

“2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón”

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA

# ESTUDIO COMPARATIVO DE EFICIENCIAS TÉRMICAS EN COLECTORES SOLARES CILINDRO PARABÓLICOS UTILIZANDO DIFERENTES SUSTANCIAS DE TRABAJO

TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN INGENIERÍA MECÁNICA  
PRESENTA

ING. JULIAN FLORES MORENO

DIRECTOR:  
DR. ABDIEL GÓMEZ MERCADO

CO-DIRECTORES:  
DR. LUIS MANUEL PALACIOS PINEDA  
DR. CELERINO RESÉNDIZ ROSAS

86 Páginas

Pachuca de Soto, Hidalgo Noviembre de 2015.





"2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón"

**División de Estudios de Posgrado e Investigación  
Maestría en Ingeniería Mecánica  
ACTA**

Siendo las 13:00 horas del 22 de mayo de 2015, reunidos en el aula U10, el Consejo de Posgrado en Ingeniería Mecánica manifiesta la APROBACIÓN del trabajo de tesis titulado: *Estudio comparativo de eficiencias térmicas en colectores solares cilindro parabólico utilizando diferentes sustancias de trabajo, con el siguiente contenido:*

- Resumen/Abstract
- Nomenclatura
- Introducción
- Contenido
- Índice de cuadros, gráficas y figuras.
  1. Estado del arte
  2. Generación directa de vapor en el concentrador
  3. Metodología
  4. Resumen y resultados
- Conclusiones y recomendaciones
- Bibliografía
- Apéndices

Para cubrir el requisito parcial correspondiente a TESIS para que el Ing. Julián Flores Moreno obtenga el grado de Maestría en Ingeniería Mecánica, bajo la dirección del Dr. Abdiel Gómez Mercado, profesor del posgrado en Ingeniería Mecánica de la División de Estudios de Posgrado e Investigación.

**ATENTAMENTE**  
"EL HOMBRE ALIMENTA EL INGENIO EN CONTACTO CON LA CIENCIA"

**EL CONSEJO DE POSGRADO**

Dra. Erika Esquivel Avila Dávila	Dr. Luis Alberto Palacios Pineda	Dr. Mario Emigdio Rodriguez Castillo
Dr. Ignacio Ramirez Vargas	Dr. Gerardo Presentis Rosas	Dr. Abdiel Gomez Mercado

C.p. Archivo  
LMPP/lmpp





"2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón"

Pachuca, Hidalgo, **4/NOVIEMBRE/2015**

OFICIO No. DEPI-174-2015

**C. ING. JULIÁN FLORES MORENO  
PRESENTE**

La que suscribe, Jefa de la División de Estudios de Posgrado e Investigación, comunica a Usted que se autoriza la impresión de Tesis titulada:

"Estudio comparativo de eficiencias térmicas en colectores solares cilindro parabólico utilizando diferentes sustancias de trabajo"

Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería Mecánica, una vez que han sido efectuadas las correcciones indicadas por el Jurado correspondiente.

Sin otro particular por el momento, quedo de Usted.

**ATENTAMENTE**

"EL HOMBRE ALIMENTA EL INGENIO EN CONTACTO CON LA CIENCIA"

  
**DRA. TRIKA ESTIRÍS ÁVILA DÁVILA  
JEFA DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA  
TECNOLÓGICO NACIONAL  
DE MÉXICO  
I.T. PACHUCA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE  
POSGRADO E INVESTIGACIÓN

C.p. Coordinación de Ingeniería Mecánica  
Archivo  
EOAD/lmp



---

## Agradecimientos

---

A mi esposa Ana María y a mis hijos Mariana y Adolfo, por su cariño, ánimo y compañía en todas las etapas de mi vida, pero sobre todo por ser el motivo para lograr esta meta, con toda mi admiración y amor.

A mis padres Isaac y Susana, porque siempre me han brindado su apoyo para seguir adelante, gracias los quiero.

A mis hermanos y sobrinos, por el apoyo incondicional que en todo momento me han brindado.

