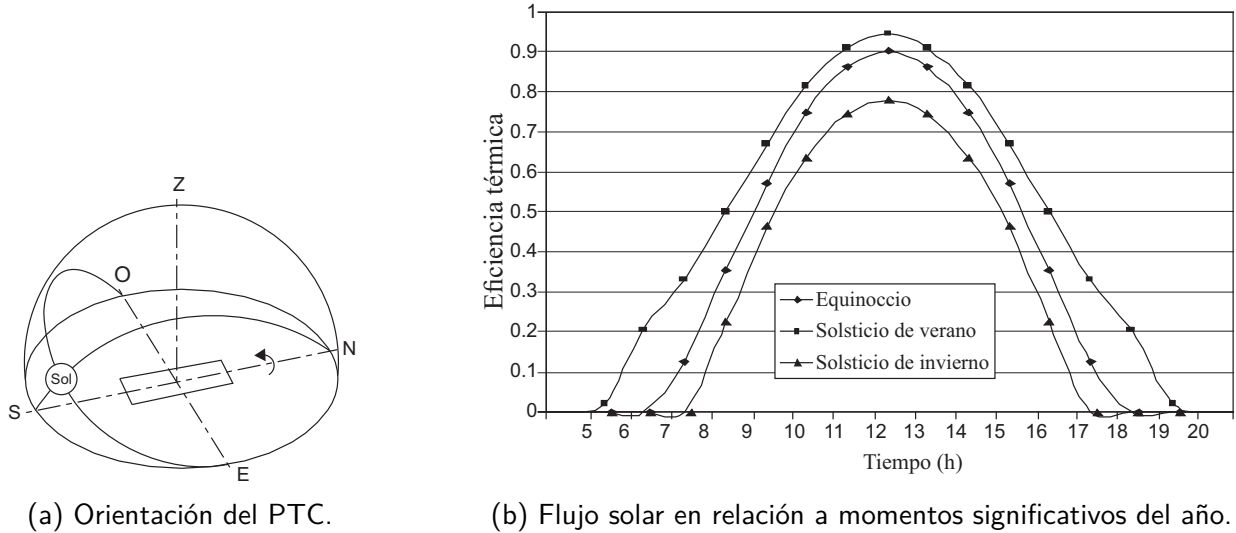


Figura 2.12: Configuración de seguimiento solar en dirección este - oeste [9].

2.5. Sistema de control

Existen diferentes metodologías de control para realizar el seguimiento solar, en general, los sistemas de control aplicados a seguidores solares se clasifican en 3 tipos: de lazo abierto, de lazo cerrado e híbrido [21]. Los cuales se explican a continuación:

- **Lazo abierto:** Regularmente, este tipo de sistemas se basan en un algoritmo de posición solar en donde se realiza el cálculo de las coordenadas solares (ángulo acimutal y cenital) de acuerdo a la ubicación geográfica (latitud y longitud), fecha, hora, ejes de movimiento, entre otros parámetros, realizando el cálculo para cada día del año [23]. Este control es principalmente utilizado en sistemas de dos ejes de movimiento y existen diferentes algoritmos para calcular las coordenadas solares. Esta configuración de seguimiento solar tiene la ventaja de ser independiente de las condiciones climatológicas y de no requerir la retroalimentación de algún sensor solar. Sin embargo, la precisión del seguimiento se puede ver influenciada por la inercia del viento en el sistema mecánico, desalineación en la instalación de la carga útil, la desviación en la orientación del sistema, la conversión de coordenadas solares a los ángulos del servomecanismo, entre otros factores [24].
- **Lazo cerrado:** Típicamente, en esta estrategia se utilizan foto-sensores como señales de retroalimentación. Los sensores detectan la desviación del CSP respecto al Sol y, el sistema de control calcula el movimiento necesario para mantener al CSP enfocado a la posición aparente del Sol durante todo el día [23]. La configuración más común es aquella que tiene una retroalimentación simple, como se observa en la Figura 2.13, donde la unidad de control (UC) es el bloque principal el cual realiza los ajustes necesarios en el mecanismo (G) a controlar.

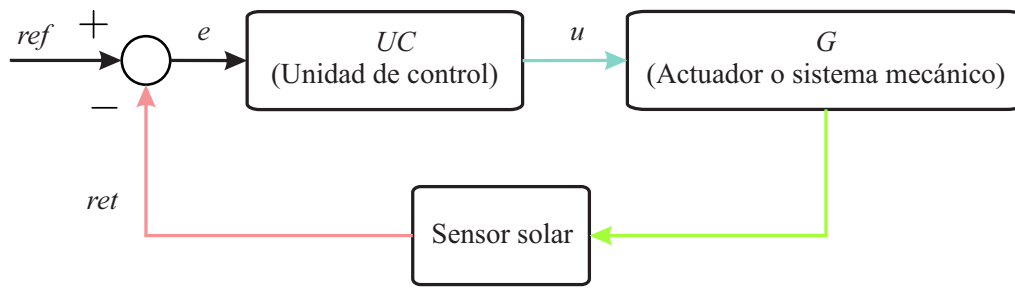


Figura 2.13: Sistema típico con retroalimentación con sensores [25].

La señal de referencia (ref) es el valor o parámetro deseado; es decir, cuando debe estabilizarse el actuador (regularmente $ref = 0^\circ$). La información recolectada por los sensores de retroalimentación (ret) es empleada para calcular una señal de error (e), la cual se obtiene por la diferencia de la señal de referencia y la de retroalimentación ($e = ref - ret$). Luego, el controlador mediante una señal de control (u) realiza el ajuste necesario en el mecanismo hasta que el error sea cero o, esté dentro de la zona de histéresis del sistema de control [20]. Dicha histéresis es particular de cada sistema y ayuda a minimizar las fluctuaciones del actuador a controlar, prolongando la vida útil de sus componentes [25]. En caso de los STS, una de las principales desventajas es la influencia causada por las nubosidades parciales o totales en los foto-sensores, lo cual disminuye considerablemente la precisión de seguimiento solar. Por otro lado, se tiene la ventaja de no depender de la ubicación geográfica, fecha y hora; además, se tiene una mayor precisión de seguimiento al tener un FOV reducido en el sensor solar.

- Híbrido:** Se caracteriza por ser una combinación de los dos sistemas anteriores, en donde la parte de control abierto funciona como un pre-orientador, de manera que el CSP se enfoque hacia la posición aparente del Sol, y después, el sistema de control cerrado genera un ajuste fino para aumentar la precisión del seguimiento. El primero de ellos facilita el seguimiento ante perturbaciones atmosféricas tales como nubosidad parcial o total, mientras el segundo se utiliza en cielos despejados. Cabe mencionar que el funcionamiento se intercala entre sí en tiempo real. Al implementar un sistema híbrido se tiene la ventaja de tener una alta precisión tanto en condiciones de cielo despejado como en cielo parcialmente nublado. Su principal desventaja es la complejidad de implementación y el alto costo computacional requerido [24].

2.5.1. Sensores solares

Generalmente, los STSs empleados en los PTCs son en lazo cerrado y utilizan foto-sensores como retroalimentación. Su principal función es estimar la desviación del concentrador a partir del ángulo θ . Dicho ángulo se forma entre la línea de los rayos solares incidentes en el sensor y la normal del mismo. Con base en la literatura, existen diferentes diseños o configuraciones de sensores solares, tal y como se muestra en la Figura 2.14 [26]:

- Diseño 1:** Consiste en una placa vertical con una altura específica (H) que separa dos fotodiodos (F_1, F_2) o foto-resistencias (Light Dependent Resistor, LDR en sus siglas en ingles), como se ilustra en la Figura 2.14a. Dicha barra genera una sombra en los foto-sensores provocando una diferencia de voltaje entre F_1 y F_2 . De esta manera se genera una señal de retroalimentación que se emplea para calcular una señal de error en relación a la señal de referencia. Una desventaja en este diseño es la necesidad de una barrera muy larga y una mínima distancia entre los sensores y la placa vertical.
- Diseño 2:** Es una estructura en donde se colocan dos sensores en un tetra-edro con un ángulo de apertura específico (β), como se muestra en la Figura 2.14b. Esta forma triangular permite

un aumento en el campo visual del sensor, pero al mismo tiempo se ve afectado por la DHI ya que su FOV es muy amplio.

- **Diseño 3:** El concepto se basa en una estructura cerrada con un orificio en la parte superior por donde pasan los rayos directos del Sol de manera colimada e inciden en una matriz de fotodiodos (ver Figura 2.14c). Dependiendo en cuál de ellos incida más luz solar, se determinará a que dirección se debe realizar un ajuste al sistema, hasta que el voltaje sea proporcional en toda la matriz de foto-sensores. Una desventaja de este diseño es su reducido campo de visión, pero es ampliamente utilizado cuando se requiere alta precisión de seguimiento. Usualmente, se utiliza en sistemas de dos ejes de movimiento.

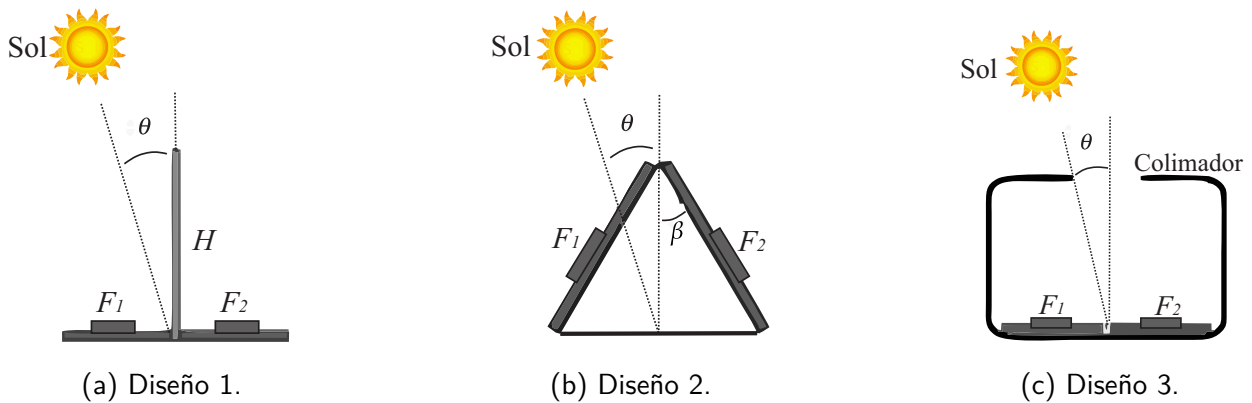


Figura 2.14: Ejemplos de configuración de sensores solares [26].

2.6. Error de seguimiento solar en un concentrador mono-eje

El error de seguimiento solar (Solar Tracking Error, STE en sus siglas en inglés) en un PTC mono-eje, se puede definir como el ángulo (θ_{STE}) que se genera entre la normal del concentrador y la normal de los rayos solares incidentes sobre el plano del PTC, como se ilustra en la Figura 2.15. De manera ideal, el θ_{STE} debe ser cero para alcanzar la máxima concentración de DNI. De manera real, dicho ángulo se puede ver afectado por diferentes factores, por ejemplo, por la robustez del sistema de control, el sistema mecánico, vibraciones, inercia generada por el viento, diseño y construcción del concentrador, entre otros. El STE debe considerarse menor al ángulo de aceptación para tener la mínima pérdida en la captación de DNI y evitar pérdidas térmicas [27].

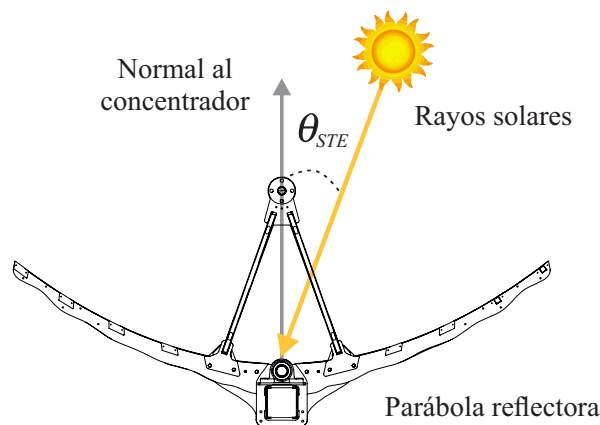


Figura 2.15: Ilustración del error de seguimiento respecto a la línea incidente de los rayos solares.

2.7. Ángulo de aceptación de un concentrador de canal parabólico

Para un PTC, el ángulo de aceptación (θ_A) se define como la relación de la eficiencia máxima en incidencia normal de los rayos solares, respecto a un ángulo desenfocado específico [28]. En otras palabras, es la zona angular donde la DNI que incide en el espejo parabólico es interceptada por el tubo-receptor [29]. Este parámetro es muy importante en la orientación del STS ya que determina el STE máximo, por lo que se recomienda tener en cuenta en el sistema de control la relación que se expresa en la ecuación 2.12.

$$\max(|\theta_{STE}|) \leq \theta_A \quad (2.12)$$

En la Figura 2.16, se muestra la estimación del ángulo de aceptación experimental de un PTC [9]; al observar la distribución de eficiencia se puede comprender las pérdidas térmicas generadas por una desviación en el seguimiento solar, por ende, entre mayor es la desviación o STE, mayor será la pérdida de eficiencia.

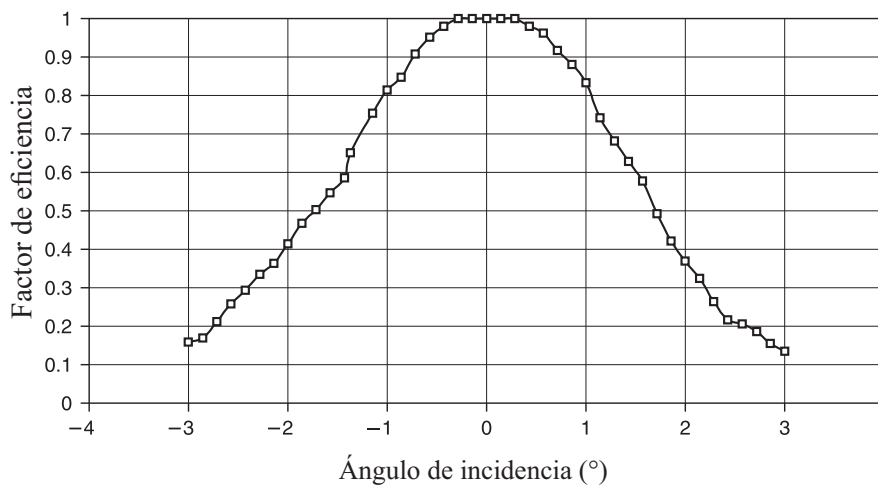


Figura 2.16: Representación del ángulo de aceptación [9]

Como parte del análisis del PT250, se calculó de manera teórica el ángulo de aceptación por medio de la simulación y modelado computacional como se menciona en la sección 3.1. Por otra parte, se realizó la estimación real del ángulo de aceptación adaptando el procedimiento del estándar americano ASHRAE 93 en condiciones al aire libre al PT250 instalado en el CIO-Aguascalientes (ver sección 3.4).

2.8. Desarrollo de sistemas de seguimiento

Los principales métodos para estimar la posición aparente del Sol son mediante el uso de sensores solares basados en foto-sensores o con el uso de modelos matemáticos. En la literatura, ambas técnicas han sido profundamente analizadas durante décadas, y su principal objetivo es estimar la posición aparente del Sol con alta precisión, exactitud, robustez y con un bajo consumo energético [24]. En un estudio reciente, se presenta un procedimiento para estimar la precisión de un STS para un PTC mono-eje; este estudio fue adaptado de la norma IEC 62817 [30]. En el estudio mencionado

se obtuvo un STE de $\pm 0.4^\circ$ usando un algoritmo que calcula la posición del Sol [31]. De manera similar, otro grupo de autores lograron un STE de $\pm 0.47^\circ$ utilizando una matriz de foto-sensores y un algoritmo matemático, este sistema emplea un STS híbrido y una calibración de inicialización para corregir los errores de las señales de los fotodiodos [32]. Por otro lado, se realizó el análisis de las pérdidas ópticas en un PTC en relación al error de seguimiento, concluyendo en el hecho de que el error angular en el sistema de seguimiento debe ser menor al ángulo de aceptación y como resultado obtuvieron una pérdida del 8.5 % [33]. Finalmente, en [34] propusieron un dispositivo construido con dos LDR y midieron la diferencia de voltaje entre ellas para estimar la desviación de los rayos del sol para orientar un STS; la precisión de seguimiento solar reportada fue de 0.41° . Sin embargo, este tipo de sensores son susceptibles a los cambios de irradiancia porque están basados en componentes pasivos (LDR o fotodiodos), lo que implica una variación en su salida de voltaje y, posteriormente, en la precisión del STS [35]. Por otro lado, se presenta un STS utilizando procesamiento de imágenes con una barra de sombra para un disco parabólico solar con movimiento en doble eje; sin embargo, el STE no se reporta en el estudio realizado [36].

2.8.1. Programa de trazado de rayos Tonatiuh

El programa Tonatiuh [37] es un proyecto diseñado para la simulación óptico-energética de sistemas de concentración solar. Utiliza C++ como código fuente y es de uso abierto para todo público, se basa en el método de Monte Carlo para la simulación del comportamiento óptico. Es fácil de utilizar y tiene la posibilidad de implementar simulaciones automatizadas mediante código propio del programa para facilitar la recolección de datos teóricos para su posterior análisis. También tiene la posibilidad de configurar diferentes características del sistema de concentración como las propiedades de la fuente de iluminación.

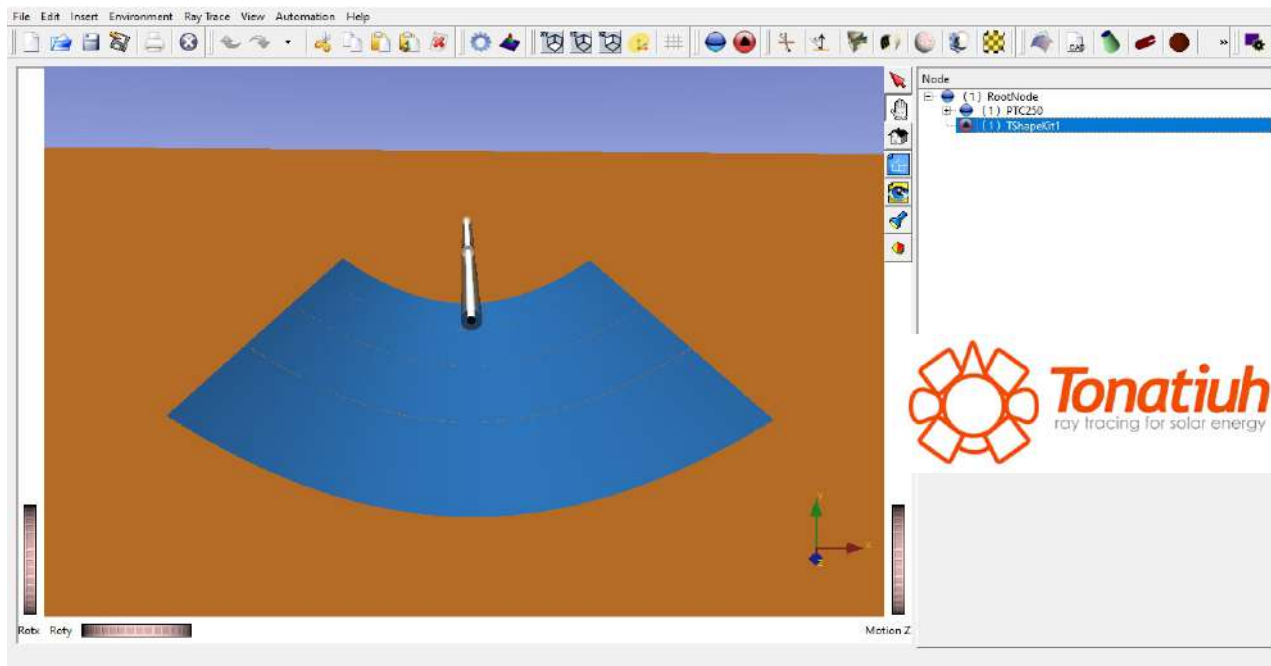


Figura 2.17: Carátula del programa Tonatiuh [38].

Capítulo 3

Metodología

En el presente capítulo se explica la metodología utilizada para la evaluación del algoritmo de control dual propuesto. En primer lugar, se realizaron simulaciones óptico-energéticas para estimar el ángulo de aceptación teórico. Después, se llevaron a cabo pruebas experimentales para verificar la instrumentación y la recolección de datos del PT250 con el fin de calcular de manera empírica la eficiencia térmica y, posteriormente estimar el ángulo de aceptación real. Por otra parte, se explica la metodología utilizada para la caracterización de la precisión del seguimiento solar. También, se da énfasis a las etapas del procesamiento digital de imágenes para estimar la desviación del PTC utilizando el método de sombreado lineal y la relación trigonométrica del dispositivo visual propuesto. Por ultimo, se explica a detalle el funcionamiento, diseño y lógica del nuevo algoritmo dual propuesto.

3.1. Simulación óptica del Power Trough 250[®] en Tonatiuh

Se empleó el programa Tonatiuh [37], para simular el trazado de rayos en el PT250. Al realizar este tipo de simulaciones se puede estudiar la distribución de flujo térmico en el receptor en distintos tipos de CSP. En este caso se generó un modelo computacional del PT250 el cual se muestra en la Figura 3.1, las dimensiones en las que se basó el diseño se mencionan en la sección 2.3.1, tomando como referencia los parámetros reales del PTC. Las simulaciones se realizaron con el fin de recolectar datos de flujo térmico en el tubo-receptor a diferentes ángulos de incidencia. Acto seguido, se calculó el ángulo de aceptación teórico del PT250 adaptando la metodología mencionada en la norma ASHRAE-93; en pocas palabras manteniendo el PTC enfocado al cenit y realizando la captura de datos mientras el Sol pasa sobre el colector de manera transversal. Una de las características del programa Tonatiuh es la capacidad de modificar la posición del Sol a una altura solar y ángulo acimutal específico, ya sea de manera manual o mediante código de programación. Por lo anterior, se automatizó dicho proceso mediante un código basado en el lenguaje de programación de Tonatiuh, logrando optimizar tiempos de simulación y resultados. En la Tabla 3.1 se muestran los parámetros utilizados en el entorno de trabajo de Tonatiuh para las simulaciones.

Tabla 3.1: Parámetros utilizados para el análisis de flujo.

Parámetro	Unidad/Tipo
Tipo de Sol	Pill Box"
Irradiancia solar	1,000 W/m ²
Theta máxima	0.00465°
Número de rayos por iteración	1,000,000
Ángulo de elevación solar	90°
Ángulo de incidencia con respecto a la normal	±3°

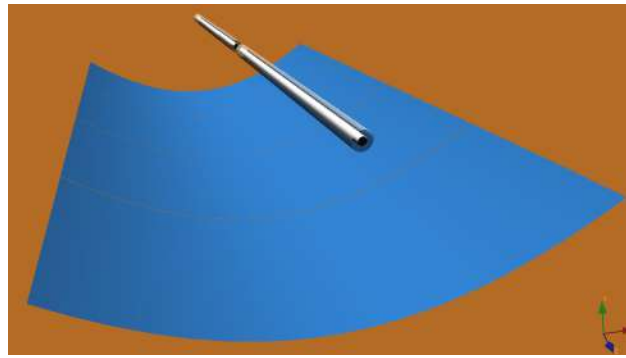


Figura 3.1: Vista del modelo computacional del PT250 en el programa Tonatiuh.

El ángulo de incidencia (θ_i) utilizado en las simulaciones fue iniciando en -3° hasta 3° con respecto a la normal del PTC, como se ilustra en la Figura 3.2, utilizando una resolución de 0.1° por cada iteración.

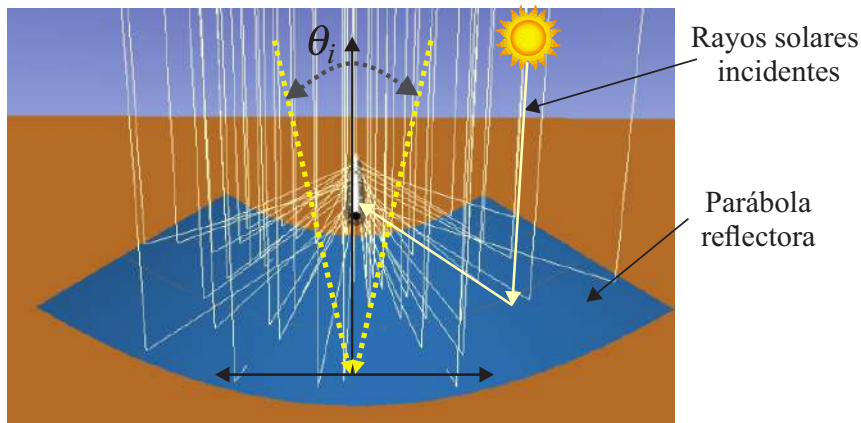


Figura 3.2: Ilustración del ángulo de incidencia transversal en la simulación de trazado de rayos.

La Figura 3.3 muestra los resultados de la distribución del flujo térmico en la circunferencia del tubo-receptor en tres ángulos de incidencia en particular: 0° , 0.5° y 1° , para comprender la distribución del flujo ante una desviación del PTC respecto al Sol. Se toma como referencia el eje horizontal como la circunferencia del tubo, desde 0 m hasta 0.06 m es la zona en donde solamente incide la irradiancia que proviene directamente del Sol, por otro lado, desde 0.06 m hasta 0.12 m se tiene la mayor concentración de energía, ya que esta sección del tubo-receptor es donde se intercepta la irradiancia reflejada por el espejo parabólico.

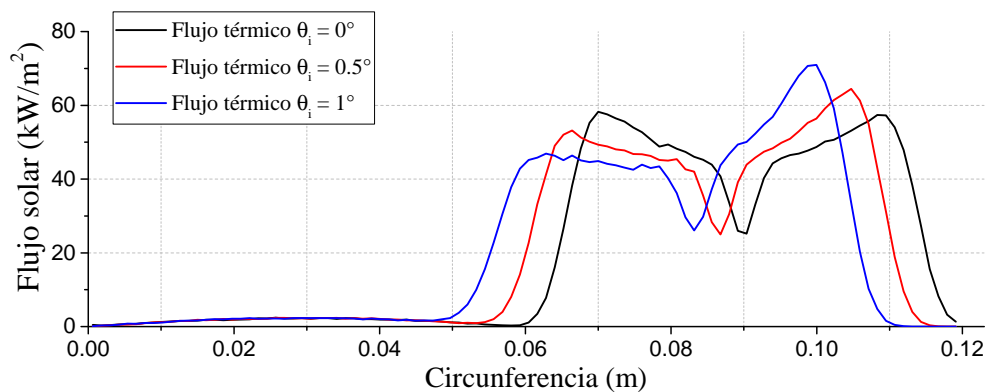


Figura 3.3: Flujo solar en el receptor respecto al ángulo de incidencia obtenido en la simulación de trazado de rayos.