Al Instituto Tecnológico Superior del Oriente del Estado de Hidalgo por el apoyo para estudiar la maestría.

Doctor Abdiel Gómez Mercado, su orientación y confianza fue muy importante para la realización y término de este trabajo. Gracias por su esfuerzo, dedicación y compromiso, pues me tuvo paciencia para poder concluir este trabajo.

Gracias a mis sinodales: Doctor Luis Manuel Palacios Pineda, Doctor Celerino Reséndiz Rosas por sus comentarios y críticas hacia mi trabajo. Sobre todo por haber sido mis maestros.

A mis maestros de la maestría, gracias por compartir sus conocimientos.

## **Resumen**

El funcionamiento de colectores cilindro parabólicos depende en gran medida del fluido calorífico que se utilice, ya que estos condicionan, tanto el rango de temperaturas de operación, como otros aspectos de ingeniería, tales como: el rendimiento del sistema o la selección de materiales de construcción, en este caso del tubo receptor.

En el presente trabajo es un estudio comparativo de la eficiencia térmica de los concentradores solares cilindro parabólicos, utilizando diferentes sustancias de trabajo tales como: agua-vapor o aceite térmico. El estudio se centrará en el fluido que circula en el tubo receptor del prototipo que fue diseñado y construido en el área de posgrado del Instituto Tecnológico de Pachuca como parte de una planta piloto para la producción de energía eléctrica.

El estudio de la generación directa de vapor, se ha desarrollado con el análisis de comportamiento del fluido en el tubo receptor a través del cual pasa el fluido calorífero, en este caso, agua-vapor. Este es un análisis de las correlaciones para la transmisión de calor entre las diferentes superficies, en especial la zona de flujo bifásico por el interior del tubo receptor, tanto en la determinación del coeficiente de transmisión de calor por convección como en la pérdida de presión en este régimen.

Durante el proceso de análisis se tomará en cuenta factores como, la irradiancia solar, la captación y concentración de la energía solar sobre el concentrador, el comportamiento de los materiales en contacto con el fluido de trabajo, en aspectos tales como la temperatura, el flujo de calor en el tubo receptor, etc.

## **Abstract**

Operation of parabolic trough depends largely on the heat transfer fluid is used, since these determine both the temperature range of operation, and other aspects of engineering, such as: system performance or the selection of building materials in this case the receiver tube.

The present work is a comparative study of the efficiency of solar thermal parabolic trough concentrators, using different working substances such as water-steam or thermal oil. The study will focus on the fluid flowing in the receiver tube prototype was designed and built in the area of graduate Instituto Tecnológico de Pachuca as part of a pilot plant for the production of electricity.

The study of the direct steam generation has been developed by analyzing behavior of the fluid in the receiver tube through which passes the fluid heater, in this case water-steam. This is an analysis of the correlations for heat transfer between the various surfaces, particularly the area of two-phase flow inside the receiver tube, in determining the coefficient of convective heat transfer and pressure loss in this regime.

During the analysis process will take into account factors such as solar irradiance, uptake and concentration of solar energy on the hub, the behavior of materials in contact with the working fluid, in aspects such as temperature, flow heat in the receiving tube, etc.

## Índice

Resumen.....	iv
Abstract.....	v
Índice .....	vi
Índice de figuras.....	viii
Índice de tablas.....	x
Nomenclatura.....	x
Introducción .....	1
Justificación .....	2
Planteamiento del problema .....	2
Hipótesis .....	3
Objetivo general .....	4
Objetivos específicos .....	4
CAPÍTULO 1.....	5
Estado del arte .....	5
1.1 Antecedentes.....	6
1.2 El concentrador solar.....	7
1.3 Componentes de la radiación solar .....	8
1.3.1 Radiación solar a nivel regional y local .....	11
1.3.2 El movimiento solar.....	11
1.4 Colectores cilindro parabólicos.....	12
1.5 Sistema de seguimiento solar.....	15
1.6 Fluidos de transferencia de calor empelados en los colectores CCP.....	16

---

1.7	Impacto ambiental .....	18
CAPÍTULO 2.....		20
Generación directa de vapor en el concentrador cilindro parabólico .....		20
2.1	Caracterización óptica del colector cilindro parabólico .....	21
2.2	Parámetros para la determinación de la posición relativa colector – sol .....	21
2.3	Ángulo de incidencia de un colector parabólico.....	27
2.4	Pérdidas ópticas y geométricas en un colector cilindro parabólico.....	29
2.4.1	Perdidas ópticas en el colector cilindro parabólico .....	29
2.4.2	Pérdidas geométricas en un colector cilindro parabólico .....	33
2.5	Pérdidas térmicas en el concentrador cilindro parabólico .....	35
2.6	Comportamiento del tubo receptor .....	36
2.7	Balance energético en una sección transversal del tubo receptor.....	38
CAPÍTULO 3.....		42
Metodología.....		42
3.1	Análisis Óptico Teórico.....	43
3.2	Análisis térmico del concentrador.....	48
3.2.1	Análisis comportamiento del fluido mediante Ansys .....	49
3.3	Seguidor solar .....	53
3.3.1	Por sus grados de libertad .....	54
3.3.2	Por su control.....	55
3.3.3	Orientación del seguidor solar .....	55
3.3.4	Sistema de seguimiento.....	56
CAPÍTULO 4.....		63
Resumen y resultados .....		63

---



4.1	Análisis de las sustancias de trabajo.....	64
4.1.1	Uso de aceite como fluido de trabajo.....	64
4.1.2	Uso de sales fundidas como fluido de trabajo.....	64
4.1.3	Uso de agua/vapor como fluido de trabajo.....	66
4.2	Resultados.....	68
	Conclusiones.....	70
	Bibliografía.....	71

## Índice de figuras

Figura 1:	Diagrama de flujo para una planta de energía solar térmica típica.....	7
Figura 2:	Radiación solar de la República Mexicana.....	10
Figura 3:	Mapa solar del estado de Hidalgo.....	11
Figura 4:	Funcionamiento de un colector solar cilindro parabólico.....	13
Figura 5:	Elementos básicos de un CCP.....	13
Figura 6:	Esquema de un tubo absorbedor de un colector cilindro parabólico.....	14
Figura 7:	Esquema de funcionamiento de un sistema de seguimiento solar en un eje.....	16
Figura 8:	Las dos principales orientaciones del eje de giro de un CCP.....	16
Figura 9:	Trayectoria aparente del Sol alrededor de la Tierra.....	22
Figura 10:	Coordenadas horarias y horizontales para el posicionamiento del Sol.....	26
Figura 11:	Ángulo de incidencia de un colector cilindro parabólico.....	28
Figura 12:	Parámetros ópticos del colector cilindro parabólico.....	30
Figura 13:	Pérdidas geométricas de final de un colector cilindro parabólico.....	33
Figura 14:	Pérdidas térmicas en el tubo absorbedor de un colector cilindro parabólico.....	35

---

Figura 15: Perfil del flujo de radiación sobre el tubo absorbedor.....	37
Figura 16: Balance energético, sección transversal del receptor .....	39
Figura 17: Modelado del tubo receptor .....	49
Figura 18: Modelado del tubo receptor en ANSYS .....	50
Figura 19: Flujo de calor en el exterior del tubo receptor.....	51
Figura 20: Velocidad axial del fluido (m/s) .....	52
Figura 21: Temperatura (K) del fluido a la salida dl tubo receptor .....	52
Figura 22: Presión del fluido (Pa) a la salida del tubo receptor .....	53
Figura 23: Convergencia del sistema .....	53
Figura 24: Inclinação del eje de rotación terrestre 23.5° .....	55
Figura 25: Principales orientaciones del eje de giro de un CCP.....	56
Figura 26: Concentrador solar instalado en el Instituto Tecnológico de Pachuca .....	56
Figura 27: Sensor solar .....	57
Figura 28: Sensor de intensidad luminosa.....	58
Figura 29: Control de operación del motor .....	58
Figura 30: El motor no gira .....	59
Figura 31: El giro del motor es en sentido anti horario .....	59
Figura 32: Giro del motor en sentido horario .....	60
Figura 33: Diagrama de control de las fotorresistencias.....	61
Figura 34: Circuito de control del sistema.....	62
Figura 35: Grafica del registro de temperaturas .....	69
Figura 36: Diagrama experimental para la evaluación del CCP .....	73
Figura 37: Bomba de agua sumergible .....	74
Figura 38: Sensor de presión, marca FESTO.....	74