De manera particular, en la Figura 3.4 se muestra el caso cuando $\theta_i = 0^\circ$, ante este ángulo se obtiene la mayor concentración de energía en el tubo-receptor. Esto sucedería al tener un STE igual a 0° ya que el PTC estaría enfocado de manera que los rayos solares directos inciden en el espejo parabólico y se concentran en el receptor. En cambio, cuando θ_i es diferente de 0° , es decir, cuando el PTC está desalineado a la normal de los rayos solares, se produce una distribución asimétrica en la superficie del tubo-receptor ante los ángulos de incidencia de 0.5° y 1° , ver Figuras 3.5 y 3.6, respectivamente. Cabe mencionar que entre mayor sea la desviación del PTC respecto a la normal de los rayos solares directos mayor será la pérdida térmica. Adicional a lo anterior, se generaron gráficas 3D con los datos de distribución de fotones incidentes en el tubo-receptor a los ángulos de incidencia de 0° , 0.5° y 1° , ver Figuras 3.4b, 3.5b y 3.6b, respectivamente. Este tipo de simulaciones ayudan a comprender la pérdida y distribución térmica al tener una desviación o error de seguimiento en el PTC. Con base en los cálculos obtenidos, el ángulo de incidencia afecta la concentración solar y reduce la eficiencia térmica del sistema entre un 10% y un 15% aproximadamente, esto al estar desenfocado a un ángulo mayor a 1° respecto a la normal.

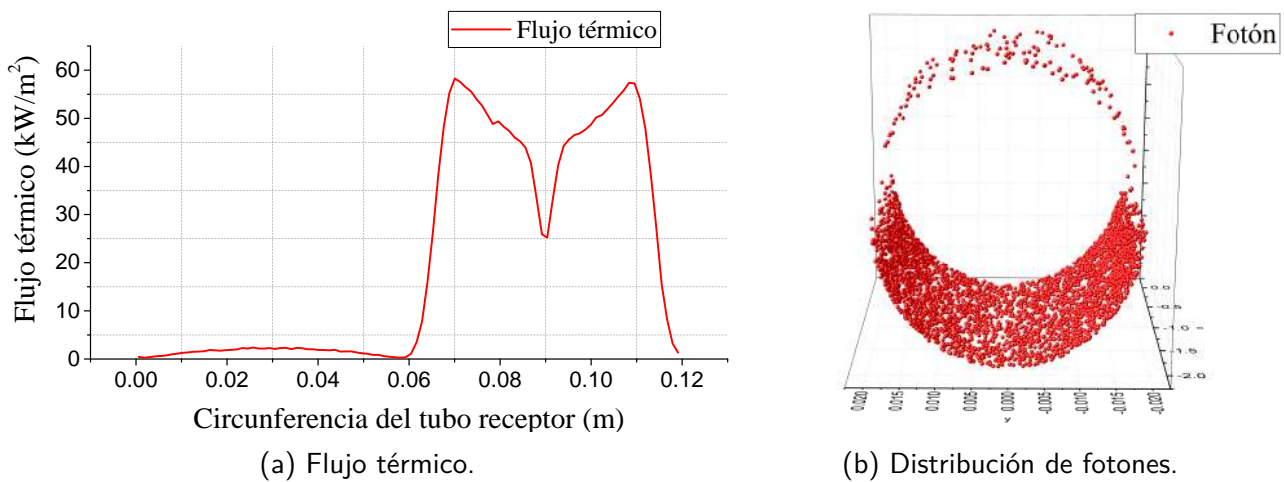


Figura 3.4: Distribución de flujo térmico y fotones en la circunferencia y superficie del tubo receptor a un ángulo $\theta_i = 0^\circ$.

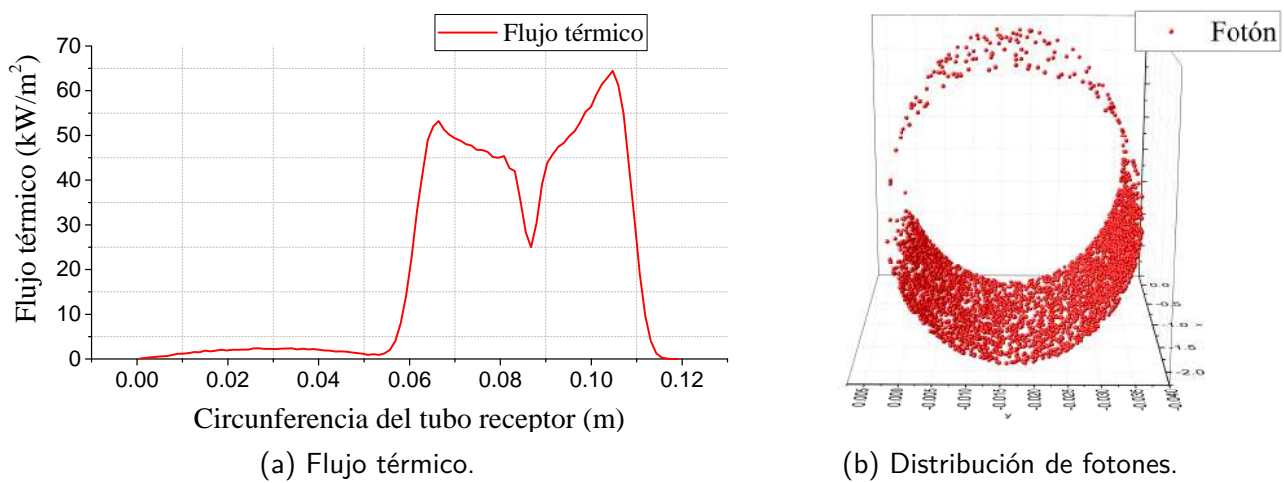


Figura 3.5: Distribución de flujo térmico y fotones en la circunferencia y superficie del tubo receptor a un ángulo $\theta_i = 0.5^\circ$.

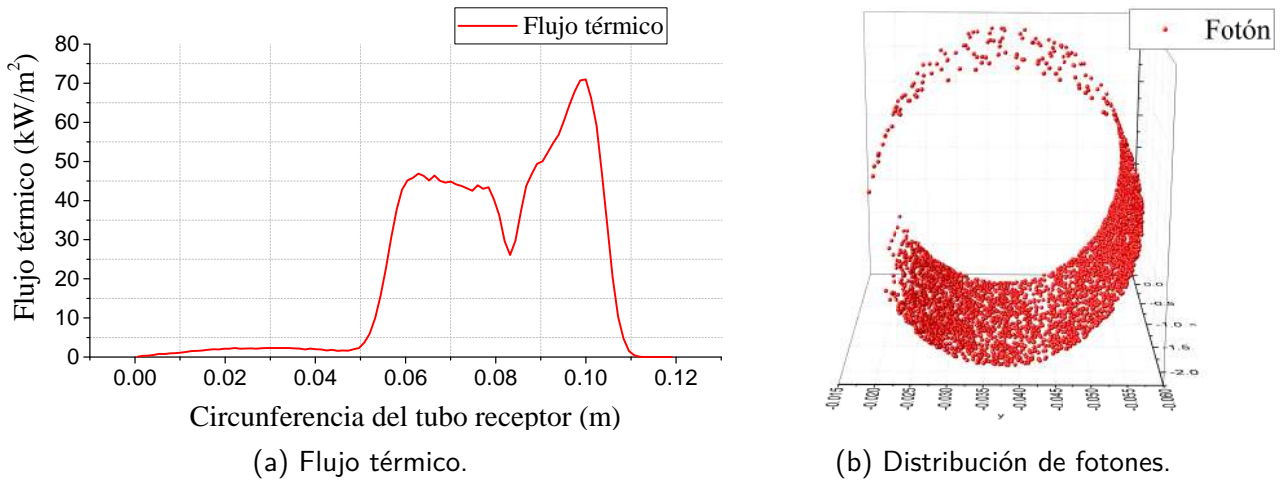


Figura 3.6: Distribución de flujo térmico y fotones en la circunferencia y superficie del tubo receptor a un ángulo $\theta_i = 1^\circ$.

3.1.1. Ángulo de aceptación basado en datos de la simulación óptica

Una vez procesados los datos térmicos obtenidos en la simulación de trazado de rayos, se estimó el ángulo de aceptación teórico. El resultado se muestra en la Figura 3.7, en donde se observa la eficiencia térmica normalizada en el eje de las ordenadas, mientras que en el eje de las abscisas el cambio en el ángulo de incidencia del Sol respecto al PTC. Como ya se menciona anteriormente, se itero gradualmente 0.1° el ángulo θ_i , iniciando en -3° hasta 3° de manera transversal al PT250. La norma ASHRAE 93 menciona que el ángulo de aceptación puede estar en el rango de pérdida de no más del 2 % de la eficiencia máxima, pero en este caso se consideró a partir de una pérdida del 10 % con el objetivo de no obtener un ángulo tan acotado de manera que el STS no pueda alcanzar dicha precisión. Por lo anterior, el ángulo de aceptación teórico se determinó en $\pm 1^\circ$.

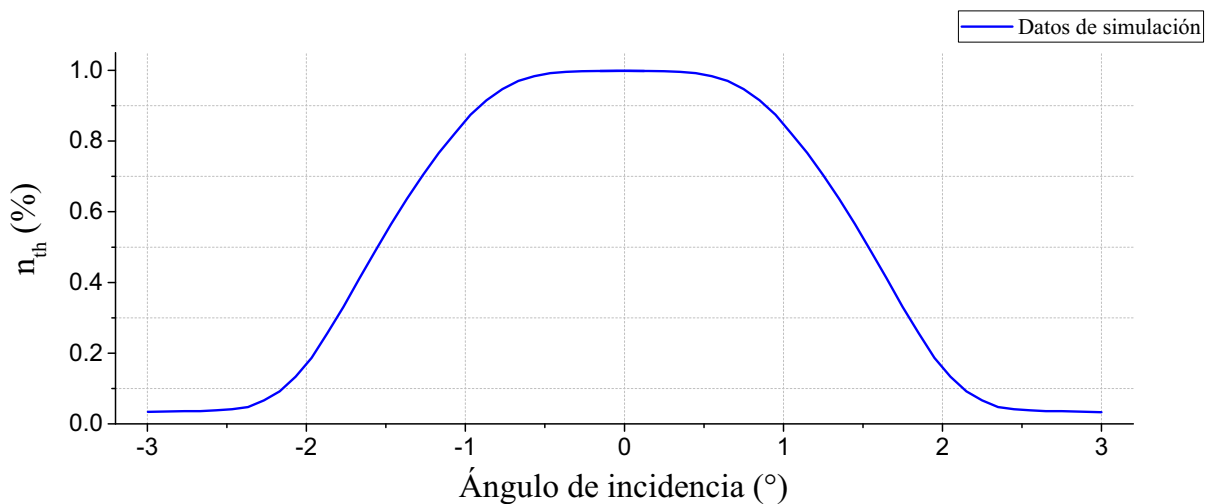


Figura 3.7: Ángulo de aceptación teórico a partir de la simulación óptica.

Una vez realizadas las simulaciones de trazado de rayos y haber calculado de manera teórica el ángulo de aceptación, se procedió a la verificación de los sensores del banco de pruebas para complementar la información teórica con datos experimentales.

3.2. Banco de pruebas y recolección de datos

Se tiene instalado un concentrador PT250 en la unidad Aguascalientes del CIO, el PTC está ubicado en la latitud N $21^{\circ} 50' 39''$ y longitud W $102^{\circ} 20' 38''$, como se muestra en la Figura 3.8. El PT250 está orientado de manera longitudinal al eje norte-sur y realiza el seguimiento solar del este al oeste.



Figura 3.8: Ubicación geográfica del PT250.

Para la recolección de datos del sistema térmico, es necesario el uso de diferentes sensores para poder registrar la lectura, a lo largo del día, de diversos parámetros como la temperatura y el flujo del HTF y, la irradiancia solar. Para lo anterior, se dispone de un banco de pruebas prefabricado en trabajos térmicos anteriores, ver Figura 3.9. Sin embargo, para el presente trabajo, se habilitó y validó el correcto funcionamiento de los sensores. Debido a que el banco es de propiedad industrial, no se describen sus diseños e instalación.

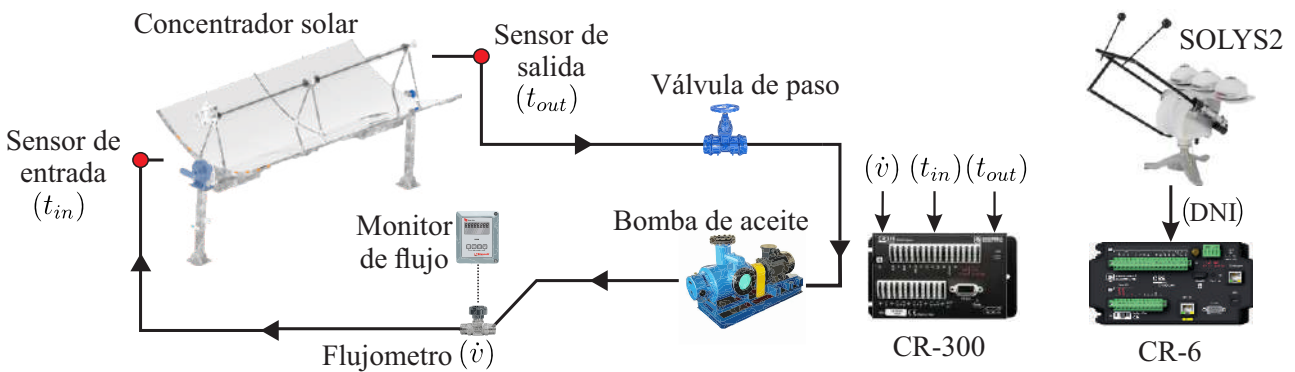


Figura 3.9: Diagrama esquemático del sistema térmico y recolección de datos.

Las temperaturas de entrada (t_{in}) y salida (t_{out}) del HTF se midieron por medio de termosensores modelo PT100. En este caso en particular, el HTF es aceite sintético modelo Mobiltherm 603, el cual soporta hasta 285°C en sistemas hidráulicos cerrados. El flujo volumétrico (\dot{v}) se midió utilizando un flujómetro volumétrico modelo FTB1400 conectado a un monitor de flujo HTW-24060. Las variables antes mencionadas fueron recolectadas en un registrador de datos modelo CR-300. Por

otro lado, la DNI se midió con una estación solarimétrica modelo SOLYS-2 que se tiene instalada en el CIO-Aguascalientes. Las mediciones de DNI se almacenaron en un registrador de datos modelo CR-6. Todas las variables se registraron con un tiempo de muestreo de un minuto para su posterior análisis. Los resultados obtenidos en diferentes días de prueba se muestran en la sección 4.2.

3.3. Modelado de la eficiencia térmica del sistema

Para medir el rendimiento térmico del PTC durante un día de seguimiento solar, se realizaron los siguientes cálculos [39]. Un indicador relevante en estos sistemas es la eficiencia térmica ya que ofrece información acerca del porcentaje de irradiancia solar que se transforma a calor útil. Primero, es necesario estimar la energía útil concentrada (Q_s) en el PTC dada por la ecuación 3.1, donde se considera la relación de la irradiancia solar directa (DNI = G_{DNI}) en el área $A_a = L \cdot W_a$ del colector,

$$Q_s = A_a \cdot G_{DNI}. \quad (3.1)$$

Para el balance de masa es necesario calcular el flujo másico por medio de la Ecuación 3.2 el cual se basa en la relación de la densidad del aceite y el flujo volumétrico,

$$\dot{m} = \rho \cdot \dot{v}. \quad (3.2)$$

La densidad (ρ) del aceite utilizado en el sistema se obtuvo de la información técnica del fabricante [40]. Con base en un estudio técnico confidencial anteriormente realizado al concentrador se estimó la densidad en función de la temperatura del HTF, la Ecuación 3.3 expresa la relación de las variables antes mencionadas.

$$\rho = -0.48 \cdot t_{in} + 841.19 \quad (3.3)$$

En segundo lugar, se calculó la producción de energía útil (Q_u) por medio de la ecuación 3.4, donde \dot{m} es el flujo másico en m^3/s y c_p es la constante de calor del HTF ($c_p = 2471.85$, [40]) utilizado en el sistema hidráulico, dicha constante es específica para cada tipo de fluido, y, la variable Δt es la diferencia de temperatura de entrada y de salida del HTF ($\Delta t = t_{out} - t_{in}$).

$$Q_u = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta t. \quad (3.4)$$

Por último, la eficiencia térmica (n_{th}) es la relación de la irradiancia solar disponible en el área del PTC (Q_s) y la energía útil producida (Q_u), como se expresa a continuación:

$$n_{th} = \frac{Q_u}{Q_s}. \quad (3.5)$$

3.4. Ángulo de aceptación basado en datos experimentales

Para estimar el ángulo de aceptación del PT250 se adaptó la metodología de la norma ASH-RAE 93 [29]. En ella se explican las condiciones, variables y otros aspectos experimentales para dicho procedimiento. Como ya se mencionó en la sección 3.2, se cuenta con un banco de pruebas para registrar datos de temperatura y flujo del HTF, así como la DNI para los días de experimentación. Para este estudio, se establece que el ángulo de aceptación real es una estimación aproximada. Así mismo, no se realizan registros de la velocidad del viento, presión del HTF, temperatura y humedad ambiente (trabajo futuro). Con base en datos experimentales del día 29 de junio del 2021, se obtuvo el resultado de la Figura 3.10; en color negro se muestran los datos de la n_{th} en relación al ángulo de incidencia del Sol medido con el sensor digital ISS-D5. Utilizando el método de mínimos cuadrados se obtuvo el modelo matemático dado por la ecuación 3.6; esta función describe de manera matemática (color rojo) la distribución de la eficiencia respecto al ángulo de incidencia. Al hacer una comparativa entre ambos resultados, datos experimentales y el modelo matemático, se obtiene una distribución cercana a los puntos de muestra utilizados para dicha estimación. Como ya se comentó en la sección anterior, se consideró una pérdida del 10 % de la eficiencia máxima para el ángulo de aceptación. Por ende, de manera experimental el ángulo de aceptación real se estimó en aproximadamente $\pm 1^\circ$.

$$n_{th} = -0.0016 \theta_i^6 + 0.0006 \theta_i^5 + 0.0364 \theta_i^4 - 0.0052 \theta_i^3 - 0.2888 \theta_i^2 - 0.0055 \theta_i + 0.9961 \quad (3.6)$$

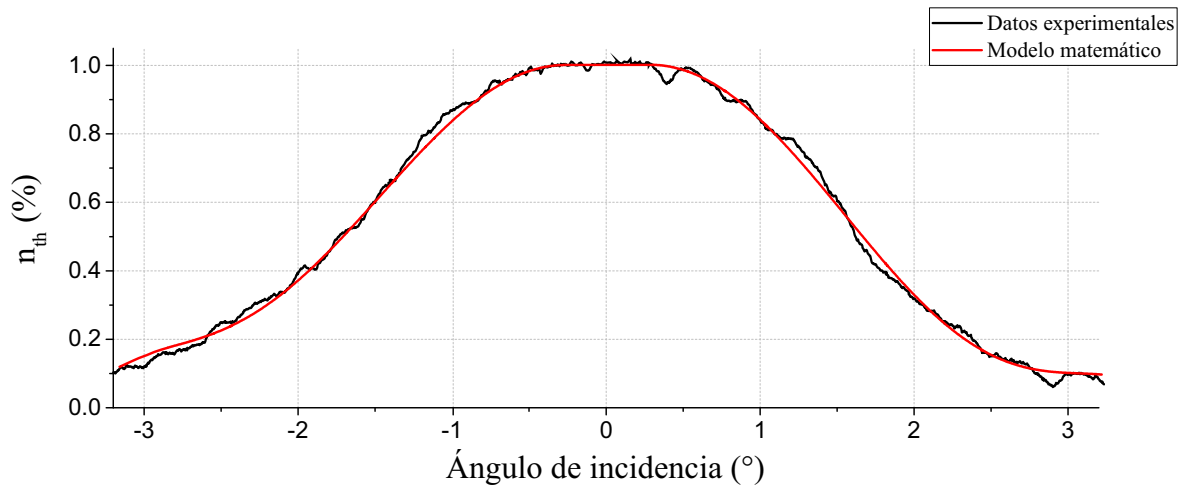


Figura 3.10: Ángulo de aceptación basado en datos experimentales.

3.5. Estimación paramétrica del servo-mecanismo del PT250

El modelo matemático de un mecanismo ayuda a conocer su velocidad y posición, y posteriormente, ser utilizado en simulaciones de control antes de llevar a cabo pruebas experimentales en el sistema real [41]. Ya que en la hoja de datos del fabricante del motor-reductor que se utiliza en el PT250 no se detalla dicha información, se procedió a estimar un modelo de segundo orden siguiendo la metodología que se explica a continuación. Primero, se implementó el diagrama de bloques de la Figura 3.11 en el programa Simulink® en conjunto con la tarjeta de adquisición de datos modelo

Q8-USB de la empresa QUANSER™ . Este dispositivo se utilizó para tomar lectura de los datos del decodificador del motor y al mismo tiempo controlar el movimiento del mecanismo.

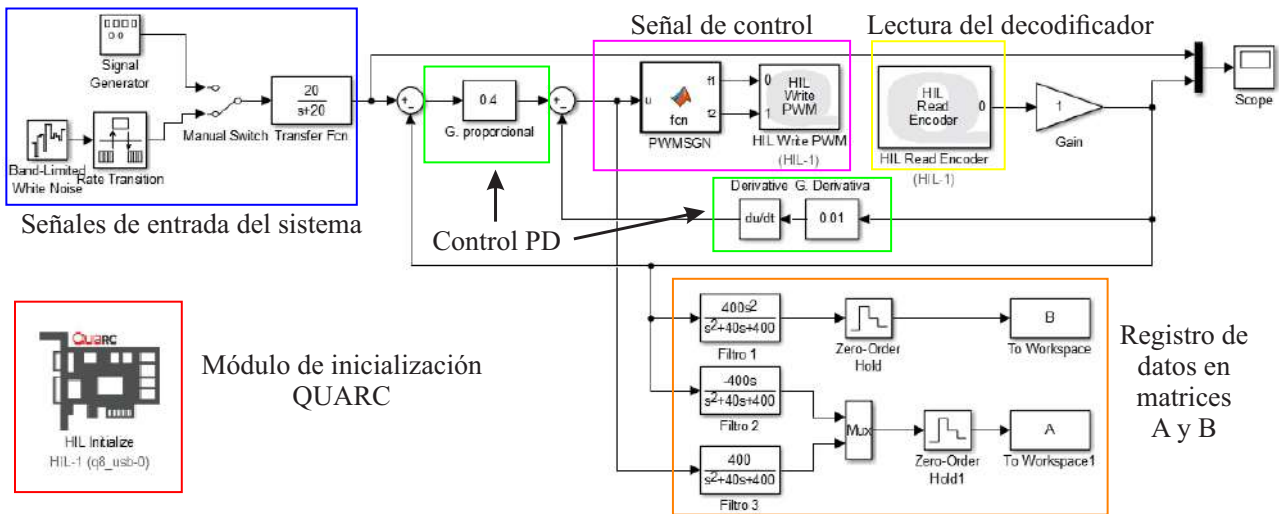


Figura 3.11: Diagrama de bloques en Simulink para la estimación paramétrica del motor-reductor.

En la Figura 3.12 se observa el esquema de comunicación y conexiones eléctricas entre los dispositivos utilizados para este procedimiento. Para controlar el voltaje del motor se utilizó un puente H modelo BTS7960 conectado a una salida modulada por ancho de pulsos (Pulse Width Modulation, PWM en sus siglas en inglés) de la tarjeta Q8-USB. El cable del decodificador del motor se conectó a una entrada especial para decodificadores de la misma tarjeta Q8-USB y los datos se registraron en el espacio de trabajo del programa MATLAB®.

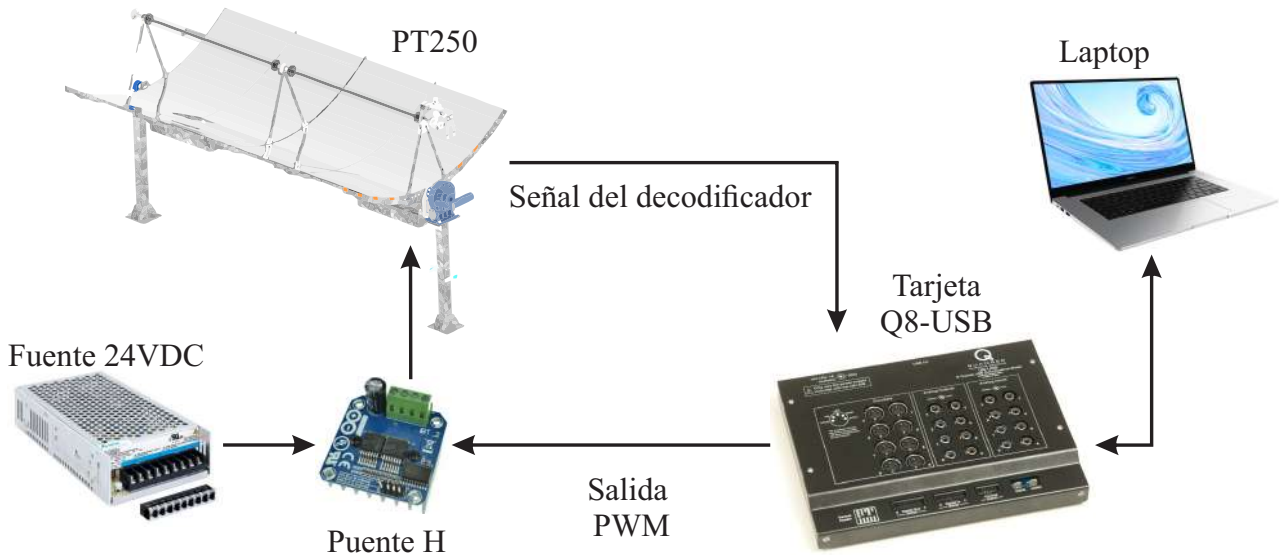


Figura 3.12: Diagrama de conexiones para la estimación paramétrica.

Una vez realizadas las conexiones eléctricas y de comunicación, se llevó a cabo la sintonización de un control Proporcional Derivativo (PD) ante una función escalón unitario. Una vez sintonizado el controlador, se cambio la función escalón por una señal de ruido blanco para observar el comportamiento del decodificador ante una señal cambiante. Al introducir esta señal se obtiene más información debido a que al inducir una referencia variable a la entrada del sistema, la cantidad de datos es mayor y el modelo matemático es más acertado. La información se guardó en las matrices A y B. En la primera se registró la señal del error del sistema de control en conjunto con la señal

de retroalimentación (decodificador), mientras que en la segunda matriz solamente se guardaron los datos del decodificador. Para facilitar el procesamiento de los datos se colocaron dos filtros digitales para suavizar los sobre-picos y además obtener datos como la velocidad y aceleración del motor al momento de realizar las pruebas. Para obtener los valores de las ganancias a y b del modelo matemático del motor-reductor se utilizó la ecuación 3.7, para después sustituirlas en la ecuación 3.8 que es la que representa el modelo matemático del sistema.

$$[a, b] = \text{inv}(A'A) A'B \tag{3.7}$$

$$G(s) = \frac{b}{s(s+a)} \tag{3.8}$$

La señal de ruido blanco se configuró a una frecuencia de 0.1 Hz con una amplitud máxima de ± 9 revoluciones por minuto (RPM) en un periodo de 10 segundos. Uno de los resultados obtenidos se muestra en la Figura 3.13; en color rojo se observa la señal del decodificador del motor y en color negro la señal de referencia. Al analizar ambas señales se observó que la señal del decodificador hace lo posible por seguir la tendencia de la señal de referencia con ciertos retrasos causados por la inercia que se produce en el mecanismo del PT250. Esta prueba se realizó en tres ocasiones para comparar los resultados de las ganancias a y b y, de esta manera calcular un promedio de las mismas para el modelo matemático. Los resultados de las tres pruebas se muestran en la Tabla 3.2.

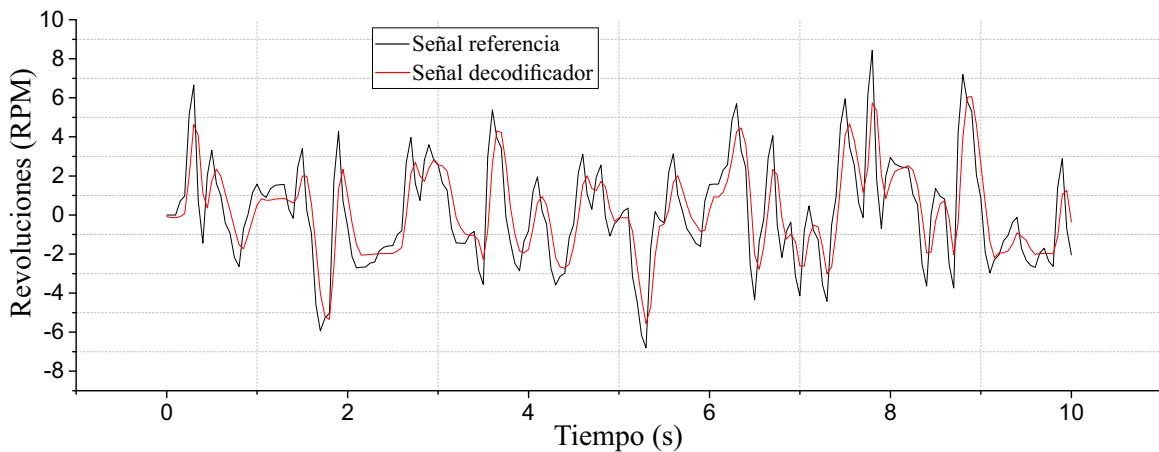


Figura 3.13: Comparación de la señal inducida en el sistema de control y la señal capturada del decodificador del motor.

Tabla 3.2: Ganancias del modelo matemático.

Ganancias	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Promedio
a	29.7	33.5	32.4	31.86
b	5020.7	5509.1	5338.5	5289.43

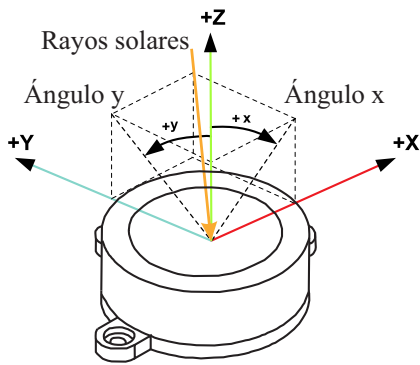
Por último, sustituyendo las ganancias promedio de a y b en la ecuación 3.7, se obtuvo la expresión de la ecuación 3.9, la cuál representa la función de transferencia del mecanismo del PT250.

Dicha función puede ser utilizada para futuras simulaciones de sintonización con diferentes estrategias de control antes de aplicarlas de manera experimental.

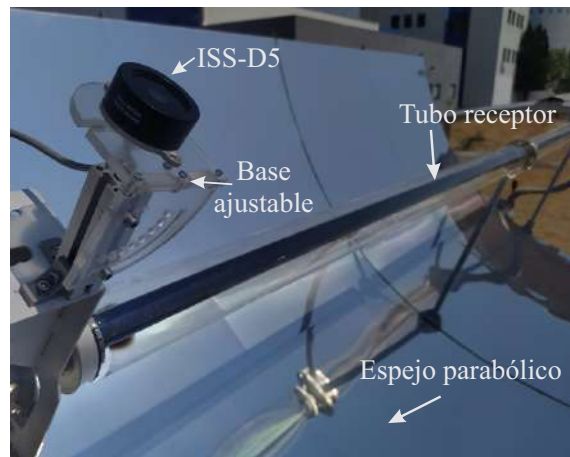
$$G(s) = \frac{5289.43}{s(s + 31.86)} \quad (3.9)$$

3.6. Caracterización de la precisión del seguimiento solar

Para medir el STE se utilizó un sensor digital modelo ISS-D5 de la empresa Solar MEMS Technologies S.L. [42]. Este sensor tiene una precisión de seguimiento menor a 0.1° y un campo de visión de $\pm 5^\circ$. Para hacer uso de este sensor, se necesitó un convertidor de comunicación de RS-485 a USB para registrar los datos en un equipo de computo a través de una aplicación de la empresa Solar MEMS. En la Figura 3.14a se muestra la relación angular del sensor digital; los ejes X y Y especifican la posición del rayo solar incidente dentro del campo de visión del sensor y la precisión se acerca a 0° en la normal del eje Z. El sensor solar de fotodiodos, el dispositivo visual basado en sombras y el sensor digital ISSD-5, se instalaron lo más cerca posible para que el plano solar incidente en ellos fuera el mismo y la comparación de los resultados del STE fueran congruentes. Además, se considero que los tres elementos antes mencionados estuvieran paralelos al plano del espejo parabólico. Es importante mencionar que la mayoría de los sensores comerciales son para seguidores solares de doble eje. Por consiguiente, se diseñó e instaló un soporte que se muestra en la Figura 3.14b, con el que se modifica la inclinación del sensor digital para compensar el eje de movimiento ausente, ya que el PT250 realiza el seguimiento en un solo eje. La inclinación del sensor digital se consideró en relación a la latitud en donde está ubicado el PT250. Los resultados del seguimiento solar de los días de experimentación se presentan en la sección 4.1.



(a) Relación angular para medir el error de seguimiento solar [42].



(b) Soporte del sensor ISS-D5.

Figura 3.14: Ilustración del error angular y la ubicación del soporte del sensor digital en el PT250.

3.7. Esquema experimental en un lazo cerrado

La Figura 3.15 muestra el sistema de control en lazo cerrado que actualmente emplea el PT250 de Inventive Power instalado en el CIO unidad Aguascalientes. El panel de control procesa una

señal de error (e_s) que se calcula por la diferencia de la señal de referencia (ref_s) menos la de retroalimentación del sensor solar (SP_s); después, es empleada por un algoritmo de control que modifica la posición del PT250 mediante el motor-reductor de corriente directa hasta que, el error sea cero o, se encuentre dentro de la histéresis del algoritmo de control.

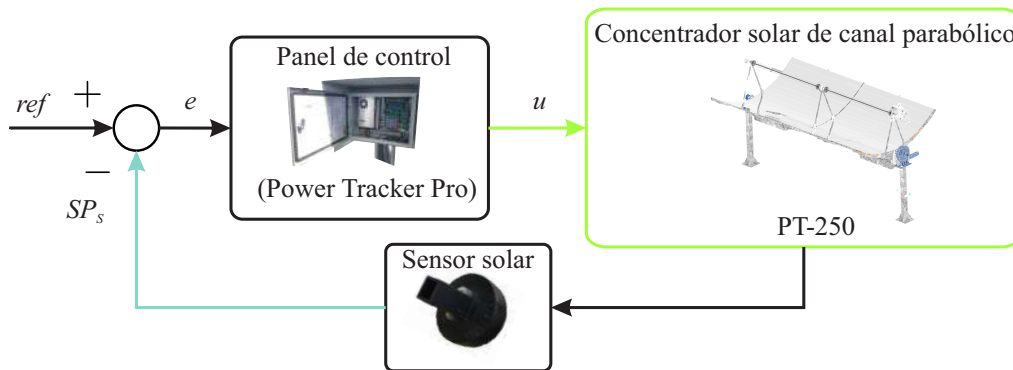


Figura 3.15: Sistema de control con sensor solar como retroalimentación.

El día 22 de enero del 2019, se realizó una pre-caracterización del STS del PT250 que se tiene instalado en el CIO-Aguascalientes. Se observó un comportamiento con un error de seguimiento mayor al requerido. Las condiciones del día de prueba fueron con cielo despejado, los datos registrados del STE se presentan en la Figura 3.16. Al analizar la distribución del STE, se observó que el error no presenta una tendencia a cero o de manera constante; por lo contrario, se tiene un comportamiento variable a lo largo del día, siendo el medio día solar (12:00 h) el momento en donde se genera un cambio en el error de seguimiento a pesar de que no hubo nubes transitorias en ese día de prueba. Lo anterior se debe principalmente a la no-linealidad de la respuesta de los fotosensores ante cambios de irradiancia. En la literatura, se ha reportado que los sensores solares fabricados con foto-sensores pasivos (fotodiodos o foto-resistencias) pueden generar inestabilidad en los STSs, por lo que este problema no es un suceso aislado [43]. Además, el sensor se puede ver afectado por la falta de repetitividad de los fotodiodos, el desgaste por la exposición a la irradiancia solar, problemas en la manufactura del sensor, entre otros factores. De manera particular, el sensor utilizado en el PT250 sigue el principio funcional del primer diseño presentado en la sección 2.5.1. Por lo anterior, se realizó la caracterización del sensor solar para observar el comportamiento de cada foto-diodo.

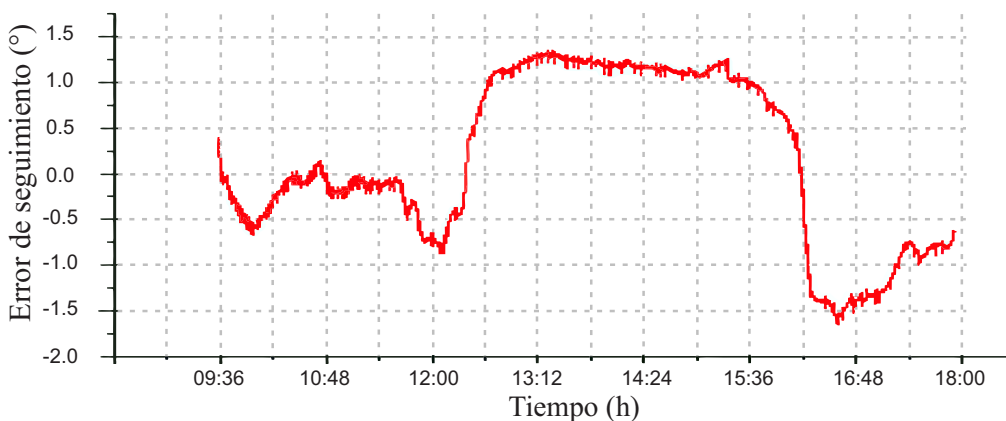
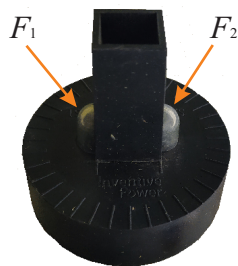


Figura 3.16: Error de seguimiento del día 22/01/2019 en condiciones de cielo despejado.

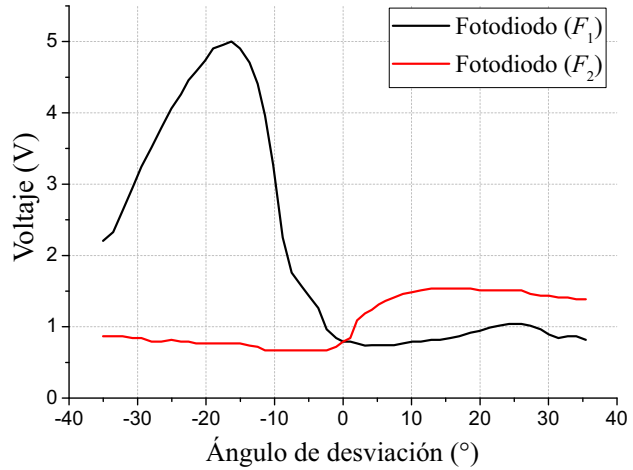
3.7.1. Caracterización del sensor solar de fotodiodos

En la Figura 3.17a se muestra una vista real del sensor solar de Inventive Power. Para su caracterización eléctrica, se midió el voltaje de cada fotodiodo (F_1, F_2) en relación al ángulo de desviación

del PTC respecto al Sol. La prueba experimental se realizó a medio día solar y con cielo despejado, los datos obtenidos se muestran en la Figura 3.17b. Al analizar el comportamiento de F_1 y F_2 , se observó una discrepancia en la curva de voltaje de cada foto-diodo; por lo que, al calcular la diferencia de voltajes para la señal de retroalimentación $SP_s = |F_1 - F_2|$, se podrían generar lecturas no proporcionales al ángulo de desviación, afectando al sistema de control por la respuesta no lineal de F_1 y F_2 , pero aun así, pueden emplearse para realizar un pre-enfoque del PTC hacia la posición aparente del Sol. Cabe señalar que cada sensor podría tener una respuesta diferente a causa de los factores ya mencionados con anterioridad.



(a) Sensor solar de In-ventive Power.



(b) Respuesta de voltaje de cada fotodiodo.

Figura 3.17: Sensor solar de fotodiodos y la respuesta eléctrica de F_1 y F_2 .

Considerando la no-linealidad del sensor solar de fotodiodos, se planteó utilizar un control on-off, ya que al utilizar otro tipo de control lineal, como un control PI o PID, la señal de manipulación también sería no lineal, lo que causaría cambios de velocidad o dirección de giro en el motor cuando el error de seguimiento varié a lo largo del día provocando una baja precisión de seguimiento solar, un consumo excesivo de energía, desgaste de los actuadores, entre otros inconvenientes. Además, es importante mencionar que con el paso del tiempo la señal de los fotodiodos se degrada, lo que podría aumentar los problemas anteriores. Con el control on-off se puede establecer una velocidad de los actuadores fija y la no-linealidad de los fotodiodos no afecta considerablemente el rendimiento del control. Por lo anterior, el sistema de control propuesto emplea una doble señal de retroalimentación, siendo SP_s la primera y el procesamiento de imágenes aunado a un método de sombreado lineal la segunda.

3.8. Dispositivo visual propuesto basado en sombras

En la Figura 3.18 se observa una imagen real del dispositivo visual propuesto, el cual se basa en un novedoso método de sombreado lineal, que hace referencia a la sombra generada por el tubo-receptor del PTC en el centro del espejo parabólico. Pero, en este caso, se extrapola dicho concepto a un sistema independiente, el cual no se ve afectado por reflejos de nubosidad, sombras de la estructura del PTC o edificios aledaños al mismo, como sucedería en el espejo parabólico.

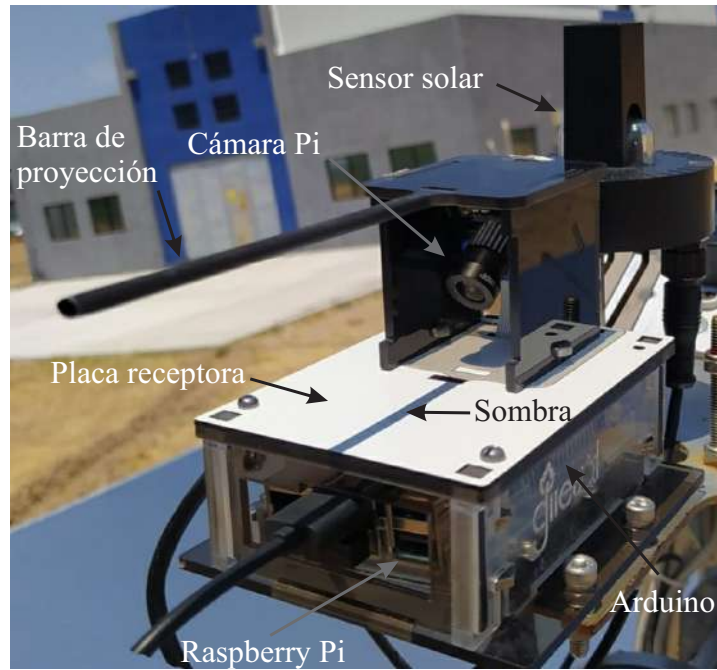


Figura 3.18: Elementos del dispositivo visual propuesto.

Este prototipo está compuesto de una Raspberry Pi 3B+ para procesar las imágenes y al mismo tiempo hace la función de unidad de control. Además, se cuenta con una cámara Pi con una resolución de 1080 píxeles enfocada hacia la placa receptora. Un Arduino Pro Micro se conectó al sensor solar para recolectar los datos de voltaje de los fotodiodos y enviarlos de manera serial a la Raspberry Pi, ya que es la encargada de realizar el control del sistema completo. Se utilizó una salida PWM de la Raspberry Pi hacia el puente H modelo BTS7960 para controlar el voltaje del motor-reductor del PT250 (ver Figura 3.19). Cabe mencionar que no fue necesario modificar ningún componente eléctrico o mecánico para instalar el nuevo dispositivo, solamente se utilizó la alimentación de la fuente del panel de control. En la Figura 3.18 se observa que el sensor de fotodiodos forma parte del dispositivo visual, el cual se instaló en el soporte original donde anteriormente se tenía ubicado el sensor de fotodiodos.

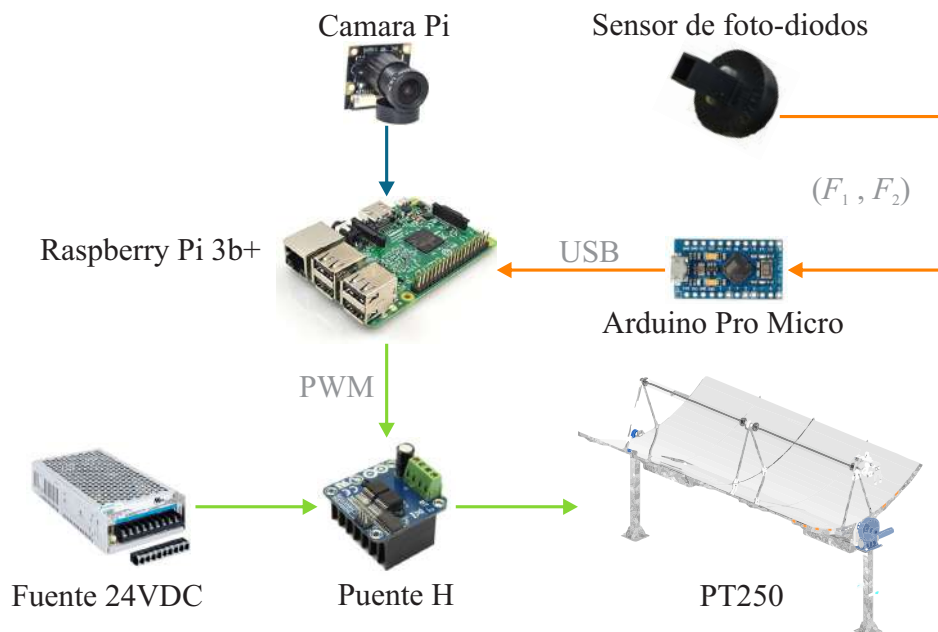


Figura 3.19: Esquema eléctrico de comunicación y conexiones eléctricas del nuevo dispositivo visual.

3.8.1. Procesamiento digital de imágenes

Para medir la desviación o error de seguimiento del PTC utilizando el método de sombras lineal, es necesario estimar la posición del centro de la sombra generada por la barra de proyección en la placa receptora como se observa en la Figura 3.20. Para lograr dicho objetivo se realizó el procesamiento digital de imágenes que se explica a continuación y se empleó la relación trigonométrica de la Figura 3.24 que se explica más adelante.

1. Capturar una imagen con la sombra lineal proyectada en la placa receptora (ver Figura 3.20).

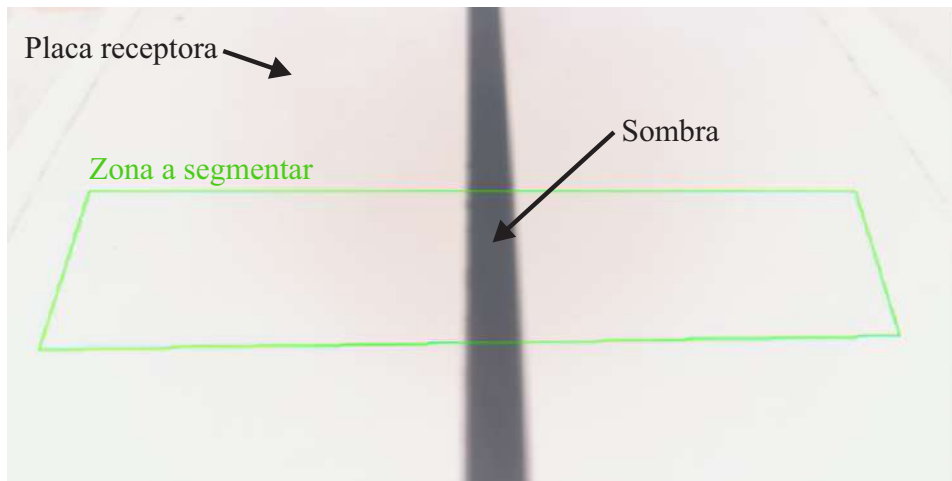


Figura 3.20: Imagen capturada de la placa receptora.

2. Segmentar la imagen (rectángulo verde en Figura 3.20) y aplicar una transformación de perspectiva al segmento seleccionado.
3. Corregir el nivel de brillo y exposición para destacar la sombra lineal respecto al fondo.
4. Convertir a escala de grises (ver Figura 3.21).



Figura 3.21: Imagen seccionada, con corrección de brillo y exposición. Procesada a escala de grises,

5. Binarizar imagen para detonar el contraste entre la línea y el fondo blanco (ver Figura 3.22).



Figura 3.22: Imagen binarizada.

- Calcular la posición en píxeles del centroide de la sombra lineal, basándose en los contornos laterales de la misma (ver Figura 3.23).

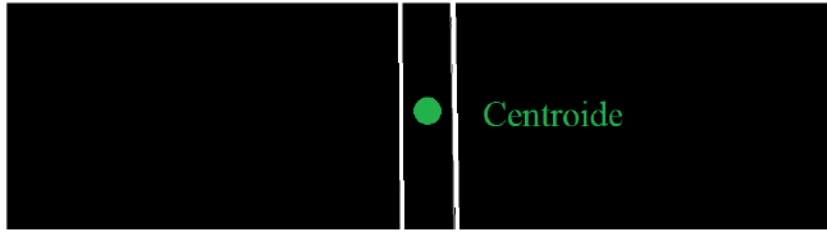


Figura 3.23: Detección de bordes y cálculo del centroide.

- Por último, la posición calculada en píxeles se convierte a centímetros considerando la relación real de la superficie de la placa receptora y la parte seccionada de la imagen. Finalmente, con la ecuación 3.10 se calculó la desviación angular (θ_p) del PTC respecto a los rayos solares incidentes,

$$\theta_p = \tan^{-1}(p/h), \quad (3.10)$$

donde p es la distancia entre la posición del centroide de la sombra y el centro de la placa receptora y, h es la altura entre la placa receptora y la barra de proyección como se ilustra en la Figura 3.24.

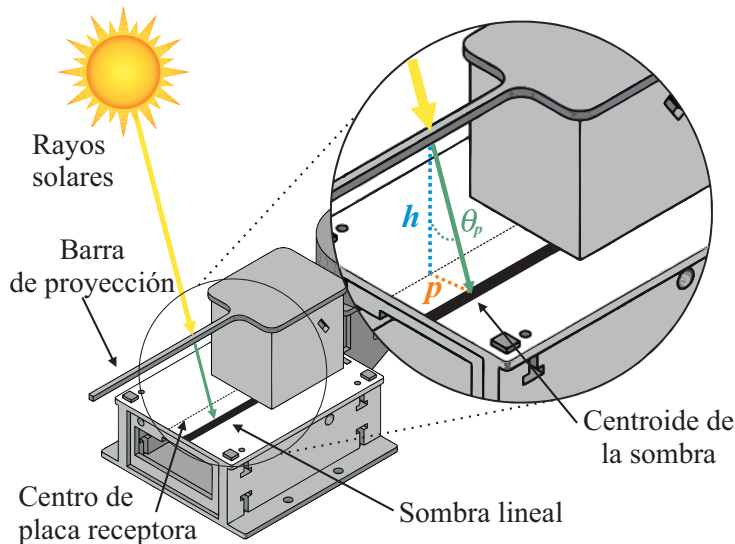


Figura 3.24: Relación angular de la proyección de sombra lineal del dispositivo visual propuesto.

En caso de que la luz solar sea obstruida por alguna nubosidad parcial o total mientras se está realizando el seguimiento con el procesamiento de imágenes, puede suceder que la sombra proyectada se difumine parcial o totalmente afectando al cálculo del ángulo θ_p . En ese momento, para evitar que el sistema realice acciones que puedan dañar su estructura, se realiza un alto total; es decir, el sistema se detiene en su posición actual hasta que se detecte una iluminación suficiente para volver a realizar el proceso de pre-orientación y ajuste fino en caso de ser necesario. Es importante mencionar que el resultado de θ_p se utilizó como segunda señal de retroalimentación SP_c en lazo cerrado.

3.9. Propuesta de algoritmo de control en doble lazo cerrado

Como objetivo de aumentar la precisión y estabilidad del seguimiento solar se propuso una nueva estrategia de control en doble lazo cerrado; así como, la construcción de un nuevo dispositivo visual, el cual se basa en el procesamiento digital de imágenes integrado a los datos del sensor solar de Inventive Power presentado en secciones anteriores. El diagrama de bloques de la nueva propuesta de control se muestra en la Figura 3.25. Es importante mencionar que, aunque el control propuesto tiene dos lazos de retroalimentación, no es un control de seguimiento híbrido, ya que ambos son de lazo cerrado. Uno de los algoritmos simples pero funcionales es aquel conocido como control on-off, en el cuál se produce una señal de encendido y apagado para modificar la posición del PTC hasta que el error sea igual a cero o esté dentro de la histéresis establecida; este parámetro determina el intervalo de tiempo de apagado y encendido del control mencionado [44].