---

Figura 39: Sensor de temperatura, marca Science cube y Termocople ..... 75

## Índice de tablas

Tabla 1: Radiación solar en México..... 10

Tabla 2: Estudios de radiación solar en la ciudad de Pachuca, Hgo., año 2009 ..... 11

Tabla 3: Parámetros ópticos del colector..... 30

Tabla 4: Relación de los números empleados en los subíndices. .... 39

Tabla 5: Definiciones de los flujos de calor que intervienen en el balance energético. .... 40

Tabla 6: Parámetros característicos del CCP..... 44

Tabla 7: Parámetros característicos ..... 48

Tabla 8: Giro del motor ..... 60

Tabla 9: Características de las sales de nitrato utilizadas en concentradores solares ..... 65

Tabla 10: Parámetros de referencia ..... 68

Tabla 11: Registro de temperaturas, 19 de Agosto de 2015 ..... 68

## Nomenclatura

### Nomenclatura Descripción

$A_a$	Área de apertura del concentrador solar ( $m^2$ )
$A_r$	Área de apertura del receptor del colector solar ( $m^2$ )
$C$	Razón de concentración geométrica (adimensional)
$E$	Potencia emisiva de una superficie ( $W/m^2$ )

---

$E_b$	Potencia emisiva del cuerpo negro (W/m <sup>2</sup> )
$G$	Irradiación, flujo de energía radiante que incide sobre una superficie (W/m <sup>2</sup> )
$G_{abs}$	Radiación incidente que es absorbida por la superficie (W/m <sup>2</sup> )
$G_{ref}$	Radiación incidente que es reflejada por la superficie (W/m <sup>2</sup> )
$G_{tr}$	Radiación incidente que es transmitida por la superficie (W/m <sup>2</sup> )
$G_{on}$	Irradiación solar extraterrestre (W/m <sup>2</sup> )
$G_{sc}$	Constante solar (1.353 kW/m <sup>2</sup> )
$I_e$	Intensidad de radiación (W/m <sup>2</sup> -sr)
$S$	Cantidad de energía absorbida por unidad de tiempo y área, por un colector solar (W/m <sup>2</sup> )
$T^*$	Temperatura máxima o temperatura de equilibrio radiante (°C)
$\alpha$	Absortividad de una superficie (adimensional)
$\varepsilon$	Emisividad de una superficie (adimensional)
$\theta$	Ángulo de incidencia (°)
$\rho$	Reflectividad de una superficie (adimensional)
$\sigma$	Constante de Stefan-Boltzmann (5.67x10 <sup>-8</sup> W/m <sup>2</sup> ·K <sup>4</sup> )
$\tau$	Transmisividad de una superficie (adimensional)

## **Introducción**

En la actualidad la generación de energía térmica en el mundo está basada en hidrocarburos provenientes del petróleo y gas natural cuyas reservas probadas permitirán satisfacer la demanda sólo para algunos años. Sin embargo, aun cuando existieran suficientes recursos fósiles para cubrir la creciente demanda, se tiene también otro problema que es la contaminación, específicamente con las altas emisiones de CO<sub>2</sub> y muchos otros, que afectan seriamente nuestro ecosistema.

Se han realizados esfuerzos importantes por parte de la comunidad internacional para la protección del medio ambiente como son el protocolo de Montreal y el protocolo de Kyoto. Bajo estos acuerdos internacionales es donde la tecnología relacionada con el aprovechamiento de la radiación solar se reconoce como una solución apropiada para la generación de energía térmica y eléctrica. Se debe recordar que la transformación de la radiación solar es la fuente primordial de las tecnologías renovables ya que el viento, olas, hidroeléctrica e incluso biomasa son resultado de la energía proveniente del Sol.