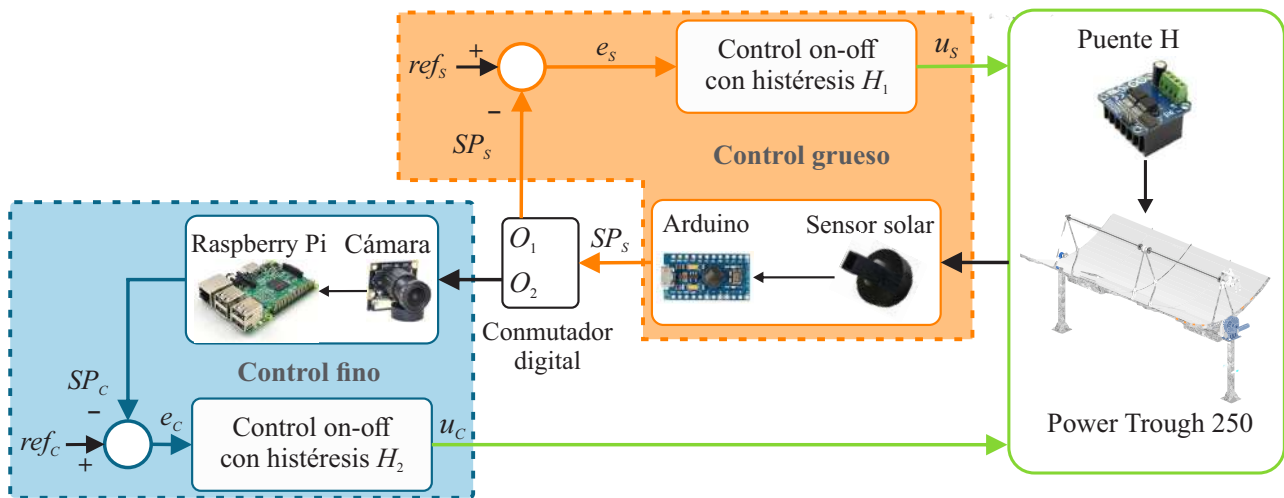
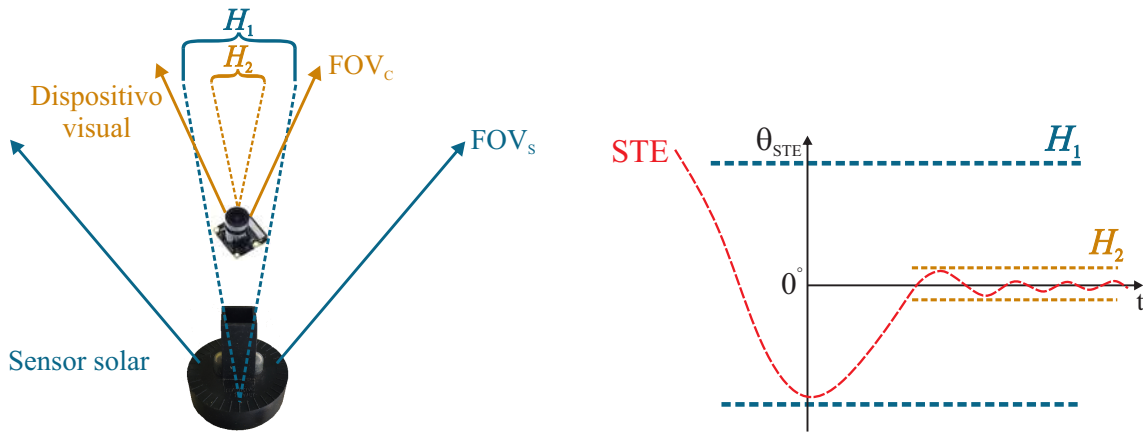


Figura 3.25: Sistema de control en doble retroalimentación.

La interacción entre el control grueso y el control fino se determina por medio de un conmutador digital que funge como seleccionador entre ambos bloques de control on-off. Su objetivo es determinar la prioridad de funcionamiento por medio de dos salidas: O_1 y O_2 , con base en la señal SP_s . La salida O_1 activa el control grueso, que se utiliza para pre-orientar el PTC con los datos del sensor solar (SP_s), y la salida O_2 activa el control fino que se basa en la información del procesamiento de imágenes (SP_c). Cada bloque de control cuenta con su propia histéresis, H_1 para el lazo cerrado con el sensor solar y H_2 para el lazo cerrado con el procesamiento de imágenes. Dichas variables permiten un margen de error para cada sistema de control y se utilizan para evitar oscilaciones en la señales de control (u_s y u_c).

La Figura 3.26a ilustra los rangos de H_1 y H_2 en relación a los FOV de cada lazo de retroalimentación, siendo FOV_s del sensor solar y FOV_c del procesamiento de imágenes. El valor de H_1 se estableció de $\pm 1^\circ$ de acuerdo al rango de la respuesta lineal de SP_s . Por otro lado, para obtener una precisión de seguimiento cercana a cero, se consideró un valor de $\pm 0.2^\circ$ para H_2 , el cual es posible obtenerse a partir del procesamiento de imágenes. Ambas histéresis están dentro del FOV de su sensor correspondiente: $FOV_s = \pm 50^\circ$ y un $FOV_c = \pm 1.5^\circ$, respectivamente. Es importante mencionar que entre menores sean los valores de H_1 y H_2 , mayor será la precisión del sistema; sin embargo, conlleva un consumo energético mayor, ya que se estarán activando los motores con mayor frecuencia durante el seguimiento solar. Del mismo modo, la Figura 3.26b ilustra el comportamiento del STE durante el seguimiento solar. La posición deseada es cuando el STE está dentro del rango de H_2 , es decir, $STE \approx 0$.



(a) Comportamiento del STE ante los rangos de las histéresis. (b) Representación de los campos de visión y las histéresis de cada sensor.

Figura 3.26: Representación de las histéresis del sistema de control en doble lazo cerrado.

El funcionamiento del control dual propuesto se divide en dos partes: control grueso y fino. Las cuales se detallan a continuación:

- **Control grueso:** Esta etapa realiza una pre-ubicación inicial del PTC. Tiene una señal de referencia (ref_s) de valor cero que se compara con la desviación estimada con el sensor de fotodiodos (SP_s). Después, se calcula la magnitud del error, es decir, $e_s = ref_s - SP_s$. Debido a los problemas inherentes de los sensores solares basados en foto-sensores, la precisión del seguimiento podría ser deficiente al utilizar una sola retroalimentación, tal y como se ha reportado en la literatura [24].
- **Control fino:** Una vez finalizada la pre-ubicación del PTC con el control grueso, esta estrategia corrige de manera fina la posición del mismo para aumentar la precisión del seguimiento durante todo el día. Al igual que en el caso del control grueso, el error de seguimiento fino (e_c) se calcula por la diferencia de la referencia de la cámara (ref_c) y la posición actual del PT250 que se obtiene mediante el procesamiento digital de imágenes (SP_c): $e_c = ref_c - SP_c$, considerando como valor o referencia cero el centro de la placa receptora. Este lazo de control permite aumentar la precisión de seguimiento lograda con el lazo de control grueso.

La Figura 3.27 muestra el diagrama de flujo del sistema de control propuesto, el cual fue codificado en Python. La secuencia general de funcionamiento es la siguiente:

- El sistema inicia con la lectura del voltaje de los fotodiodos F_1 y F_2 , el cual varía de 0V a 5V en respuesta al cambio de irradiancia. Al aumentar la irradiancia menor sera el voltaje entregado por cada fotodiodo y viceversa.
- Después, se estableció una variable Nub , la cual determina el nivel de voltaje para que el seguimiento se ejecute o detenga con el fin de detectar nubosidades transitorias. A partir de la experimentación, se determinó un valor para Nub de 2V, lo que corresponde al voltaje que generan F_1 y F_2 ante una DNI aproximada de 300 W/m^2 . Al inicio del día, cuando se detecta una radiación solar superior al nivel mencionado, se inicia la pre-orientación del PTC. De otro modo, el seguidor permanece inmóvil hasta que la radiación solar supere este umbral.
- Se calcula SP_s , para determinar que control sera puesto en marcha, ya sea el control grueso o el fino a partir de la comparación de dicha variable con H_1 .

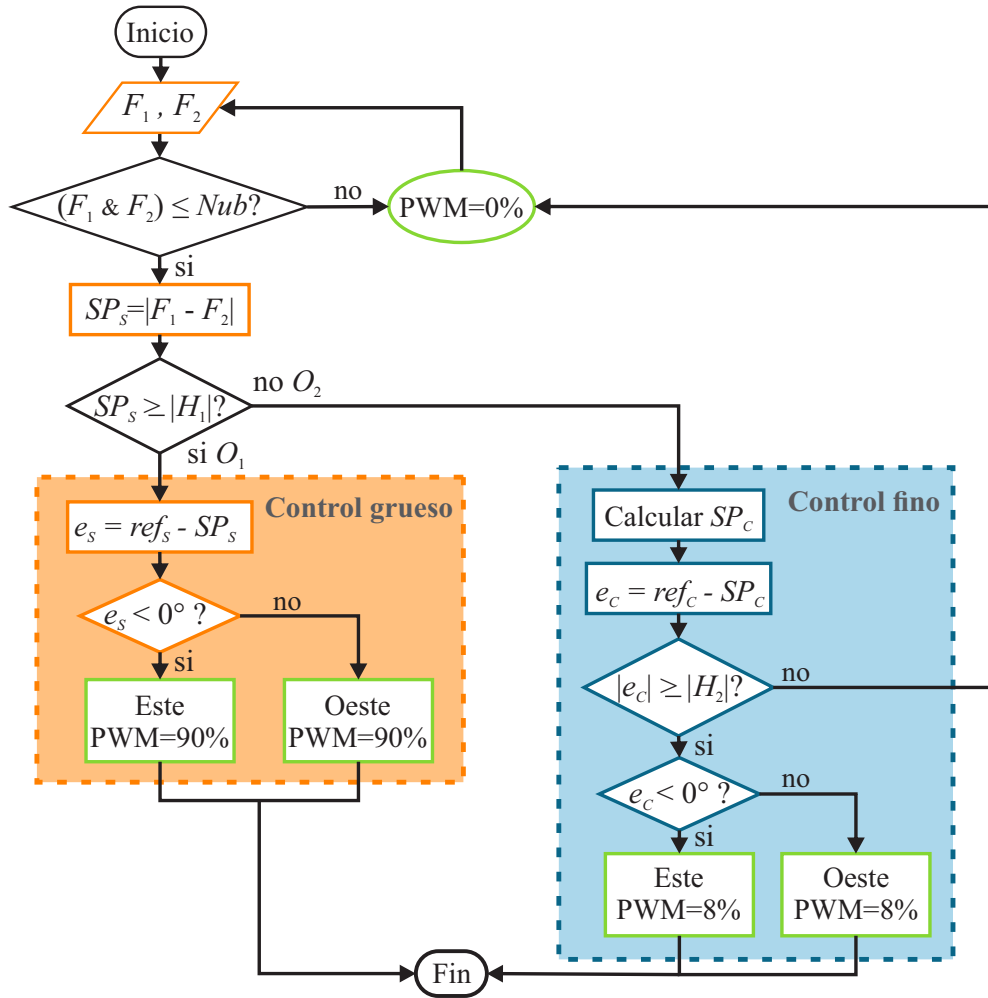


Figura 3.27: Diagrama de flujo del control propuesto.

- Al ser $SP_s \geq |H_1|$ se activa el control grueso. Es necesario calcular el error para determinar el sentido de giro del motor, para esto se analiza lo siguiente, si $e_s < 0^\circ$ se activa el giro del actuador hacia el este, en caso contrario, hacia el oeste, a un 90% de la velocidad máxima del motor. La etapa de pre-ubicación finaliza cuando la posición del sol estimada con los fotodiodos, es menor que la histéresis 1; es decir, $SP_s \geq |H_1|$, en este instante el dispositivo visual propuesto es capaz de observar la sombra lineal proyectada en la placa receptora.
- Una vez que SP_s es menor a H_1 , se activa la parte de control fina para aumentar la precisión de seguimiento solar, por lo que se procede a calcular SP_c con el procesamiento de imágenes y después se calcula el valor del error e_c .

Finalmente, se inicia el seguimiento solar fino. Si $|e_c| \geq |H_2|$, se realiza un movimiento fino dependiendo del signo de e_c ; si es positiva, el PTC se mueve hacia el oeste, en caso negativo, hacia al este. Ambos giros se ejecutan a una velocidad del 8% de la velocidad del motor máxima para mantener enfocado el PTC en su mínimo error. Cuando no se cumple la condición: $|e_c| \geq |H_2|$, el PTC permanece inmóvil ya que está en la posición deseada; es decir, perpendicularmente a los rayos solares (dentro de la histéresis H_2 permitida).

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se presentan los datos finales de la experimentación. Se discuten los datos obtenidos del seguimiento solar del sistema de control en un lazo cerrado (STS1) y del control en doble lazo cerrado (STS2) y el análisis térmico. La información presentada pertenece al seguimiento solar en diferentes días del año. Para verificar el comportamiento del PT250 en condiciones reales de operación utilizando cada sistema de control, la experimentación se llevo a cabo a la intemperie en días con DNI superior a 500 W/m^2 y se siguieron los pasos que menciona la metodología de la norma ASHRAE 93 [29]. En la sección 3.2 se detalla la instrumentación y registro de datos; por otro lado, los cálculos de la eficiencia térmica se presentan en la sección 3.3. El tiempo de experimentación para cada día de prueba fue aproximadamente de las 7:30 a las 18:00 horas de tiempo solar local, con un muestreo de datos cada minuto. Se realizaron pruebas experimentales obtenidos durante 30 días en diferentes periodos del año y, con el objetivo de no repetir información, se presentan solo 19 de días donde hubo condiciones climatológicas adecuadas para su comparación.

4.1. Análisis del seguimiento solar

El STS de un PTC tiene impacto directo en la cantidad de energía solar captada, entre mayor sea el error de seguimiento, mayor sera la perdida térmica del sistema [10]. Por lo anterior, se estudio y registró el STE del PT250 utilizando el sensor digital ISS-D5 en cada día de prueba, para más detalle de la recolección de datos del error de seguimiento revisar la sección 2.6. Para evaluar el rendimiento de los sistemas de control, se emplearon diferentes criterios de desempeño, se calculó el error promedio absoluto (STE_p), error absoluto máximo (EAM) y la integral del error cuadrático (IEC). También se calculó la varianza (σ^2) y el promedio de la desviación media absoluta (DMA), las cuales ayudan a estimar que tan lejos están los datos de la media. Dichas estimaciones son parte de la estadística robusta y se utilizan para examinar la distribución muestral en un conjunto de datos. A continuación se presenta las ecuaciones empleadas ne los criterios anteriormente mencionados, donde e_i indica un valor del STE del sistema de control.

$$STE_p = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^N |e_i| \quad (4.1)$$

$$EAM = \max_{i=0}^N |e_i| \quad (4.2)$$

$$IEC = \int_{i=0}^N |e_i^2| dt \quad (4.3)$$

$$\sigma^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^N (e_i - \bar{x})^2 \quad \text{donde } \bar{x} = \frac{\sum_{i=0}^N e_i}{N} \quad (4.4)$$

$$\text{DMA} = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^N |e_i - \bar{x}| \quad (4.5)$$

En la Tabla 4.1 se presentan los datos de los criterios de desempeño obtenidos mediante el STS1. De acuerdo a los datos recolectados, el error de seguimiento promedio durante los días de la experimentación es de $\text{STE}_p = 0.97^\circ$. En cuanto a los índices de desempeño, el EAM indica el error máximo alcanzado de todos los días de la experimentación, el cual fue de 2.93° . El IEC promedio fue de 278.36° , el cual indica la acumulación del error durante toda la prueba. Entre mayor sea el IEC, mayor cantidad de variaciones u oscilaciones durante el seguimiento solar. Respecto a la varianza y el DMA existe una tendencia del 0.44° y 0.47° respectivamente, en relación a la dispersión de los datos respecto a la media de los mismos. Respecto a estos dos últimos factores, se concluye que durante el seguimiento del STS1 se presentaron perturbaciones anormales durante el funcionamiento del sistema.

Tabla 4.1: Datos de pruebas experimentales con el STS1.

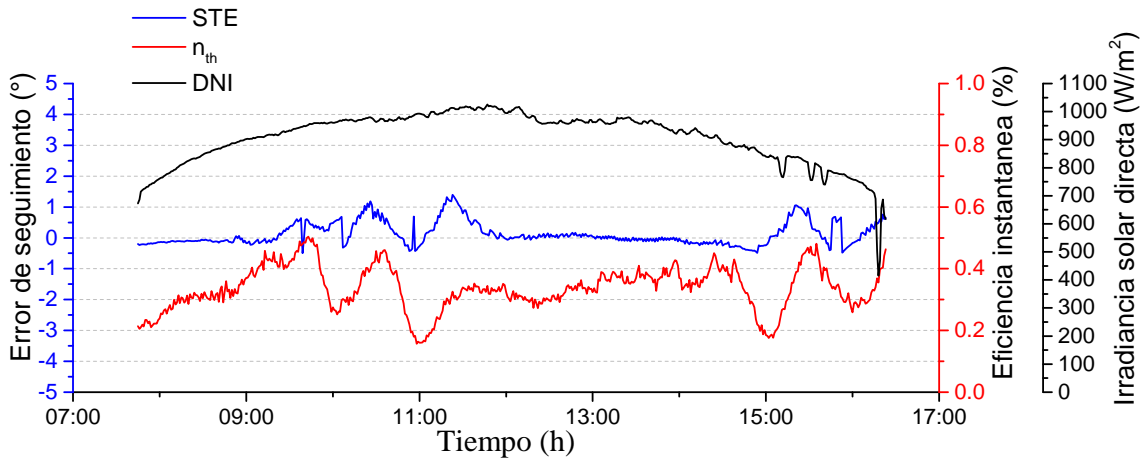
Fecha (día/mes/año)	STE_p ($^\circ$)	EAM ($^\circ$)	IEC ($^\circ$)	σ^2	DMA ($^\circ$)
31/05/2021	1.05	0.973	227.06	0.23	0.423
07/06/2021	0.78	1.2	247.92	0.16	0.341
01/11/2021	1.31	2.87	158.80	0.34	0.421
26/11/2021	0.91	2.93	470.29	1.07	0.749
30/11/2021	0.94	2.13	309.50	0.60	0.649
06/12/2021	1.08	1.79	292.40	0.54	0.576
07/12/2021	0.87	2.25	627.51	0.57	0.514
08/12/2021	0.91	1.39	87.30	0.34	0.302
09/12/2021	0.92	1.22	84.42	0.15	0.297
Promedio	0.97	1.86	278.36	0.44	0.47

Tabla 4.2: Datos de pruebas experimentales con el STS2.

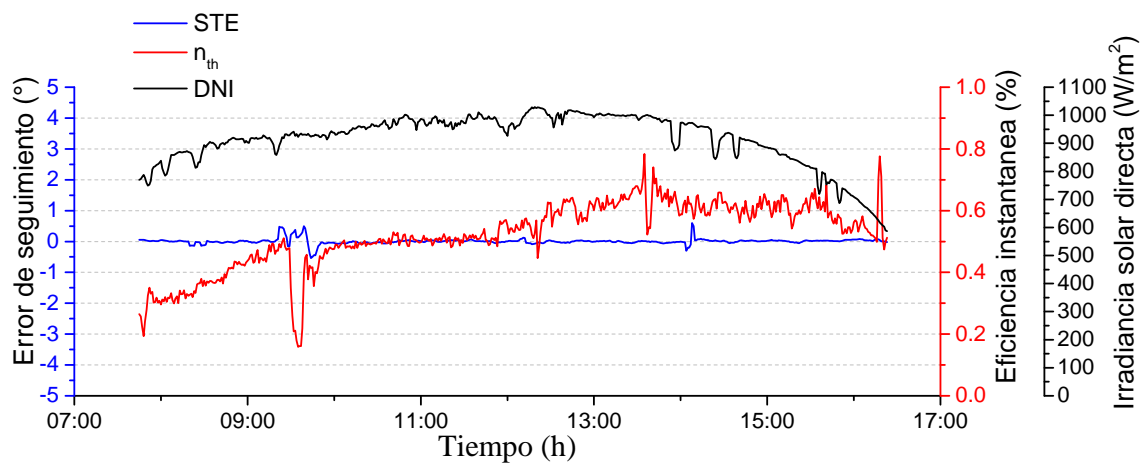
Fecha (día/mes/año)	STE_p ($^\circ$)	EAM ($^\circ$)	IEC ($^\circ$)	σ^2	DMA ($^\circ$)
1/06/2021	0.20	2.86	57.21	0.16	0.164
8/06/2021	0.21	1.69	58.49	0.084	0.174
3/11/2021	0.16	1.99	53.50	0.10	0.156
8/11/2021	0.55	2.0	90.27	0.15	0.235
11/11/2021	0.15	0.6	5.21	0.09	0.052
12/11/2021	0.11	0.86	9.92	0.18	0.072
15/11/2021	0.18	0.38	23.26	0.14	0.158
16/11/2021	0.23	0.49	17.73	0.13	0.135
23/11/2021	0.13	0.641	14.59	0.122	0.124
Promedio	0.21	1.28	36.69	0.13	0.14

Por otro lado, la Tabla 4.2 muestra los criterios de desempeño obtenidos mediante el STS2. En este caso se obtuvo un error promedio de 0.21° , reduciéndose en al menos 70 % el STE. Asimismo,

se alcanzó un máximo promedio en el EAM de 1.28° y en el IEC promedio de 36.69° , indicando una estabilidad constante con mínimas oscilaciones en comparación con el STS1. En cuanto a la varianza y el DMA, se obtuvo un buen resultado ya que los datos alcanzados fueron del 0.13° y 0.14° , respectivamente, logrando un seguimiento estable y con mínima dispersión respecto a la media de los datos. Al comparar los resultados entre ambos STSs, se observó una mejora considerable en la estabilidad del seguimiento solar en el PT250 mediante el STS2; por lo tanto, al haber agregado una segunda retroalimentación (procesamiento de imágenes) se obtuvo un seguimiento mas estable y preciso. Del mismo modo, en la Figura 4.1 se presenta la comparativa de dos días de seguimiento solar en donde las condiciones del DNI son similares, con cielo mayormente despejado. El 8 de diciembre de 2021 se implemento el STS1 y, a pesar de tener un nivel de DNI constante, se observaron varias perturbaciones en el STE con una desviación estándar de 0.34, afectando de manera considerable la n_{th} tal y como se observa por ejemplo a las 10:00, 11:00 y 15:00 horas del día. Por otra parte, el día 11/11/2021 se utilizó el STS2, presentando una desviación estándar de 0.11, lo que indica que el STE se mantuvo mayormente constante a lo largo del día, con excepción de dos ocasiones donde se presentaron perturbaciones (9:40 y 14:00 horas). De igual forma, se analizó el impacto del STE en la eficiencia térmica, observando una mayor eficiencia durante el día, por lo que el STS2 alcanzó un mayor rendimiento.



(a) Datos del día 08/12/2021 implementando el STS1.



(b) Datos del día 11/11/2021 implementando el STS2.

Figura 4.1: Relación del error de seguimiento, eficiencia térmica instantánea e irradiancia solar directa.

Al comparar los resultados de ambos sistemas de control, se obtuvo una disminución aproximada

en el STE del 70 % con el empleo del STS2. Además, el STE obtenido con el STS2 presentó mayor robustez a las perturbaciones, lo que disminuye el consumo energía de los motores y alarga la vida útil de los mismos. De esta manera, se logró un mejor rendimiento de seguimiento solar adaptando una nueva propuesta de control en doble lazo cerrado en el PT250. Para analizar a fondo el impacto del STE de cada sistema de control (STS1 y STS2), en la siguiente sección se presentan los resultados experimentales del análisis térmico del PTC durante varios días de seguimiento solar.

4.2. Análisis térmico

Con la finalidad de conocer el comportamiento del PTC en condiciones reales, se realizó el análisis térmico del PT250 en diferentes días de seguimiento solar. Para efectos de comparación, se requiere establecer el flujo másico del HTF. La Figura 4.2 presenta el comportamiento del flujo de 5 días de cada sistema de control, tanto del STS1 como del STS2. La tendencia de los flujos es similar entre si, lo que permite comparar los resultados equitativamente. Por lo anterior, el flujo másico promedio se estableció en 0.25 kg/s para las pruebas de ambos STSs.

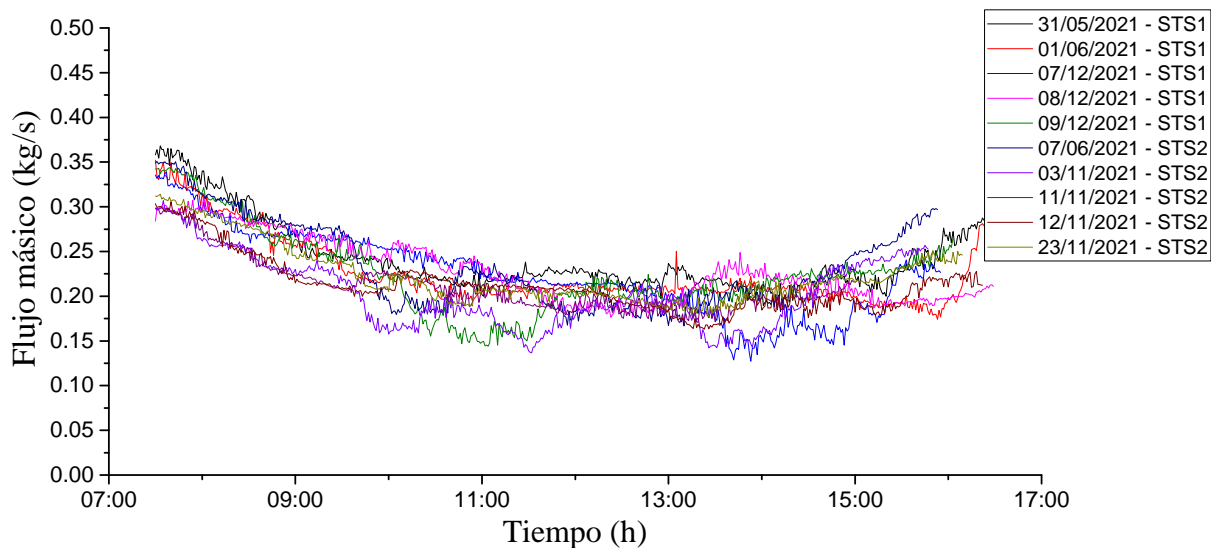


Figura 4.2: Comportamiento del flujo másico de cada día de experimentación.

En las Tablas 4.3 y 4.4 se muestran los datos promedio de la temperatura de entrada (t_{in}) y salida (t_{out}) del HTF, el nivel de DNI promedio (DNI_p), el flujo másico (\dot{m}) y la eficiencia térmica (n_{th}) de los días seleccionados de ambos STSs, respectivamente. Para el caso del STS1, se obtuvo una eficiencia aproximada del 39.43 % y para el STS2 de 49.87 %, logrando un aumento del 10.44 %. Esto quiere decir que con la optimización del sistema de seguimiento solar mediante la nueva metodología, se generó una ganancia favorable en la eficiencia térmica al integrar al sistema de control una segunda señal de retroalimentación (procesamiento de imágenes). Las temperaturas de salida máximas alcanzadas fueron 113.8 °C y 118.2 °C para STS1 Y STS2 respectivamente. En cuanto a la varianza de los datos de la eficiencia térmica del STS1, se estimó una desviación estándar promedio de 0.13 y del STS2 una desviación estándar promedio de 0.11. Indicando que la variación de los datos son mínimas en ambos casos, debido a que existe una permanencia en los niveles de temperatura por la conservación de energía térmica en el HTF.

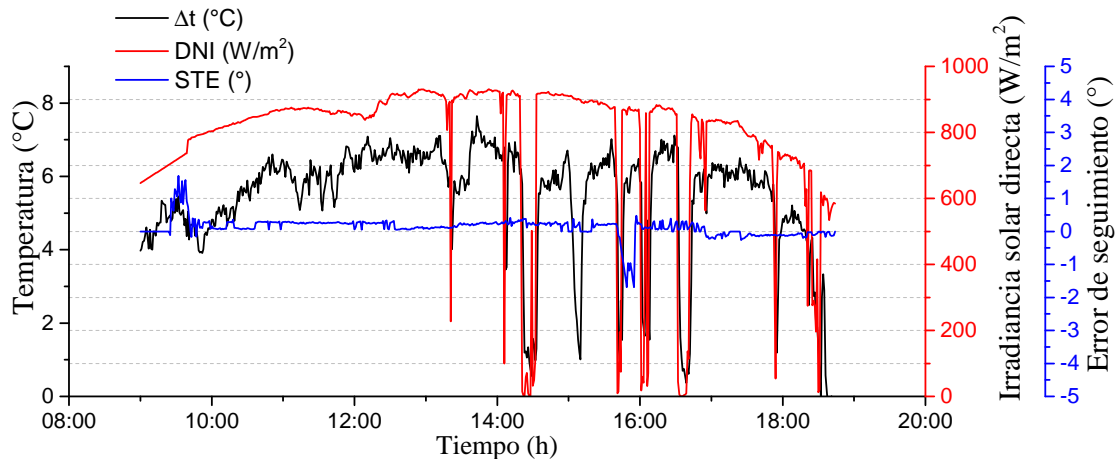
Tabla 4.3: Datos experimentales obtenidos mediante el STS1.

día/mes/año	DNI_p (W/m ²)	t_{in} (°C)	t_{out} (°C)	t_{max} (°C)	Δt (°C)	\dot{m} (kg/s)	n_{th} (%)
31/05/2021	452	85.11	91.05	106.6	5.94	0.24	55.26
07/06/2021	751	91.74	98.93	113.8	6.63	0.22	54.01
01/11/2021	689	63.00	66.02	83.4	3.02	0.27	33.65
26/11/2021	403	59.21	61.34	79.2	2.14	0.22	36.96
30/11/2021	731	77.50	82.53	94.4	5.03	0.21	39.59
06/12/2021	639	72.24	74.84	84.9	2.59	0.23	23.93
07/12/2021	861	76.47	81.99	103.1	5.52	0.21	38.08
08/12/2021	899	74.18	79.71	99.7	5.52	0.24	33.82
09/12/2021	885	71.20	76.61	95.6	5.41	0.22	39.59
Promedio	701	74.52	79.22	95.63	4.64	0.23	39.43

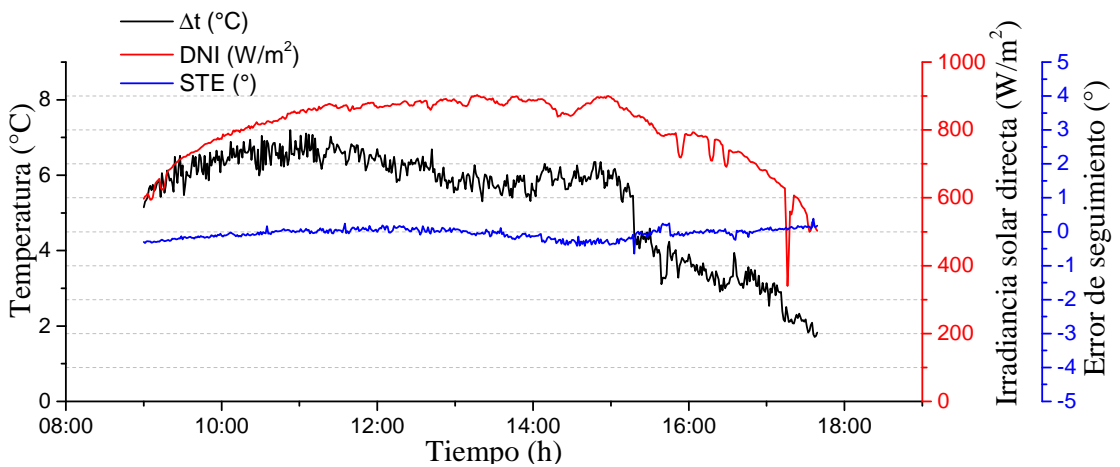
Tabla 4.4: Datos experimentales obtenidos mediante el STS2.

día/mes/año	DNI_p (W/m ²)	t_{in} (°C)	t_{out} (°C)	t_{max} (°C)	Δt (°C)	\dot{m} (kg/s)	n_{th} (%)
01/06/2021	478	82.91	89.06	118.2	5.49	0.25	61.82
08/06/2021	735	93.50	98.91	114.5	5.39	0.21	48.50
03/11/2021	802	81.93	87.39	103.7	5.46	0.27	53.69
08/11/2021	584	78.94	83.89	105.2	4.94	0.22	41.50
11/11/2021	866	90.35	97.14	111.4	6.77	0.23	52.15
12/11/2021	839	87.14	94.07	110.2	6.93	0.25	50.11
15/11/2021	939	83.92	90.24	105.2	6.31	0.27	44.15
16/11/2021	650	79.09	84.54	105.4	5.44	0.22	50.78
23/11/2021	791	82.41	87.70	99.2	5.28	0.23	46.14
Promedio	742	84.47	90.33	108.11	5.78	0.24	49.87

A continuación, se exponen dos casos particulares en donde se utilizó el STS2. El primer día se presentaron nubosidades en varios instantes del día (14:30, 16:00 y 16:30) tal y como se muestra en la Figura 4.3a, afectando los niveles de irradiancia solar y, a pesar de que el seguimiento se mantuvo estable, puede observarse la dependencia de la diferencia de temperatura respecto a variaciones en la cantidad de energía solar captada por el PTC. El segundo día, mostrado en la Figura 4.3b, se presentó el caso de un día mayormente soleado con una disminución en la cantidad de DNI a partir de las 15:00 horas. Siendo importante resltar que, similarmente al caso anterior, el seguimiento solar permanece estable pero se observa la dependencia en la diferencia de temperaturas. Por lo anterior, se concluye que la eficiencia térmica puede verse afectada de manera considerable ante cambios de DNI ya que la cantidad de energía captada por el reflector es menor y, en consecuencia, disminuye el calor transmitido al tubo-receptor por el cual circula el fluido de trabajo. Además de lo mencionado anteriormente, existen otros factores que puede afectar a la eficiencia del concentrador, como por ejemplo: la desviación en el seguimiento, la velocidad del viento, la temperatura ambiente y otros factores externos al banco de pruebas, los cuales se recomiendan considerar en futuras pruebas experimentales.



(a) Datos del día 8/06/2021.



(b) Datos del día 23/11/2021.

Figura 4.3: Efecto del cambio de irradiancia solar en la diferencia de temperaturas.

Desde otro punto de vista, en la Figura 4.4 se presenta la eficiencia térmica del PTC a la par de la diferencia de temperaturas. En ese día en particular (31/05/2021), se alcanzó una eficiencia máxima de 59.29 % y se observó claramente la relación entre la eficiencia y el cambio en la diferencia de temperatura, obteniendo un $\Delta t=6.05\text{ }^{\circ}\text{C}$ a las 12:10 horas, siendo el periodo de mayor irradiancia solar.

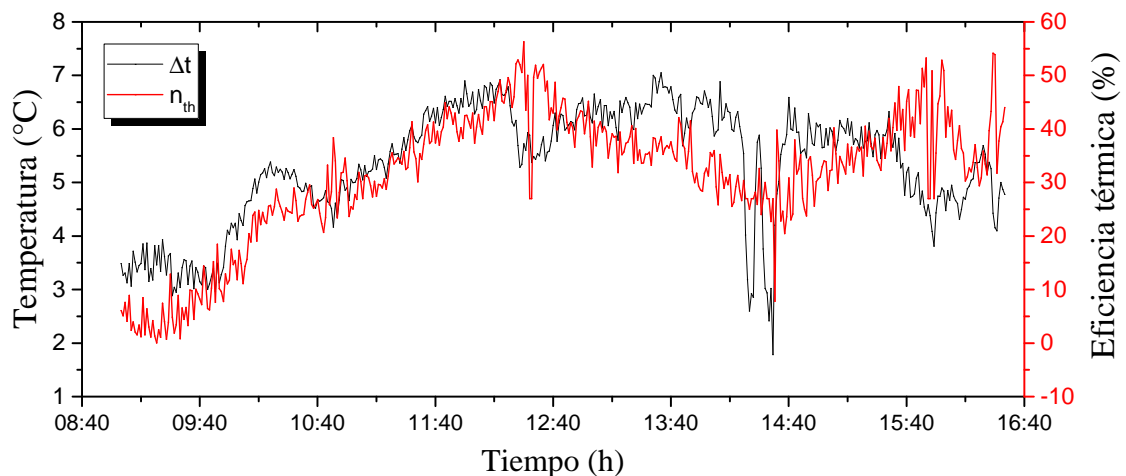
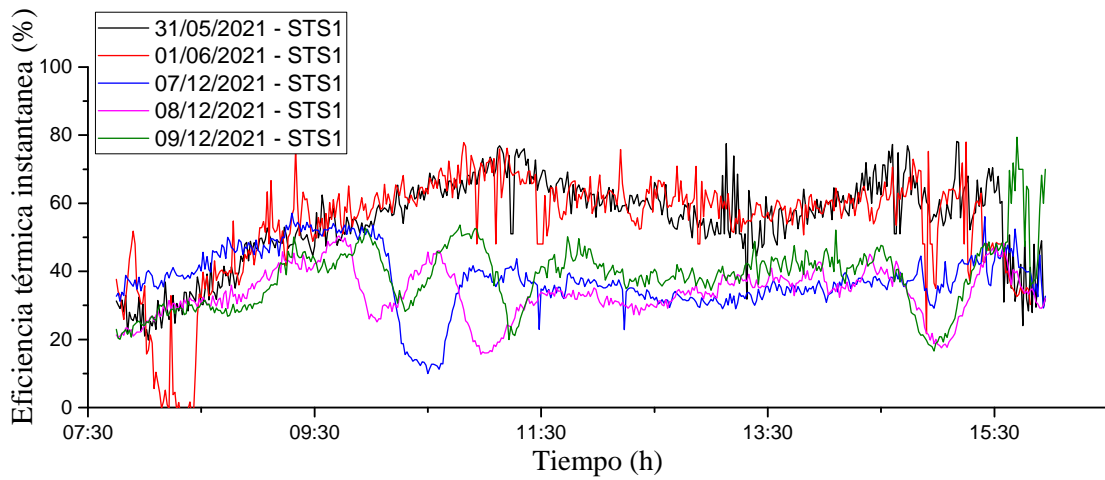


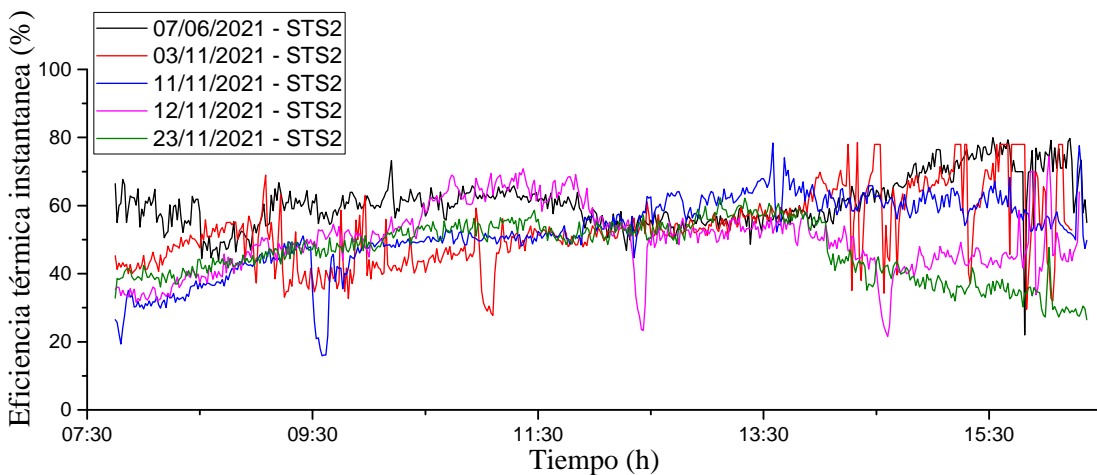
Figura 4.4: Comportamiento de la eficiencia térmica instantánea ante un cambio de temperaturas.

Por otra parte, la Figura 4.5 muestra la eficiencia térmica instantánea obtenida por cada sistema de control (STS1 y STS2). El comportamiento varía entre cada día en particular por las condiciones dinámicas que se tienen al realizar este tipo de pruebas en condiciones reales a la intemperie. Para el caso del STS1 (ver Figura 4.5a), se tienen diferentes comportamientos ya que, como se mencionó en la sección anterior, el STE de dicho control muestra mayores perturbaciones durante el seguimiento. En cuanto al STS2 (ver Figura 4.5b), se tienen eficiencias más constantes dentro de un rango de entre 20 % al 60 % gracias a que el lazo de control es más robusto ante perturbaciones, con algunas excepciones generadas por cambios en la irradiancia solar.

En resumen, el cambio en la diferencia de temperatura se relaciona a un cambio en el nivel de irradiancia solar, teniendo impacto directo en la eficiencia térmica. Además, como se analizó en la sección anterior, el seguimiento solar también tiene influencia en el rendimiento del concentrador. Finalmente, se obtuvo una mejoría en los resultados térmicos con base en los datos analizados llegando a elevar en promedio un 10 % la eficiencia térmica instantánea.



(a) Datos obtenidos con el STS1.



(b) Datos obtenidos con el STS2.

Figura 4.5: Eficiencia térmica instantánea.

Conclusiones

Con base en los resultados obtenidos en la presente tesis, se puede concluir lo siguiente:

1. Se caracterizó el seguimiento solar de Inventive Power obteniendo buenos resultados al realizar pruebas experimentales en diferentes meses del año y en diferentes escenarios con cielos parcialmente nublados y despejados.
2. Se evaluó el diseño óptico del PT250 de manera computacional realizando simulaciones en el programa Tonatiuh especializado en el trazado de rayos en CSPs, llegando a obtener datos del flujo térmico en el receptor al simular la irradiancia solar sobre el PTC a diferentes ángulos de incidencia de manera automatizada mediante un código en lenguaje de programación del mismo programa.
3. Se desarrolló un algoritmo en doble retroalimentación para seguidores de un eje. Se integró el procesamiento digital de imágenes de un novedoso método de sombreado lineal y los datos recolectados de un sensor solar de fotodiodos. La estrategia de control propuesta tiene la ventaja de minimizar los efectos de no linealidad propios a los sensores solares basados en fotodiodos provocados por cambios de temperatura, nivel de radiación, vida útil de los fotodiodos, problemas de construcción, entre otros.
4. Se diseñó un nuevo dispositivo donde se implementó el nuevo método de sombreado lineal para el análisis del seguimiento solar, siendo utilizado como una señal de retroalimentación al sistema de control mejorando de manera significativa el seguimiento solar en el PT250. Se disminuyó considerablemente la inestabilidad del STS empleando el dispositivo visual, el cual no implicó modificaciones físicas al panel de control del fabricante o a la estructura del concentrador.
5. Los resultados obtenidos, mostraron que los STEs promedios logrados fueron $\pm 0.97^\circ$ y $\pm 0.21^\circ$ para el control convencional de lazo cerrado con foto-sensores y para el control dual propuesto, respectivamente. La reducción del STE fue de hasta un 70 %; así mismo, la eficiencia térmica instantánea promedio tuvo un aumento del 10.44 % al implementar en el PT250 la nueva metodología de seguimiento que incluye un sensor solar de fotodiodos y el procesamiento de imágenes.

Recomendaciones

Como trabajo futuro, se sugiere realizar pruebas experimentales donde se considere el efecto de la metodología propuesta, además del registro de datos, tales como, la velocidad del viento, temperatura y humedad ambiente y la presión del HTF. Se sugieren estas variables ya que complementarían parte del análisis térmico del PT250 presentado en esta tesis. En cuanto al dispositivo visual, podrían realizarse modificaciones a la estructura para hacerla completamente impermeable; además, se podría trabajar en el desarrollo de un panel de control remoto para monitorear y/o manipular el funcionamiento del sistema. Por causas de fuerza mayor (restricciones sanitarias), el tiempo de recolección de datos se enfocó a los últimos meses del posgrado, por lo que se recomendaría complementar los datos existentes con pruebas experimentales en por lo menos cinco días de cada mes, mientras las condiciones climatológicas lo permitan. Además de lo mencionado anteriormente, se tiene la propuesta de implementar un sistema de control y monitoreo remoto, además de integrar el cálculo de coordenadas solares al algoritmo de control para realizar un seguimiento híbrido que mejore aun más la estabilidad del sistema al presentarse variaciones en la irradiancia solar que pueda causar perturbaciones en los datos obtenidos por el sensor de fotodiodos y/o el sistema de procesamiento de imágenes.

Bibliografía

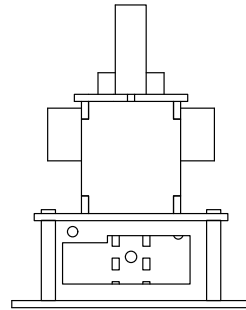
- [1] H. E. Murdock, D. Gibb, T. André, F. Appavou, A. Brown, B. Epp, B. Kondev, A. McCrone, E. Musolino, L. Ranalder y col., «Renewables 2019 global status report,» 2019.
- [2] IEC, «IEC 62817 Photovoltaic systems - Design qualification of solar trackers,» 2016.
- [3] T. Bradford, Solar revolution: the economic transformation of the global energy industry. MIT Press, 2008.
- [4] G. S. Alemán-Nava, V. H. Casiano-Flores, D. L. Cárdenas-Chávez, R. Díez-Chavez, N. Scarlat, J. Mahlknecht, J.-F. Dallemand y R. Parra, «Renewable energy research progress in Mexico: A review,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 32, págs. 140-153, 2014. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.004>.
- [5] J. Ericsson, The sun motor and the sun's temperature, Nature Publishing Group, 1884. dirección: <https://www.nature.com/articles/029217a0.pdf?origin=ppub>.
- [6] I. Power®, Power Trough 250, Accessed in July 2021, jul. de 2021. dirección: <https://inventivepower.com.mx/solucion-en-energia-solar/power-trough-250/>.
- [7] Solargis®, Mapa de recursos solares de México, Accessed in September 2021, sep. de 2021. dirección: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/mexico>.
- [8] A. Martinez-Gracia, «Solar energy availability,» en Solar Hydrogen Production, Elsevier, 2019, págs. 113-149. dirección: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00005-9>.
- [9] S. A. Kalogirou, Solar energy engineering: processes and systems. Academic Press, 2013.
- [10] S. Kalogirou, «Solar thermal collectors and applications,» Progress in energy and combustion science, vol. 30, n.º 3, págs. 231-295, 2004. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2004.02.001>.
- [11] T. Ayodele y A. Ogunjuyigbe, «Prediction of monthly average global solar radiation based on statistical distribution of clearness index,» Energy, vol. 90, págs. 1733-1742, 2015. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.137>.
- [12] Kipp y Zonen, Solar Radiation Measurements for Solar Energy Applications, [Web; accedido el 26-Jul-2020], 2008. dirección: <https://www.kippzonen.com/Download/415/Solar-Energy-Guide-English>.
- [13] M. R. Álvarez y D. P. S. de Almería-CIEMAT, «Energía solar termoelectrica,» Director Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. TABERNAS (Almería), 2006.
- [14] G. Tiwari, A. Tiwari y col., Handbook of solar energy. Springer, 2006.
- [15] K. Lovegrove y W. Stein, Concentrating solar power technology: principles, developments. Elsevier, 2012.
- [16] K. Lovegrove y J. Pye, «Fundamental principles of concentrating solar power (CSP) systems,» en Concentrating solar power technology, Elsevier, 2012, págs. 16-67.

- [17] M. T. Islam, N. Huda, A. Abdullah y R. Saidur, «A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, págs. 987-1018, 2018. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.097>.
- [18] W. Stine y R. Harrigan, «Solar energy fundamentals and design: with computer applications. 1985,» *Copyright Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. Reproduced with permission,*
- [19] H. Gaul y A. Rabl, «Incidence-angle modifier and average optical efficiency of parabolic trough collectors,» 1980.
- [20] E. F. Camacho y M. Berenguel, «Control of solar energy systems,» *IFAC proceedings volumes*, vol. 45, n.º 15, págs. 848-855, 2012. dirección: <https://doi.org/10.3182/20120710-4-SG-2026.00181>.
- [21] M. Mooraby y S. S. Hassen, «A Comparative Study of Different Solar Power Tracking Control Techniques,» en *International Conference on Emerging Trends in Electrical, Electronic and Communications*, Springer, 2018, págs. 93-102. dirección: <https://doi.org/10.1109/INMIC48123.2019.9022762>.
- [22] W. Qu, R. Wang, H. Hong, J. Sun y H. Jin, «Test of a solar parabolic trough collector with rotatable axis tracking,» *Applied energy*, vol. 207, págs. 7-17, 2017. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.114>.
- [23] C.-Y. Lee, P.-C. Chou, C.-M. Chiang y C.-F. Lin, «Sun tracking systems: a review,» *Sensors*, vol. 9, n.º 5, págs. 3875-3890, 2009. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.02.004>.
- [24] R. F. Fuentes-Morales, A. Diaz-Ponce, M. I. Peña-Cruz, P. M. Rodrigo, L. M. Valentién-Coronado, F. Martell-Chavez y C. A. Pineda-Arellano, «Control algorithms applied to active solar tracking systems: A review,» *Solar Energy*, vol. 212, págs. 203-219, 2020. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.071>.
- [25] G. C. Goodwin, S. F. Graebe, M. E. Salgado y col., *Control system design*. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2001.
- [26] A. M. Catarius y M. P. Christiner, «Azimuth-altitude dual axis solar tracker,» 2010.
- [27] F. Sallaberry, A. G. de Jalón, J.-L. Torres y R. Pujol-Nadal, «Optical losses due to tracking error estimation for a low concentrating solar collector,» *Energy Conversion and Management*, vol. 92, págs. 194-206, 2015. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.026>.
- [28] IEC, «IEC 62862-3-2 Standard draft Solar thermal electric plants – Part 3–2: Systems and components – General requirements and test methods for parabolic-trough collectors,» 2017.
- [29] B. Huang y S. Hsieh, «An automation of collector testing and modification of ANSI/ASHRAE 93-1986 standard,» 1990.
- [30] F. Sallaberry, L. Valenzuela y L. G. Palacin, «On-site parabolic-trough collector testing in solar thermal power plants: Experimental validation of a new approach developed for the IEC 62862-3-2 standard,» *Solar Energy*, vol. 155, págs. 398-409, 2017. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.045>.
- [31] F. Sallaberry, R. Pujol-Nadal, M. Larcher y M. H. Rittmann-Frank, «Direct tracking error characterization on a single-axis solar tracker,» *Energy Conversion and Management*, vol. 105, págs. 1281-1290, 2015. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.08.081>.

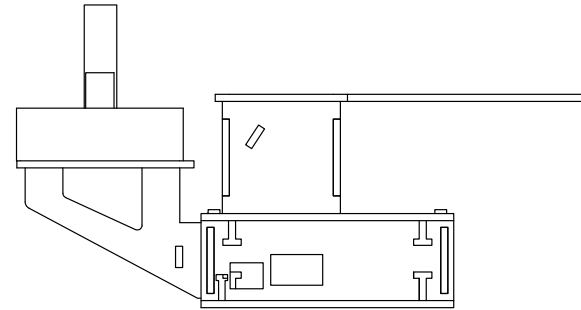
- [32] J. Zhang, Z. Yin y P. Jin, «Error analysis and auto correction of hybrid solar tracking system using photo sensors and orientation algorithm,» *Energy*, vol. 182, págs. 585-593, 2019. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.032>.
- [33] G. Kumaresan, R. Sridhar y R. Velraj, «Performance studies of a solar parabolic trough collector with a thermal energy storage system,» *Energy*, vol. 47, n.º 1, págs. 395-402, 2012.
- [34] A. Gama, C. Larbes, A. Malek, F. Yettou y B. Adouane, «Design and realization of a novel sun tracking system with absorber displacement for parabolic trough collectors,» *Journal of Renewable and sustainable energy*, vol. 5, n.º 3, pág. 033 108, 2013. dirección: <https://doi.org/10.1063/1.4807476>.
- [35] P. Hession y W. Bonwick, «Experience with a sun tracker system,» *Solar energy*, vol. 32, n.º 1, págs. 3-11, 1984.
- [36] H. Arbab, B. Jazi y M. Rezagholizadeh, «A computer tracking system of solar dish with two-axis degree freedoms based on picture processing of bar shadow,» *Renewable Energy*, vol. 34, n.º 4, págs. 1114-1118, 2009. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.06.017>.
- [37] M. J. Blanco, *Tonatiuh 2.2.4*, [Web; accedido el 26-Jul-2020], 2008. dirección: <http://iat-cener.github.io/tonatiuh/>.
- [38] M. J. Blanco, *Tonatiuh: An object oriented, distributed computing, Monte-Carlo ray tracer*, 2016.
- [39] E. Bellos y C. Tzivanidis, «Thermal analysis of parabolic trough collector operating with mono and hybrid nanofluids,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 26, págs. 105-115, 2018. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.10.005>.
- [40] ExxonMobil, *Mobiltherm 603*, [Web; accedido el 26-Jul-2021], 2022. dirección: <https://www.mobil.com.mx/es-mx/lubricantes/industrial/lubricants/products/products/mobiltherm-603>.
- [41] Q.-G. Wang, Y. Zhang e Y. Zhang, «Design of Multi-Loop and Multivariable PID Controllers,» en *PID Control*, Springer, 2005, págs. 389-427.
- [42] S. MEMS®, *Solar tracking sensors*, Accessed in July 2021, jul. de 2021. dirección: <https://www.solar-mems.com/solar-tracking/>.
- [43] L. Salgado-Conrado, «A review on sun position sensors used in solar applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, págs. 2128-2146, 2018. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.040>.
- [44] S. I. Klychev, A. Fazylov, S. Orlov y A. Burbo, «Design factors of sensors for the optical tracking systems of solar concentrators,» *Applied Solar Energy*, vol. 47, n.º 4, págs. 321-322, 2011.

Anexos

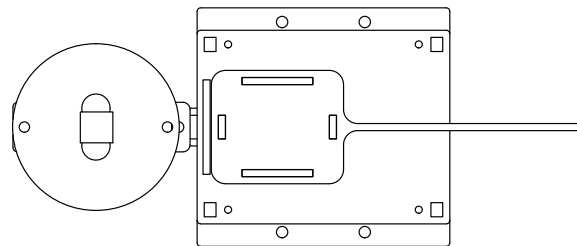
Anexo A - Ilustración del diseño del dispositivo visual utilizado para el sistema de control en doble lazo cerrado.



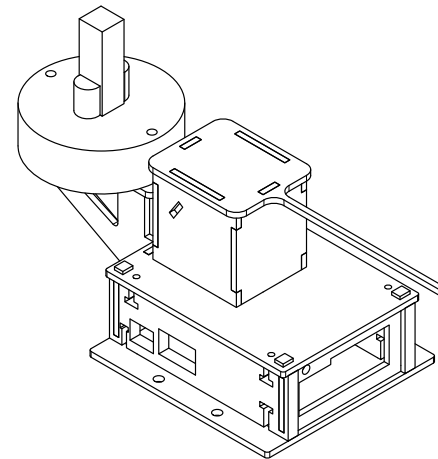
Vista frontal



Vista lateral



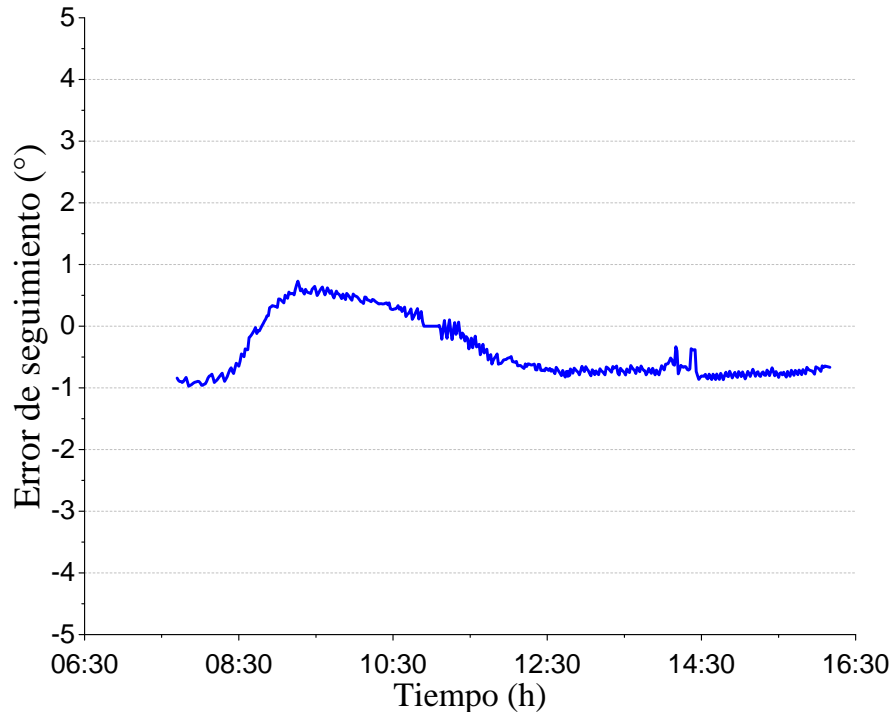
Vista superior



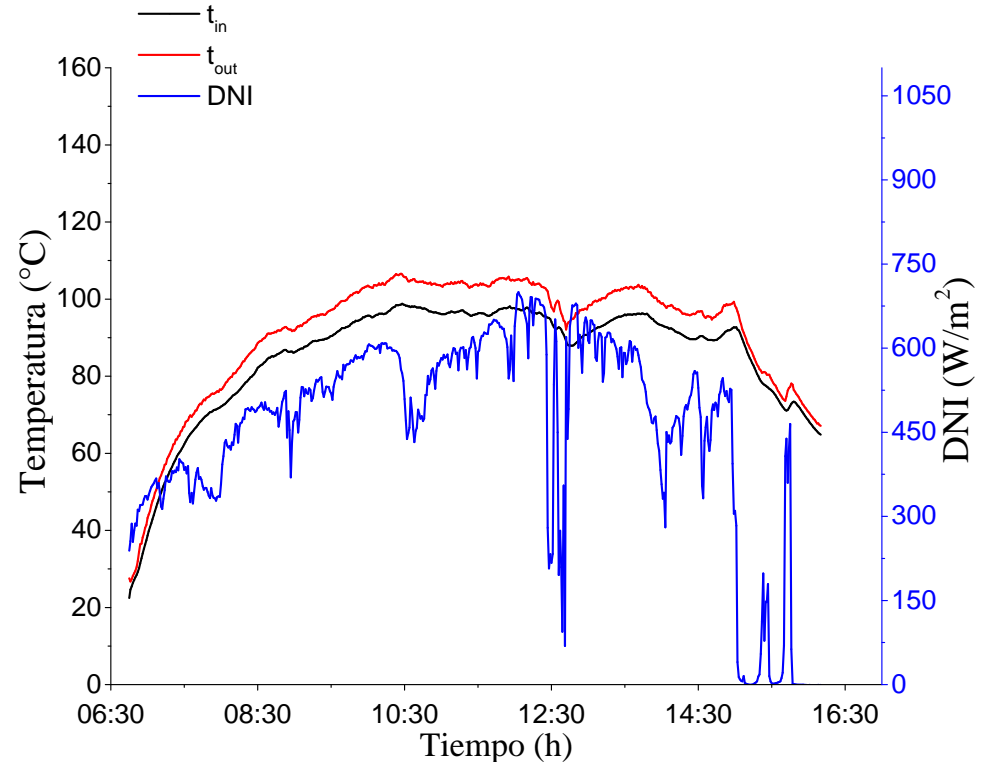
Vista isométrica

Proyección de diferentes vistas del prototipo utilizado para el nuevo sistema de control.

Anexo I - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 31 de mayo del 2021.



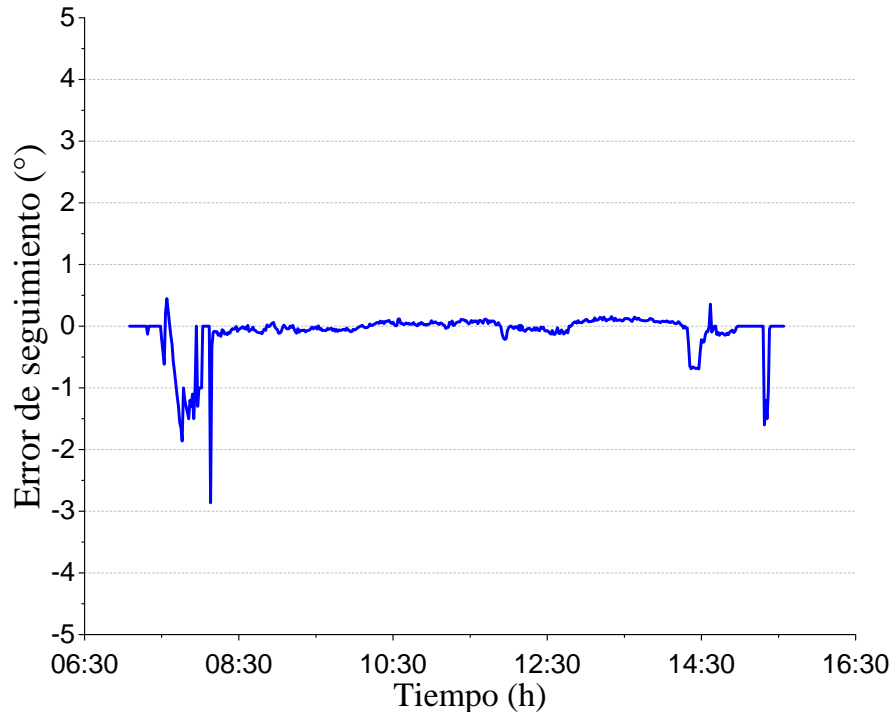
(a) Error de seguimiento solar.



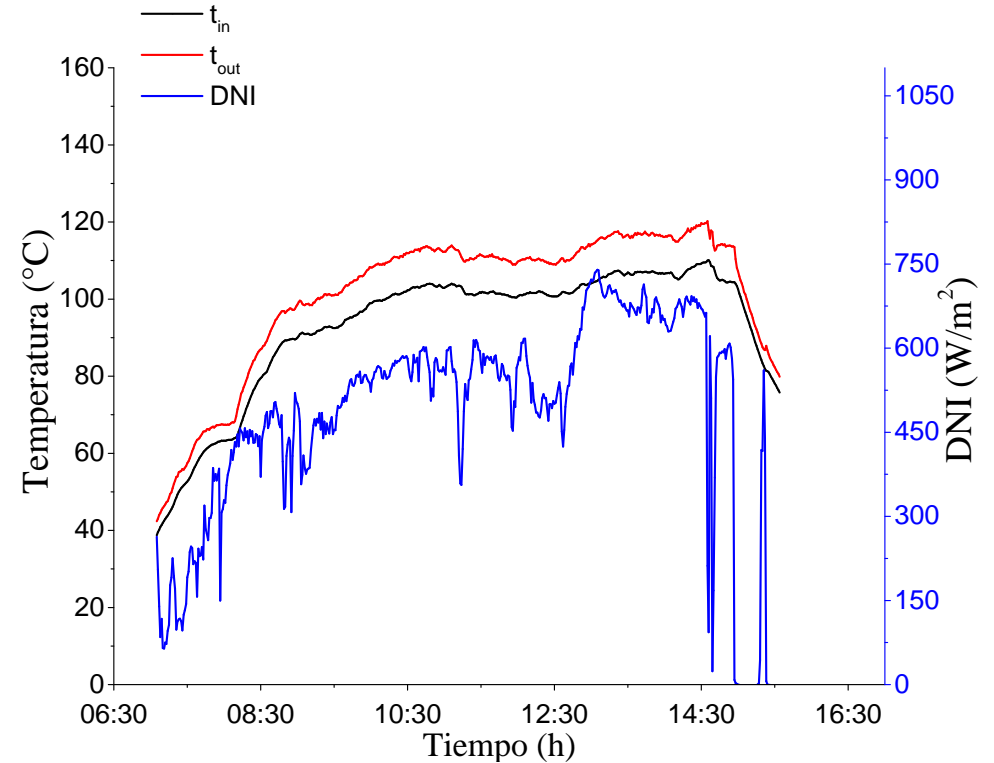
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 31 de mayo del 2021.

Anexo II - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 1 de junio del 2021.



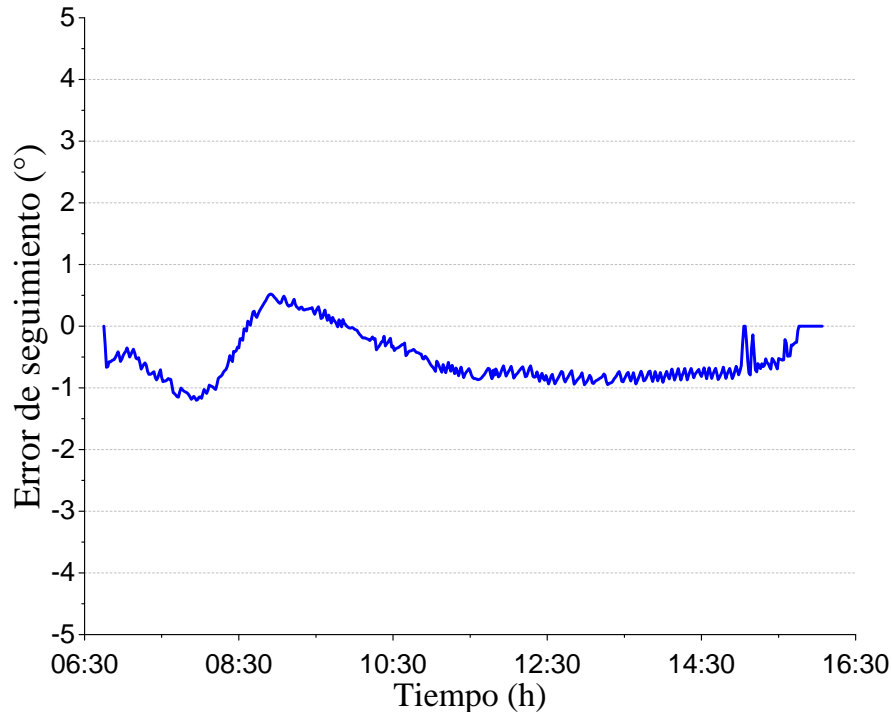
(a) Error de seguimiento solar.



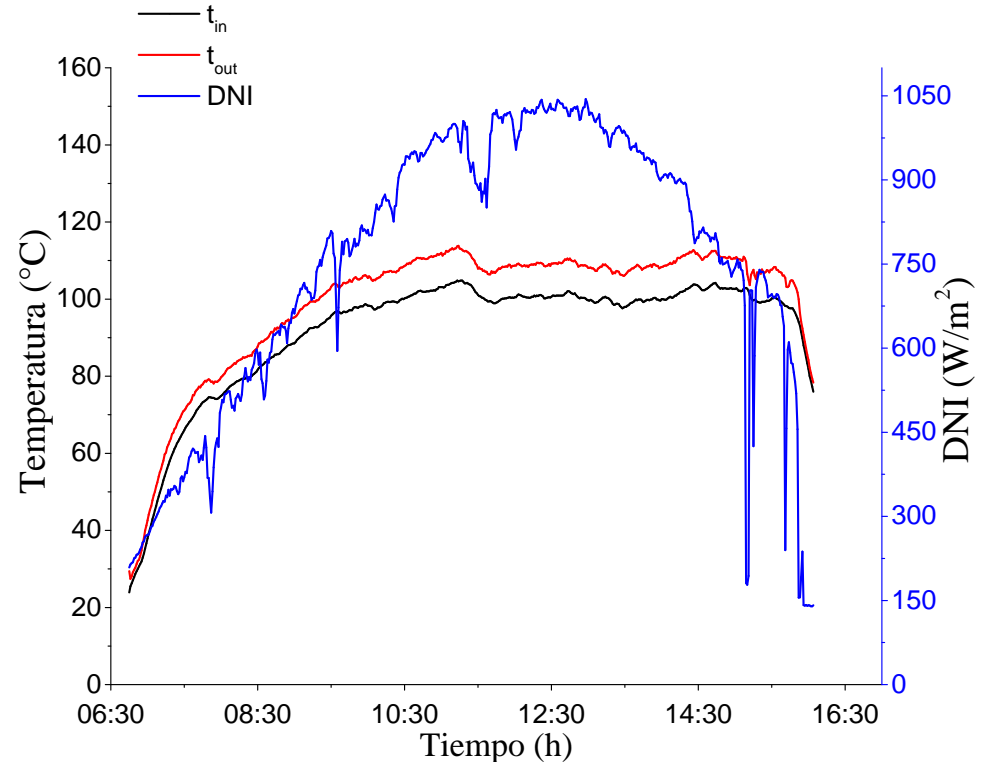
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 1 de junio del 2021.

Anexo III - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 7 de junio del 2021.



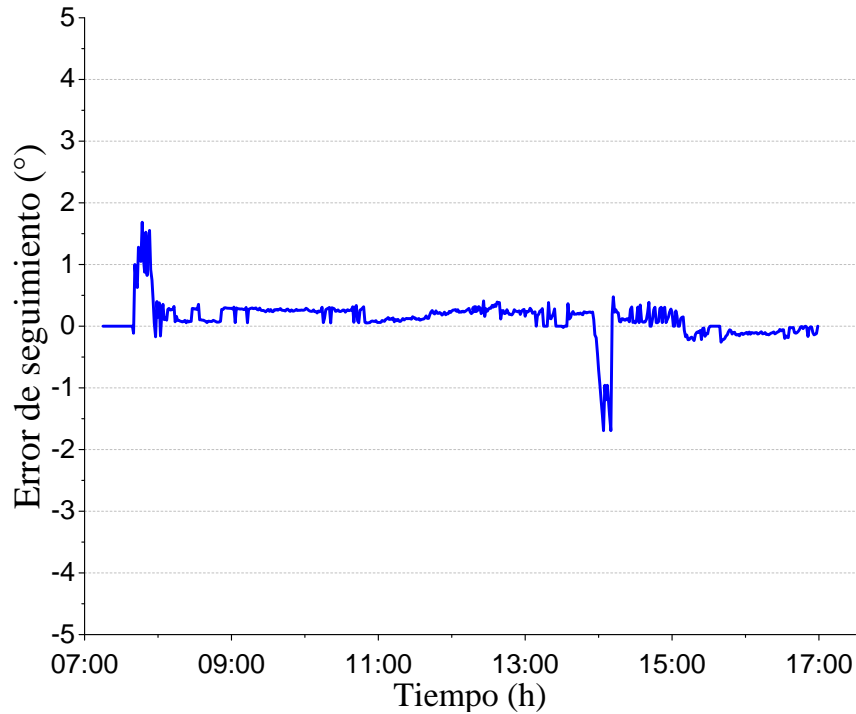
(a) Error de seguimiento solar.



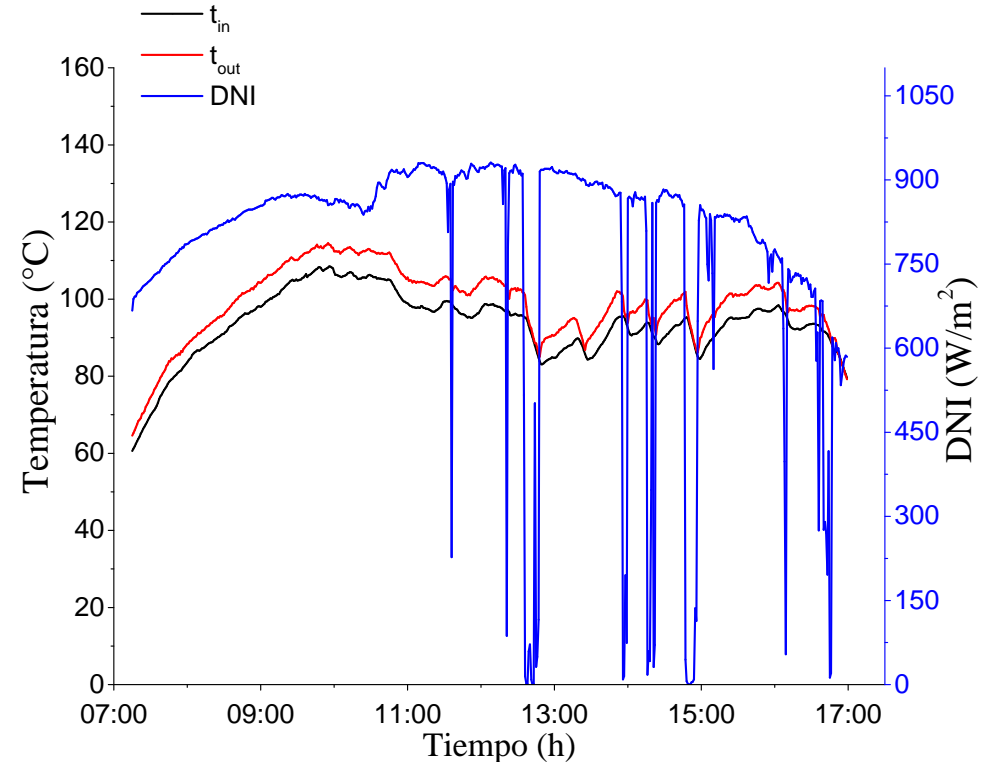
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 7 de junio del 2021.

Anexo IV - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 8 de junio del 2021.



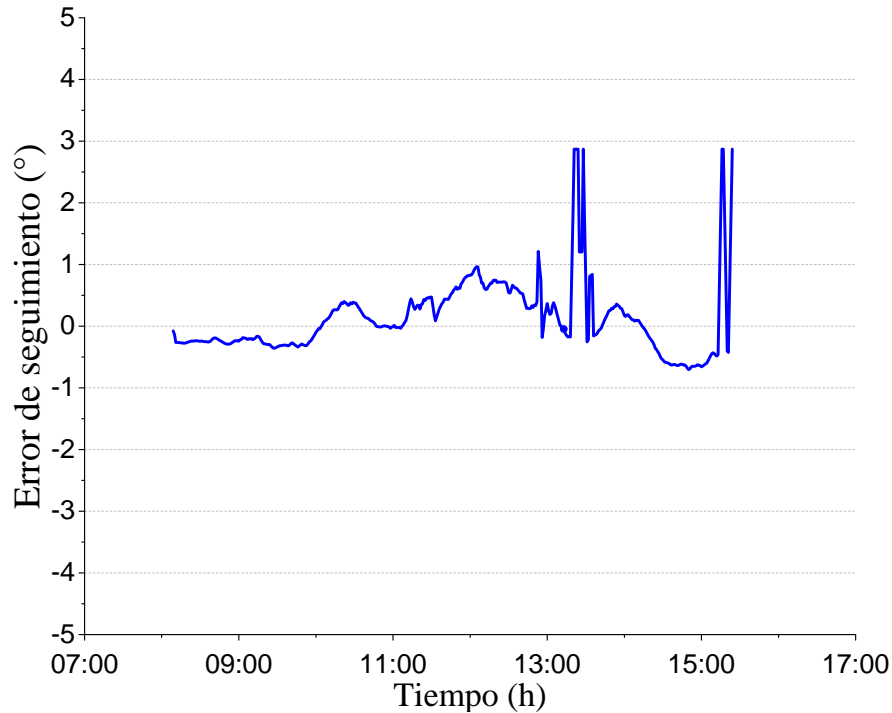
(a) STE de la nueva propuesta de control.



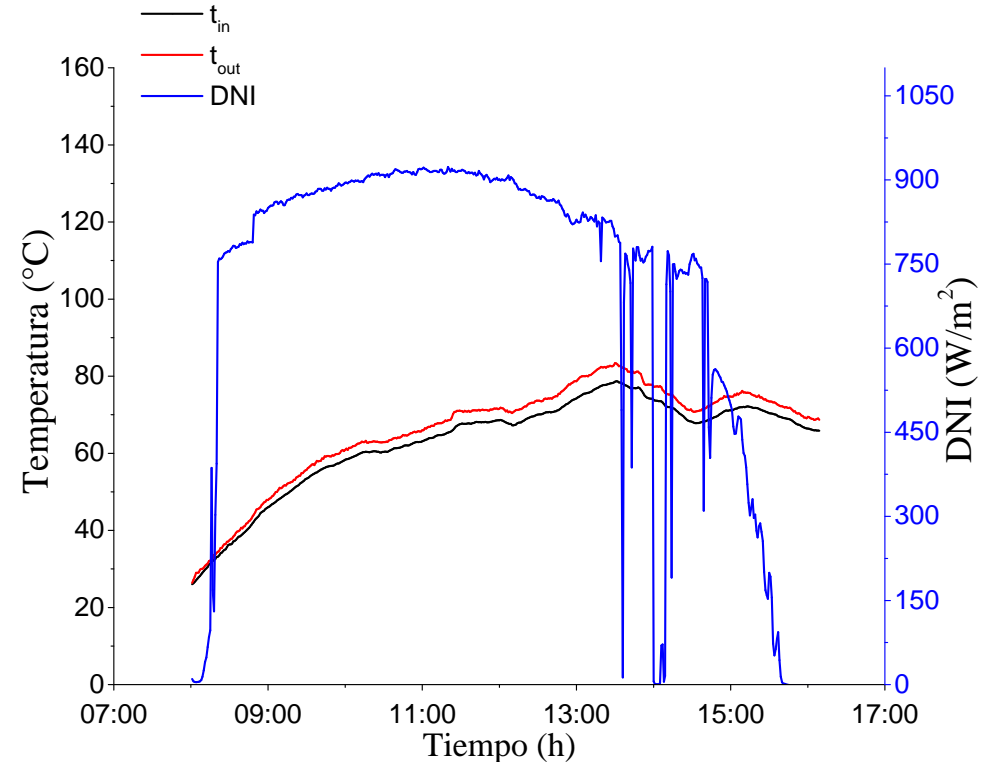
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 8 de junio del 2021.

Anexo V - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 1 noviembre del 2021.



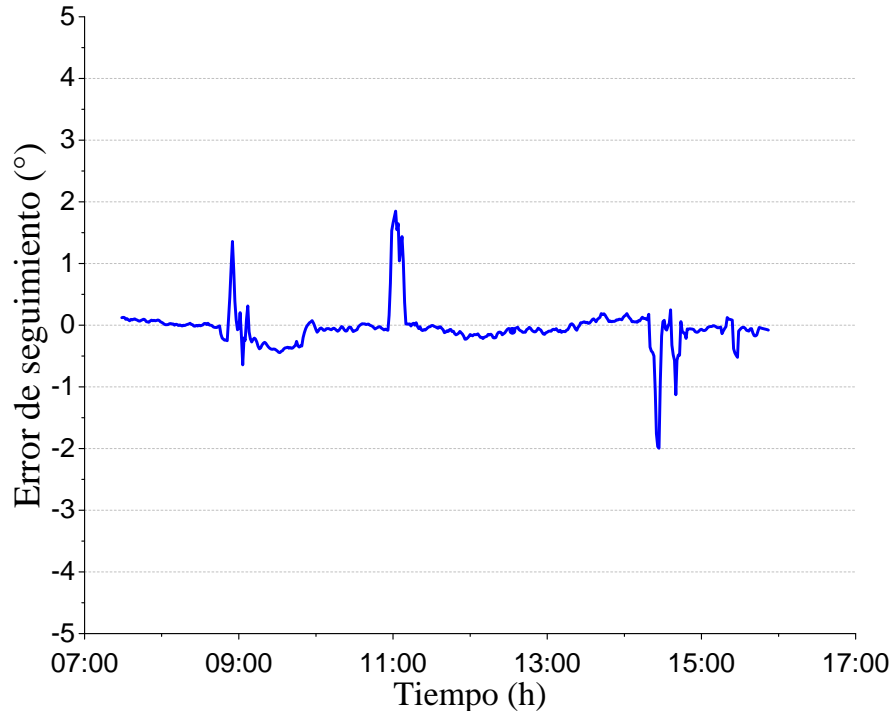
(a) Error de seguimiento solar.



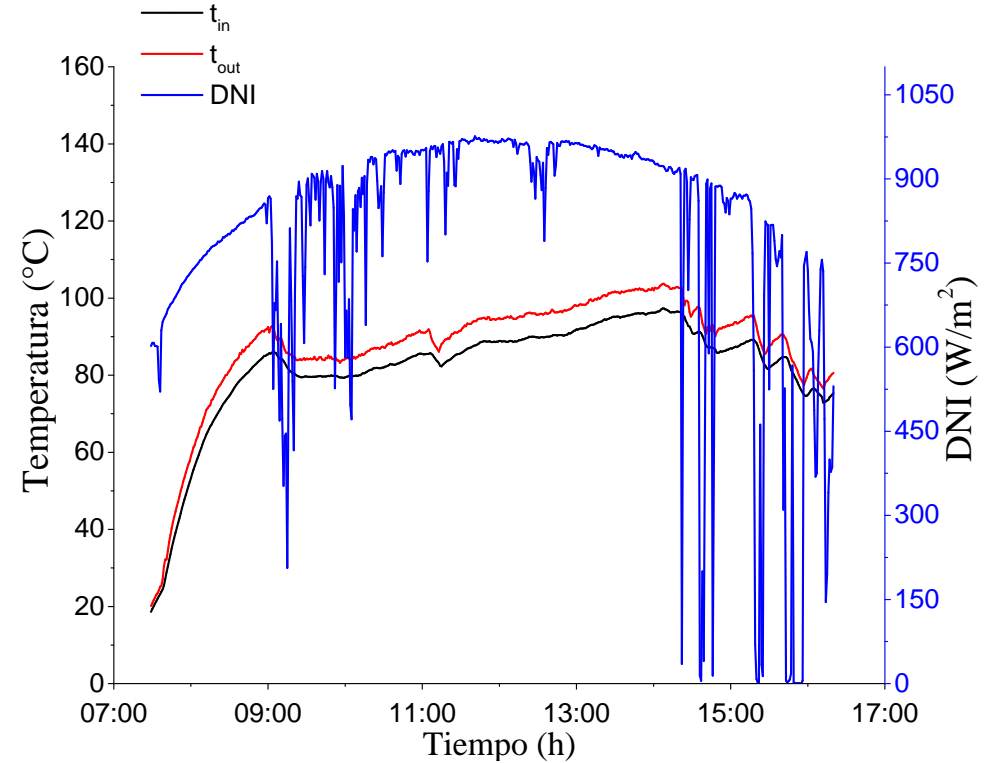
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 1 de noviembre del 2021.

Anexo VI - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 3 de noviembre del 2021.



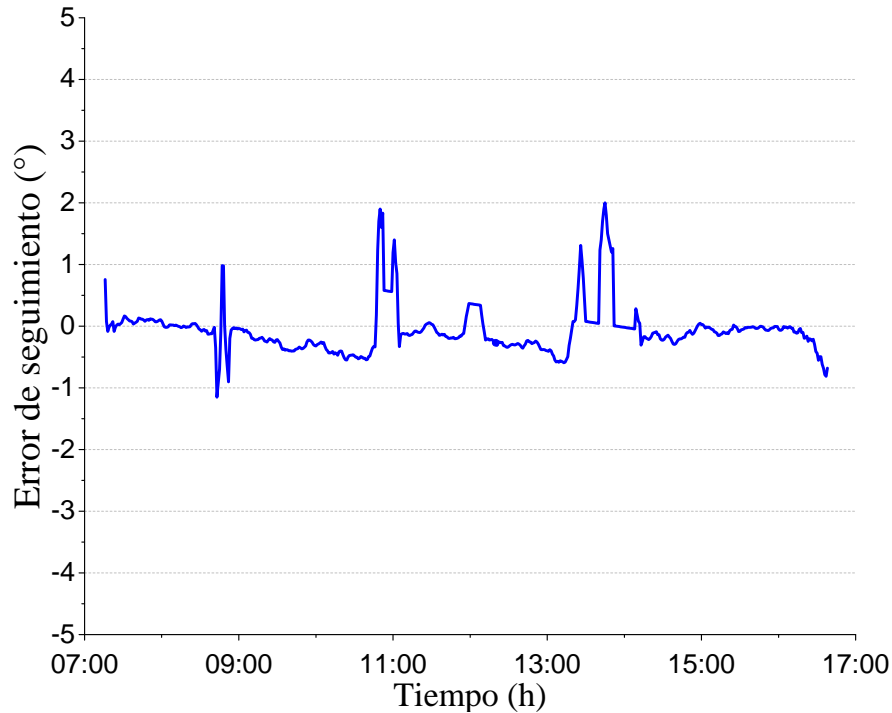
(a) Error de seguimiento solar.



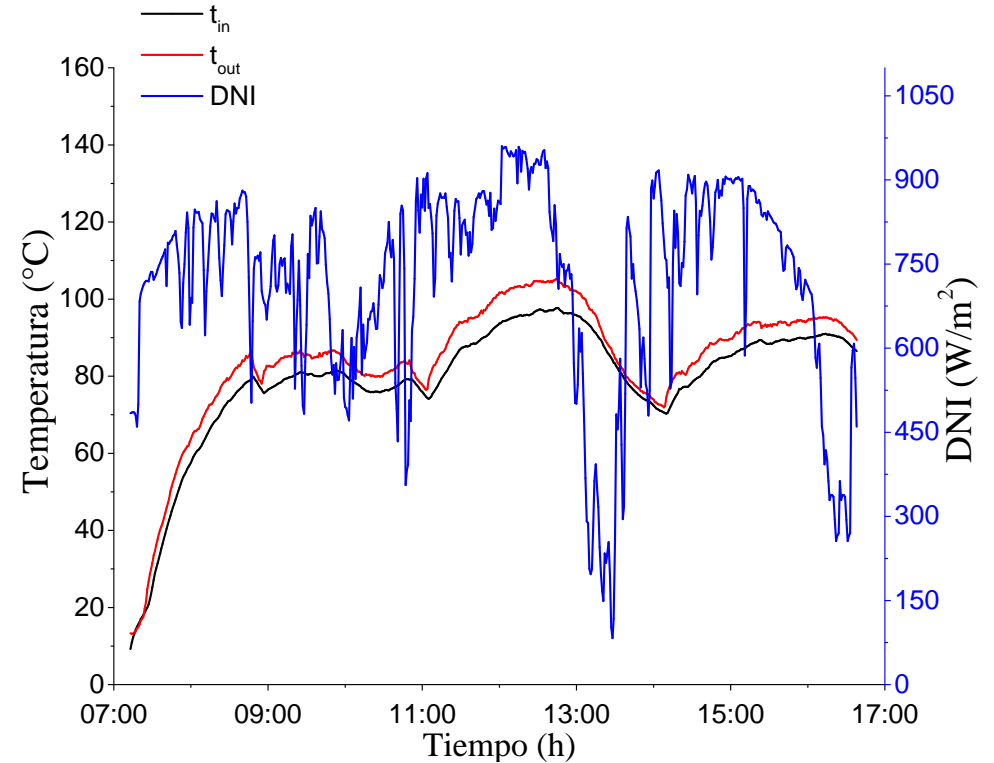
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 3 de noviembre del 2021.

Anexo VII - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 8 de noviembre del 2021.



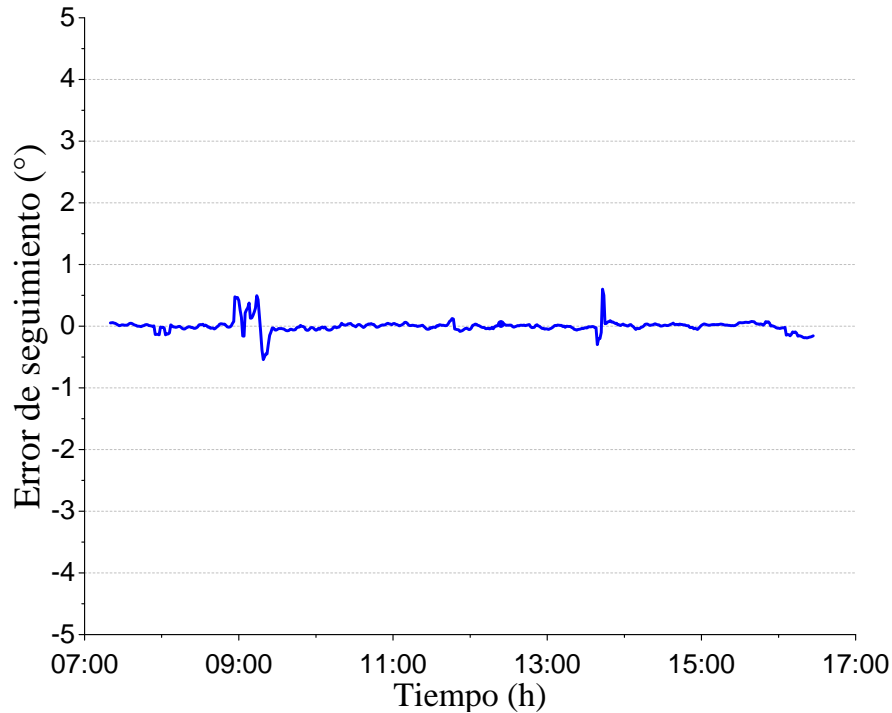
(a) Error de seguimiento solar.



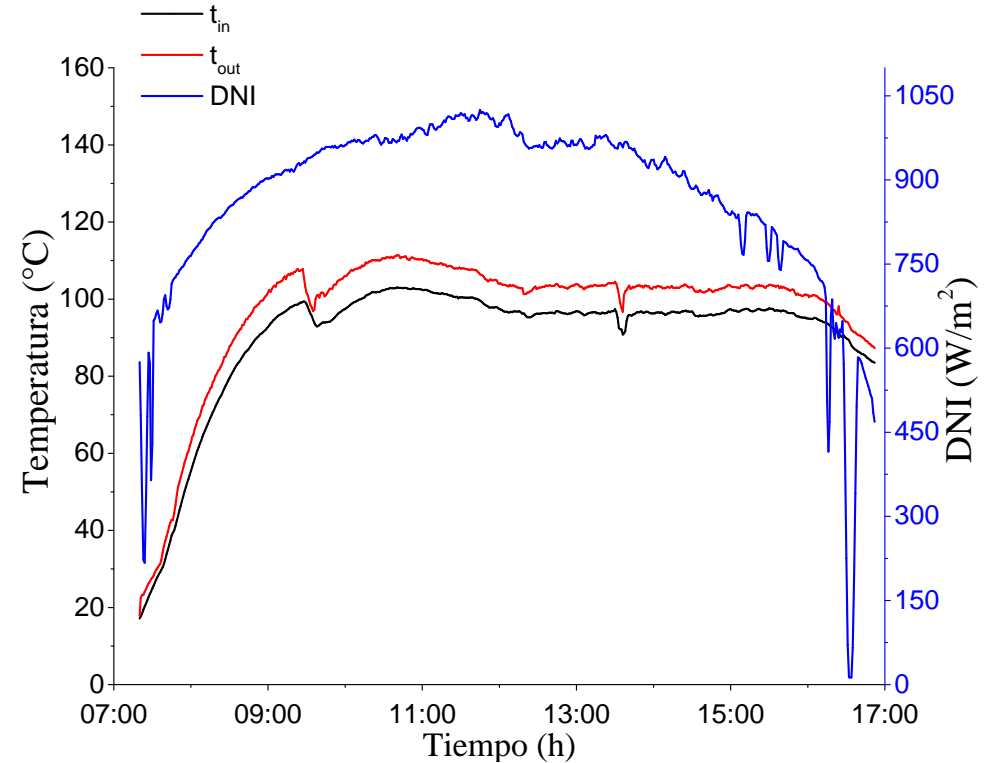
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 8 de noviembre del 2021.

Anexo VIII - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 11 de noviembre del 2021.



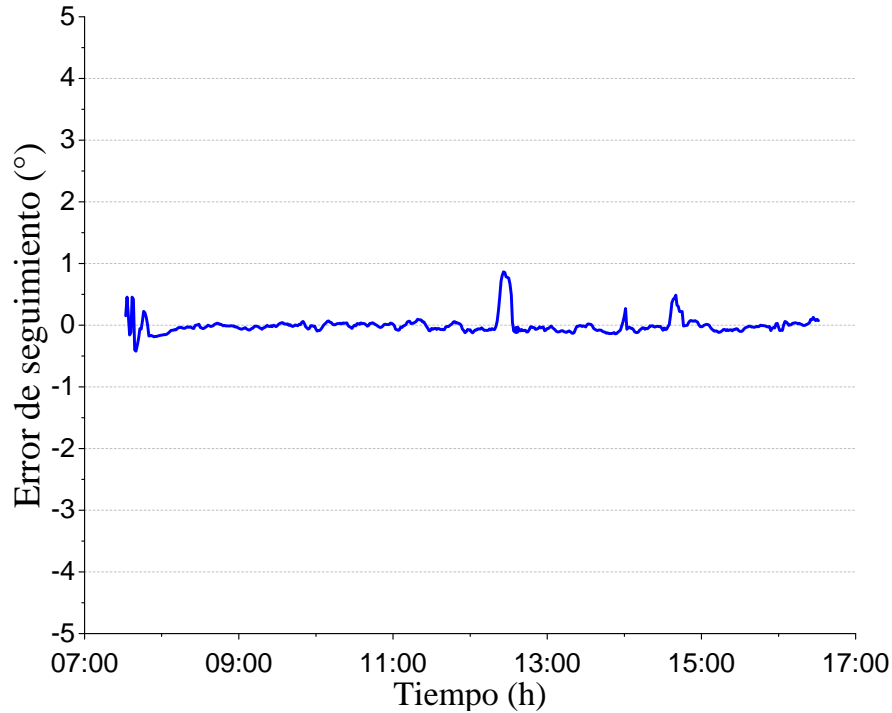
(a) STE de la nueva propuesta de control.



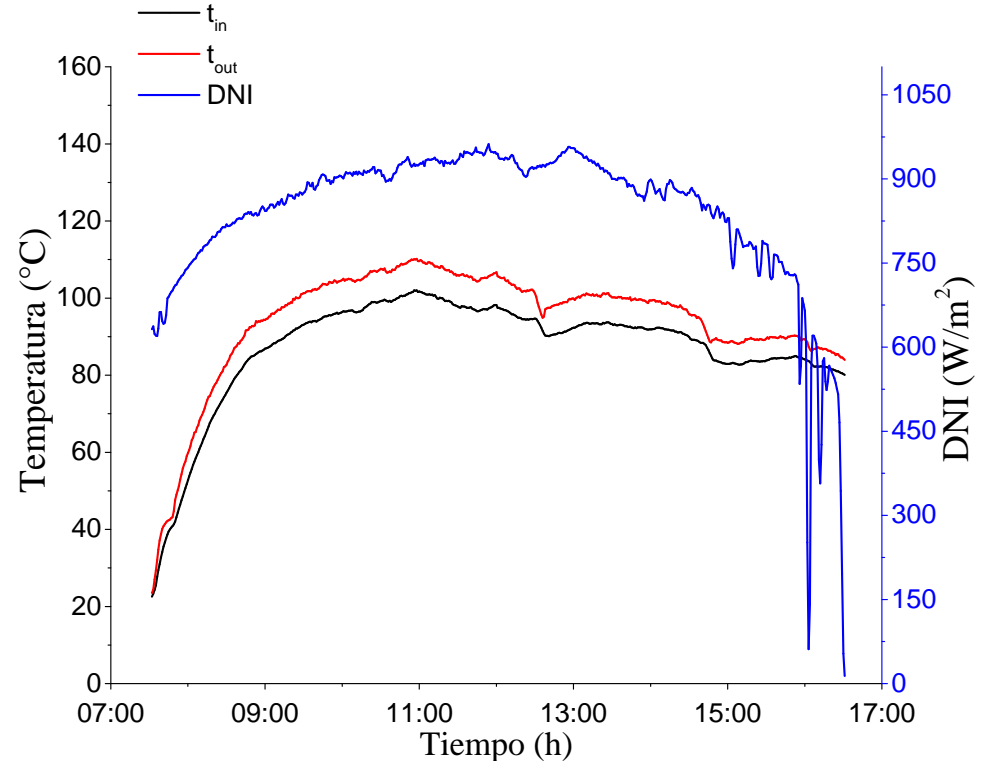
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 11 de noviembre del 2021.

Anexo IX - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 12 de noviembre del 2021.



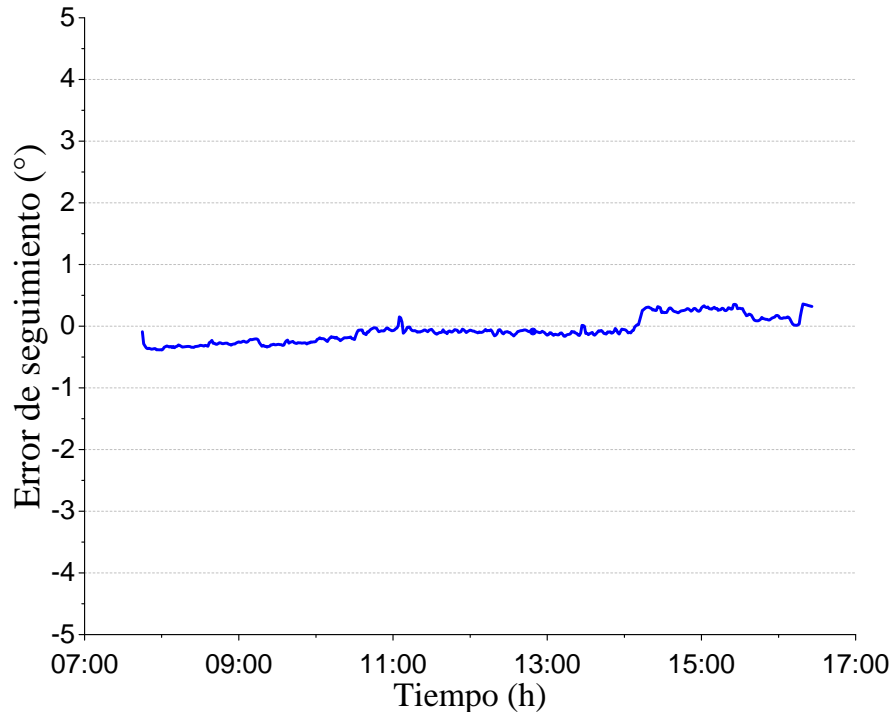
(a) Error de seguimiento solar.



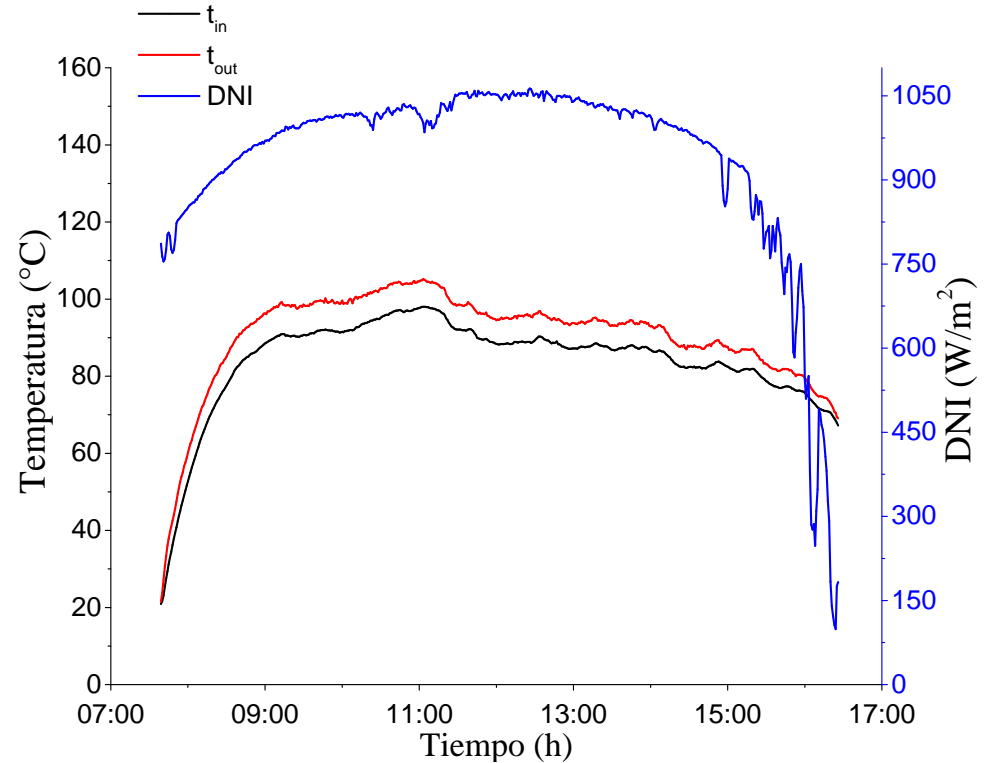
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 12 de noviembre del 2021.

Anexo X - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 15 de noviembre del 2021.



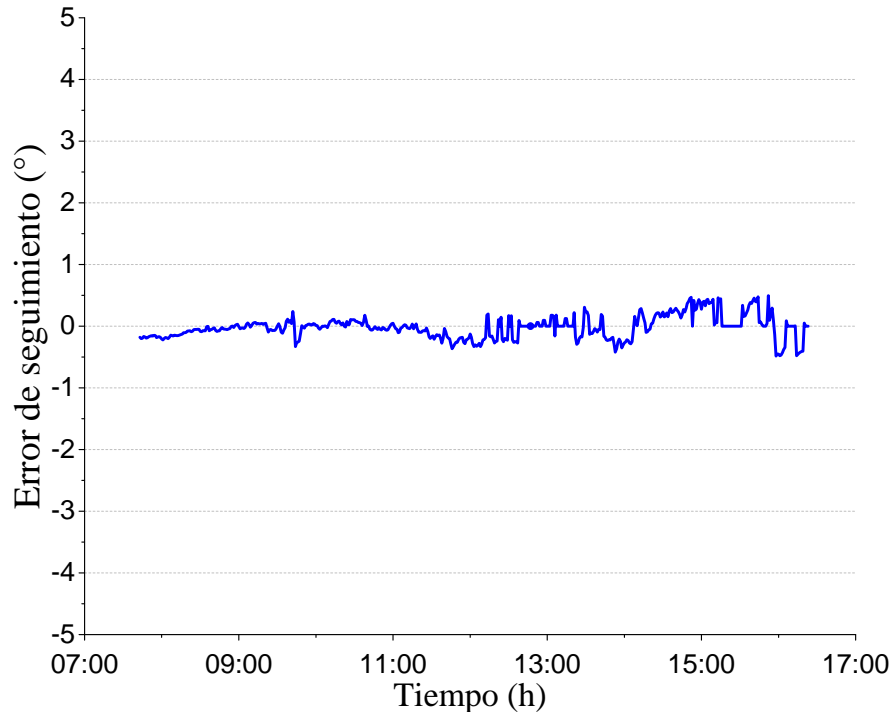
(a) Error de seguimiento solar.



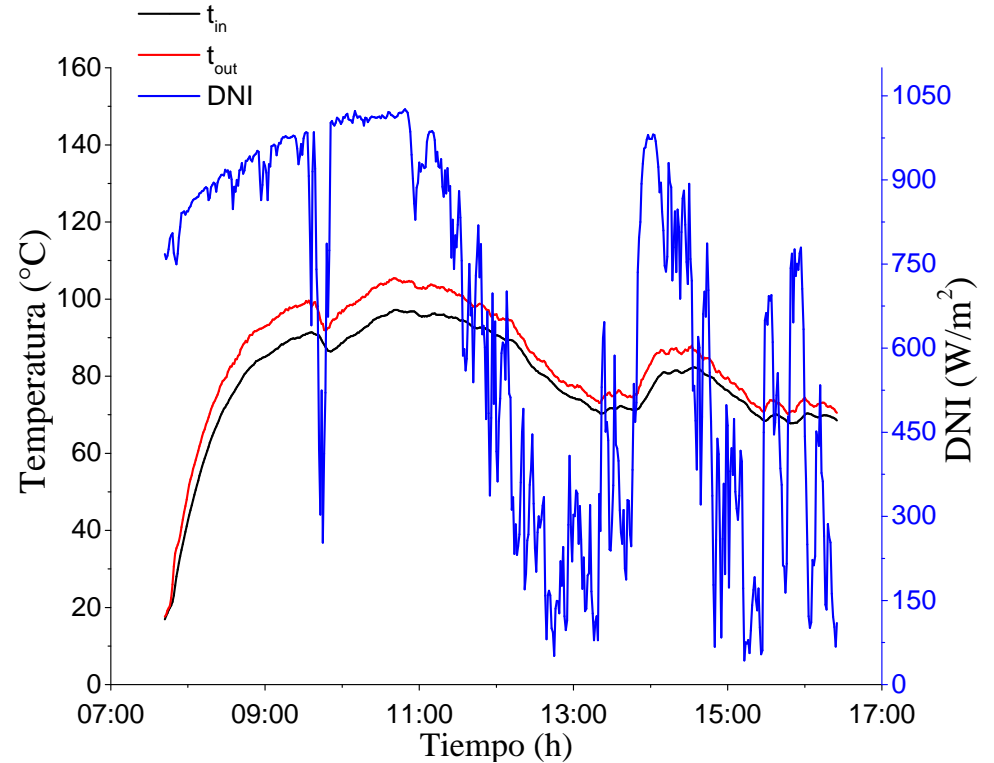
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 15 de noviembre del 2021.

Anexo XI - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 16 de noviembre del 2021.



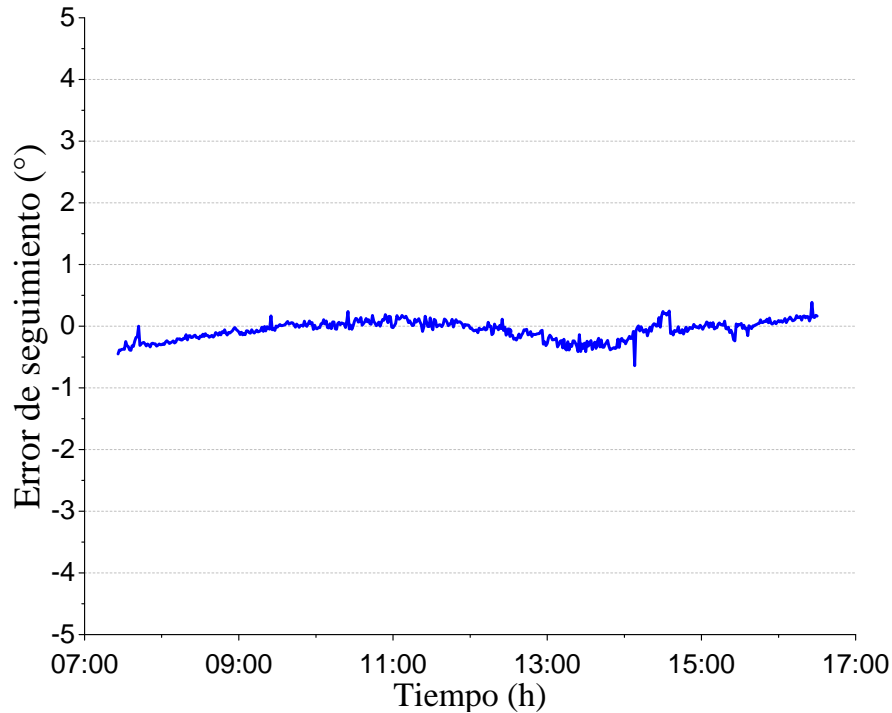
(a) Error de seguimiento solar.



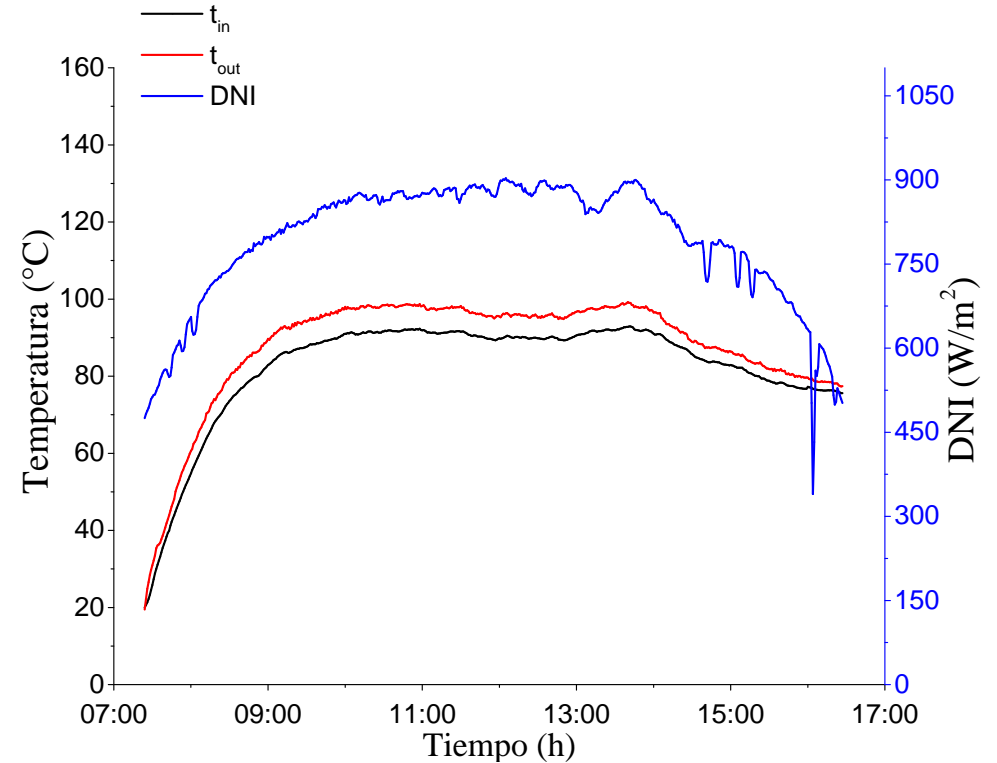
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 16 de noviembre del 2021.

Anexo XII - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 23 de noviembre del 2021.



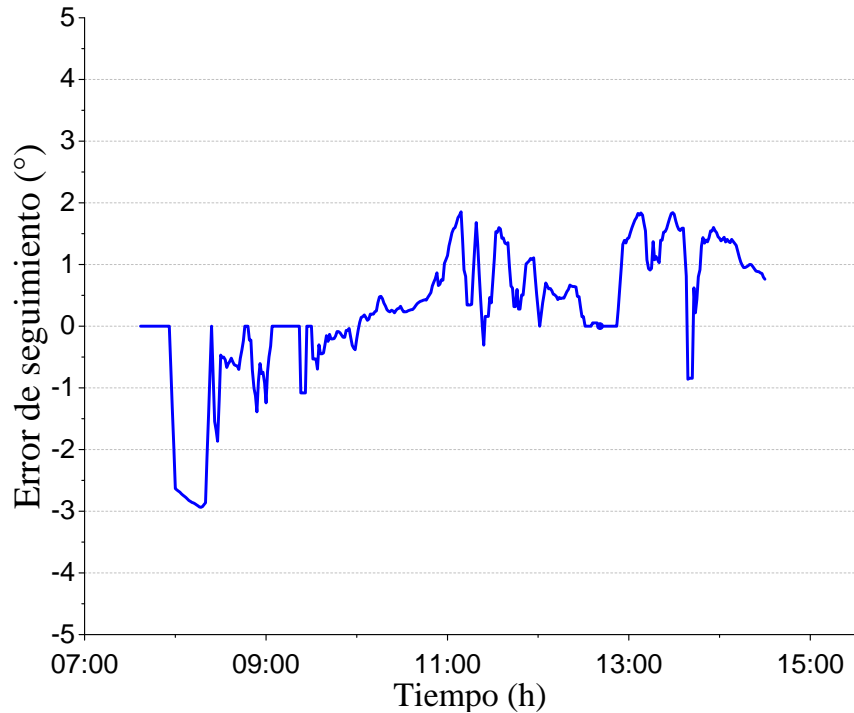
(a) Error de seguimiento solar.



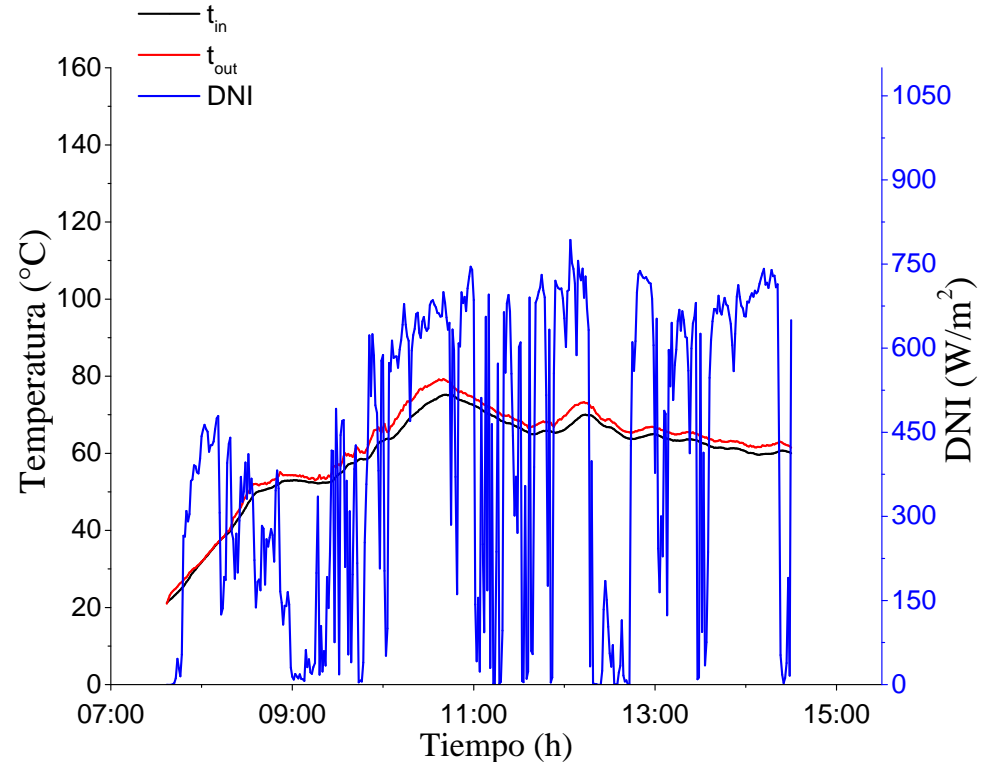
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 23 de noviembre del 2021.

Anexo XIII - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 26 de noviembre del 2021.



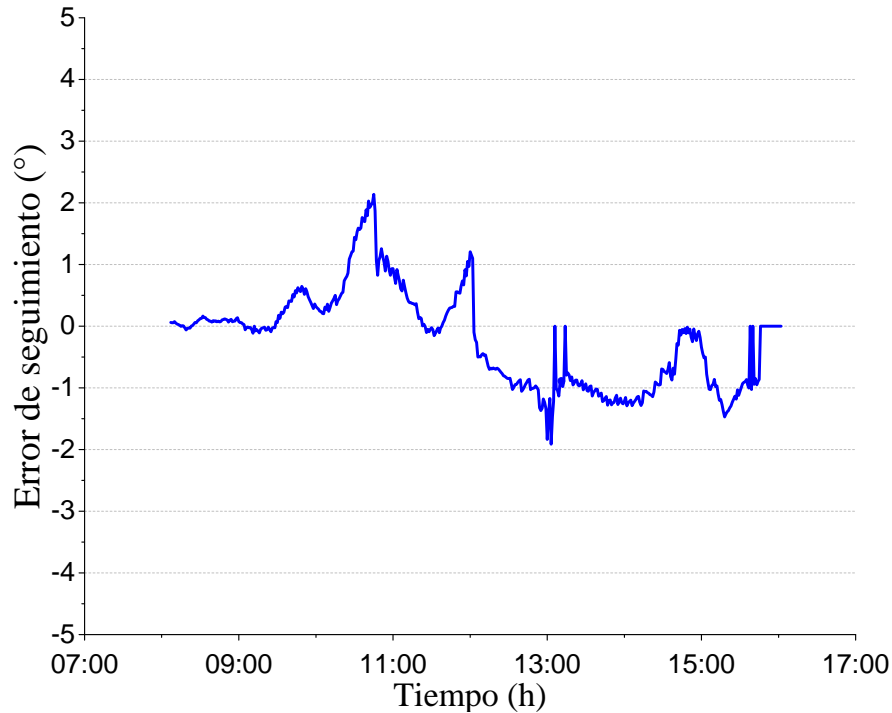
(a) Error de seguimiento solar.



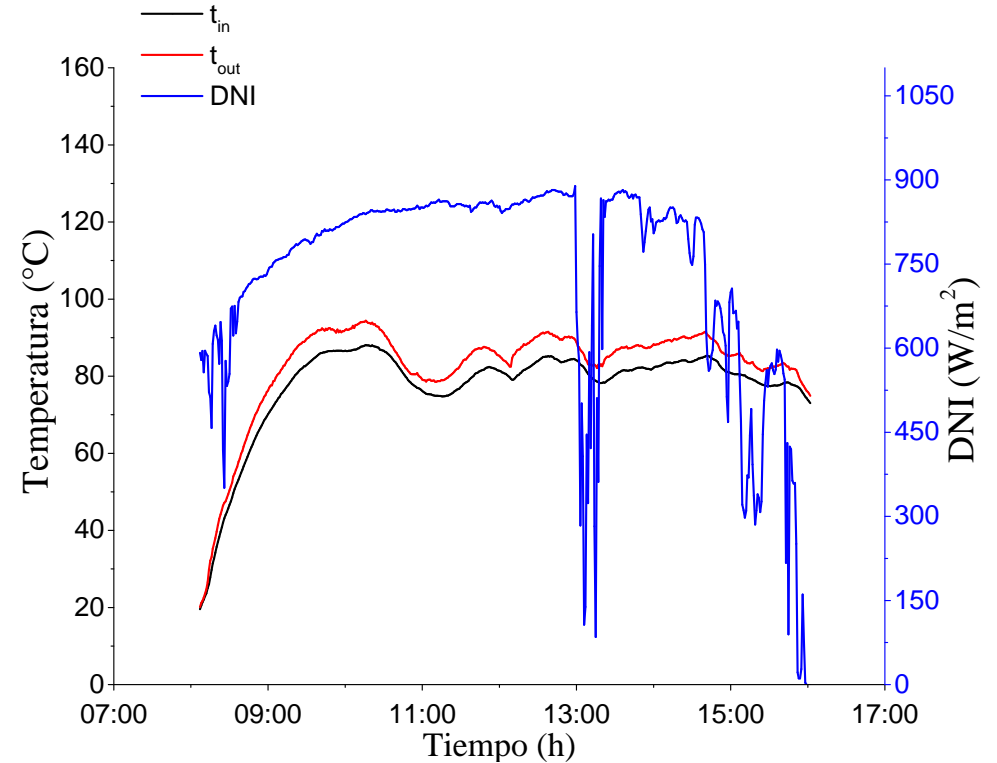
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 26 de noviembre del 2021.

Anexo XIV - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 30 de noviembre del 2021.



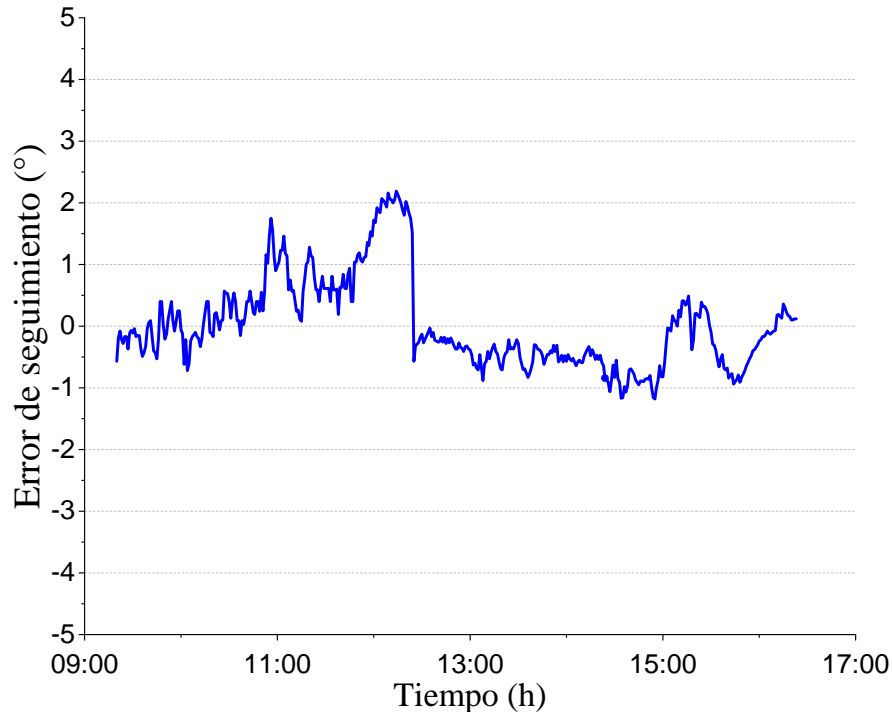
(a) Error de seguimiento solar.



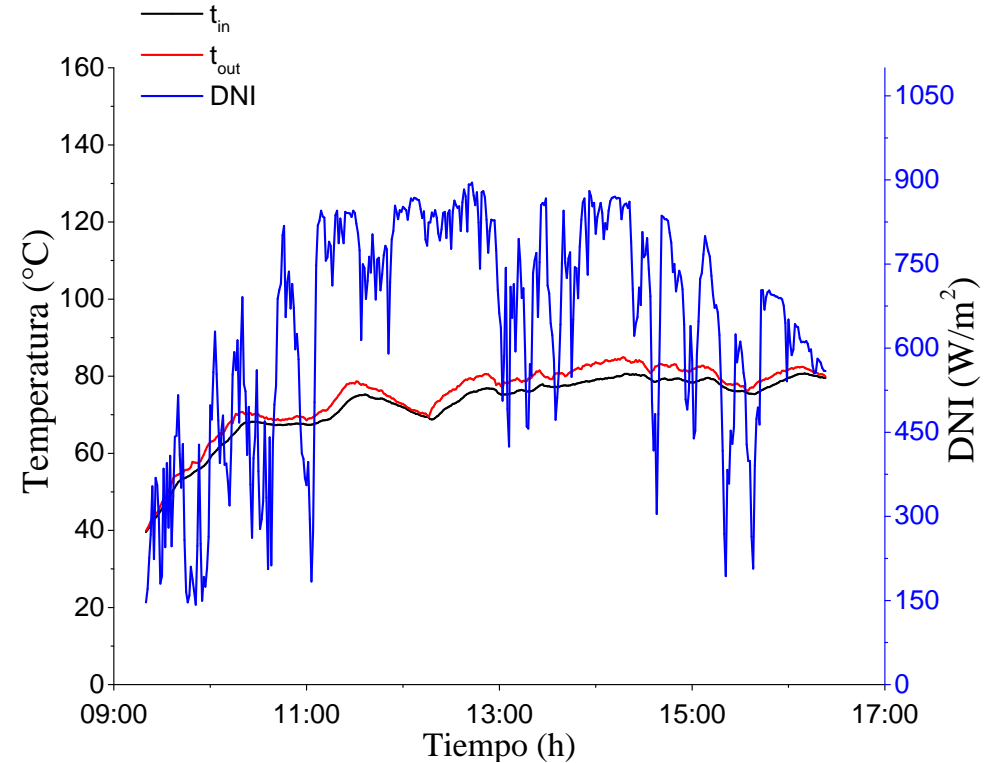
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 30 de noviembre del 2021.

Anexo XV - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 6 de diciembre del 2021.



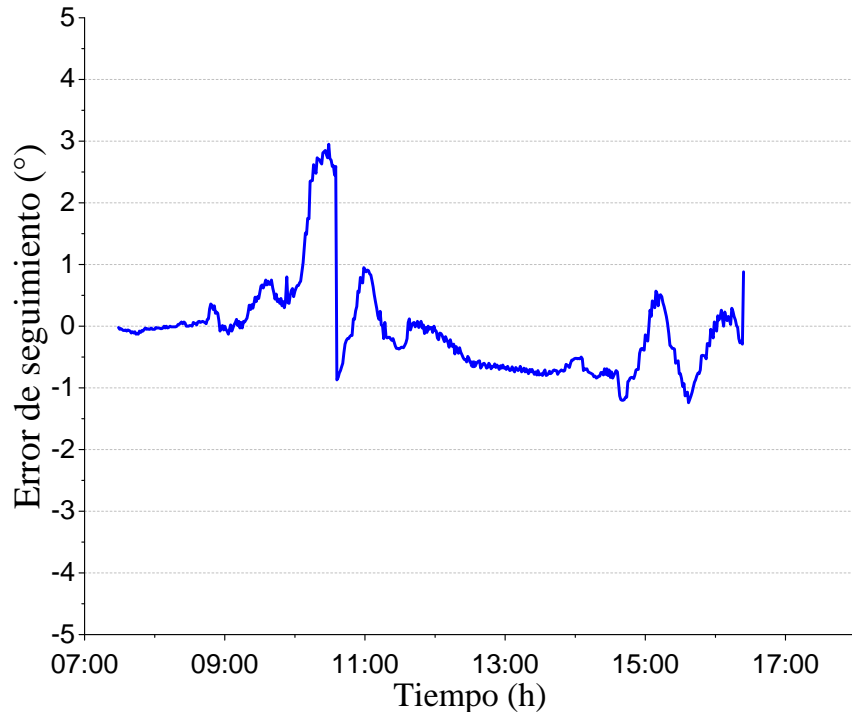
(a) Error de seguimiento solar.



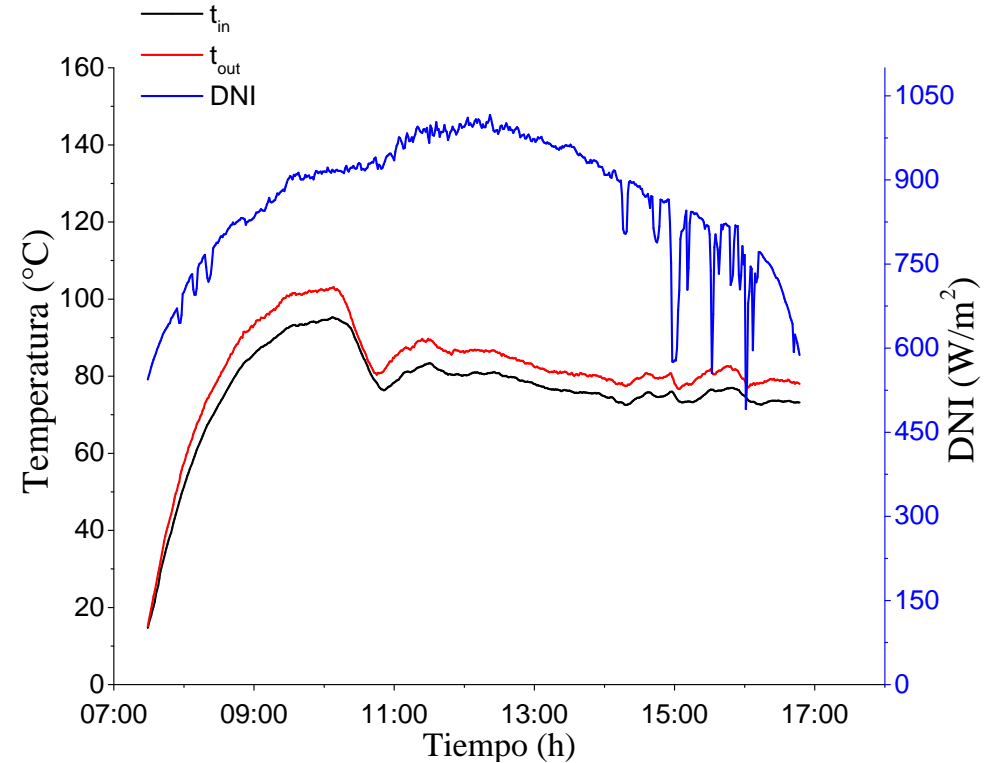
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 6 de diciembre del 2021.

Anexo XVI - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 7 de diciembre del 2021.



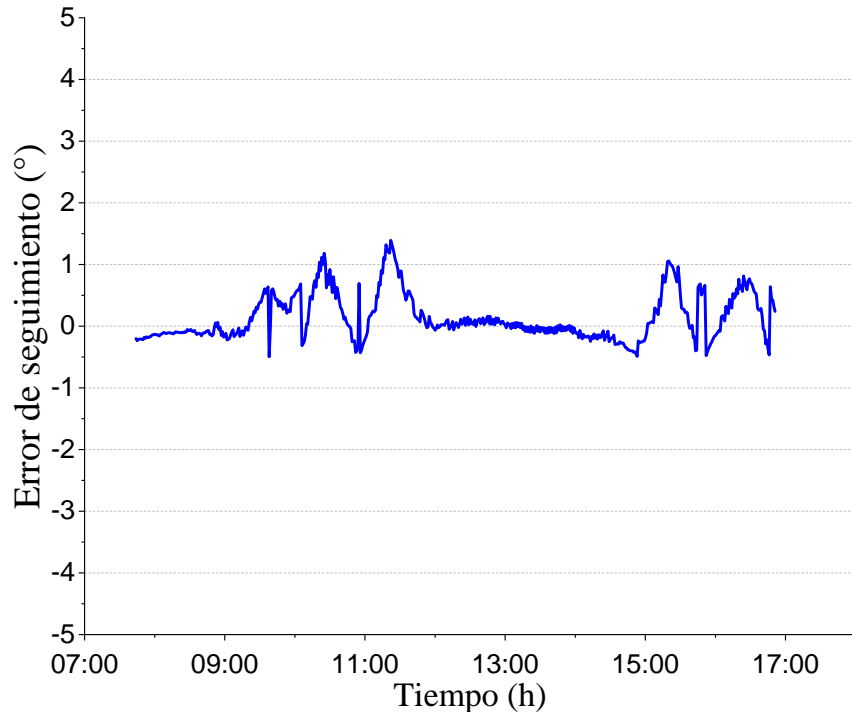
(a) Error de seguimiento solar.



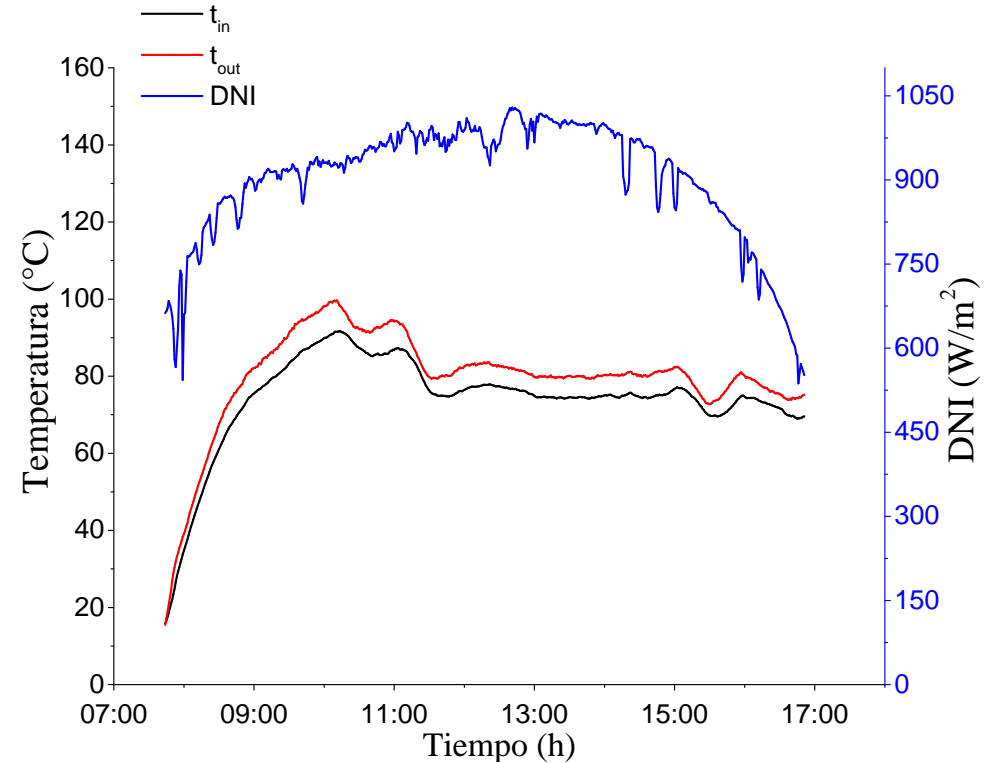
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 7 de diciembre del 2021.

Anexo XVII - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 8 de diciembre del 2021.



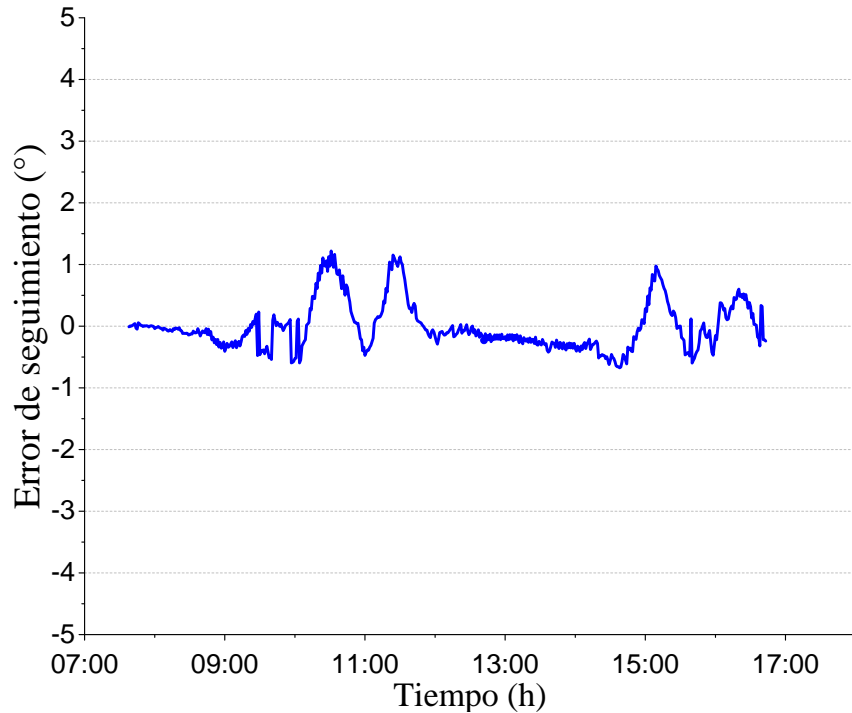
(a) STE de la nueva propuesta de control.



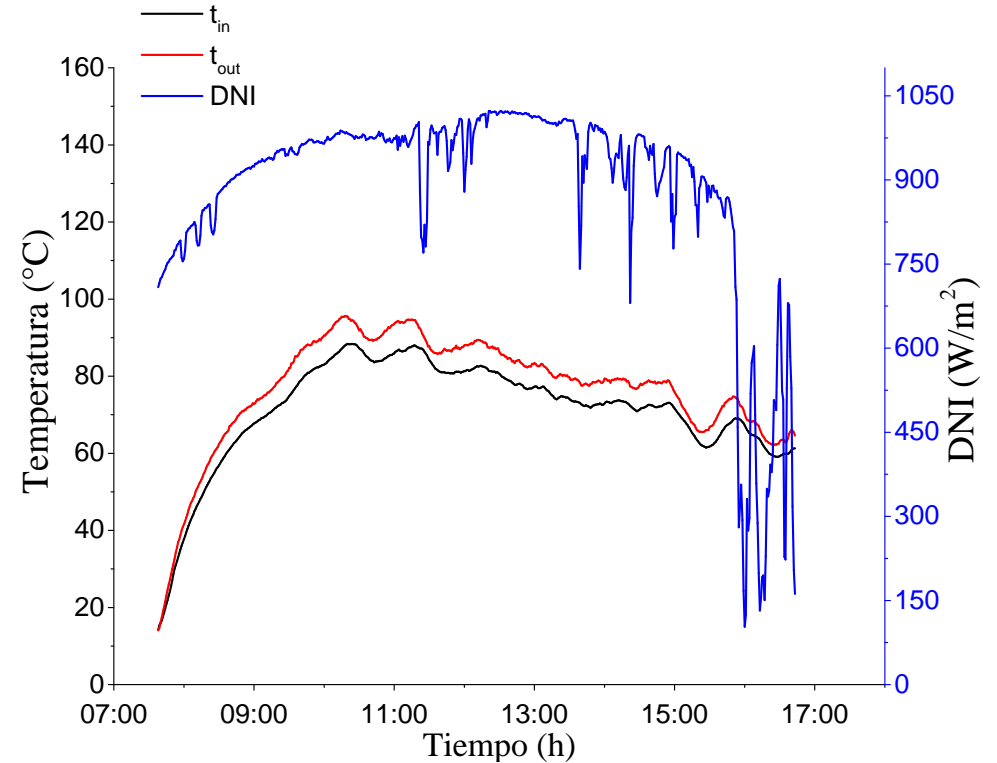
(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 8 de diciembre del 2021.

Anexo XVIII - Gráficas de los datos del error de seguimiento, las temperaturas de entrada y salida del HTF e irradiancia solar directa del día 9 de diciembre del 2021.



(a) STE de la nueva propuesta de control.



(b) Temperatura de entrada y salida del PT250 y DNI medida con SOLYS-2.

Datos experimentales del día 9 de diciembre del 2021.