Frente a esta tecnología convencional, la generación directa de vapor en colectores cilindro parabólicos (proceso GDV) se presenta como una opción muy atractiva para reducir el costo de la electricidad generada utilizando estos sistemas de concentración solar. Mediante esta tecnología se aumenta el rendimiento anual de la planta debido, entre otros factores, a la eliminación de las pérdidas de calor asociadas a los intercambiadores de calor intermedios entre el campo solar y el bloque de potencia, necesarios en caso de que el fluido calorífero del campo solar no coincida con el fluido de trabajo del ciclo de potencia. Además, se reducen costos, ya que la mayor inversión en tuberías que soporten las presiones óptimas de trabajo del vapor queda compensada por el ahorro en otros sistemas específicos del uso de aceites, sales u otros fluidos de trabajo en el campo solar: cambiadores de calor, sistemas anti-incendios, tanques de expansión, sistemas calefactores para el tanque de almacenamiento, etc.

La elaboración de componentes mejorados para la generación directa de vapor en colectores cilindro parabólicos es uno de los aspectos clave para el desarrollo de esta

tecnología. Se espera que en breve se puedan comercializar tubos absorbedores para trabajar a más alta temperatura y presión (525 °C y 110 bar).

De esta forma se tendrían que las ventajas del vapor frente al aceite sintético serían mayores, ya que la temperatura límite de operación de este último es 400 °C; por encima de dicha temperatura, el aceite se degrada. Con los tubos absorbedores actuales, esta limitación no supone un inconveniente propiamente, ya que la superficie selectiva del tubo absorbedor limita también la temperatura a estos valores. Otro sistema clave para el despliegue de la generación directa de vapor en colectores cilindro parabólicos es el sistema de almacenamiento térmico, pues hasta el momento no se ha desarrollado ningún sistema eficiente para la generación directa de vapor.

## **Justificación**

Las tecnologías de energías renovables producen energía comercial, convirtiendo un fenómeno natural en una forma de energía útil. Estas tecnologías usan la energía del sol y sus efectos directos e indirectos que tiene sobre la tierra (radiación solar, viento, caídas de agua, y la vegetación; biomasa), fuerzas gravitacionales (mareas), y el calor del núcleo de la tierra (geotérmica), como recursos para generar energía.

Es importante el uso de energías alternativas que contribuyan al ahorro en el consumo de combustibles y de energía eléctrica desarrollando tecnología propia que evite la generación de contaminantes y coadyuven a la preservación del medio ambiente.

Continuando con el trabajo realizado anterior a esta tesis, se pretende evaluar, ahora, la eficiencia térmica del concentrador cilindro parabólico, utilizando diferentes sustancias de trabajo, tales como: agua – vapor, aceite térmico, generando vapor de baja entalpía y una presión por debajo de la presión de saturación de los fluidos a evaluar.

## **Planteamiento del problema**

El problema se plantea como la determinación del flujo de energía térmica que requiere el sistema para generar vapor durante el flujo de un fluido o sustancia de trabajo por el interior del tubo receptor del concentrador solar cilindro parabólico, mediante la

concentración de la radiación solar, de tal forma que esta energía se incremente. El principal problema es lograr que la sustancia de trabajo, cambie de la fase líquida a la fase de vapor sin tener pérdidas de energía térmica para operar en un concentrador solar cilindro parabólico. Durante las pruebas iniciales, se han obtenido registros de las temperaturas alcanzadas por el sistema de hasta 385 °C, lo que indica que es posible generar vapor. Sin embargo, si el fluido es agua, para evitar que se evapore es necesario mantenerla a una presión superior a la de saturación; con aceite sintético como fluido de trabajo, la presión de saturación es mucho menor que la del agua, sin embargo, en temperaturas superiores a los 400 °C estos se degradan y por otra parte su punto de congelación de 12 °C, lo cual implica instalar un sistema de precalentamiento para que el aceite térmico siempre se encuentre en la fase de trabajo.

En la selección de un fluido de trabajo de tipo bifásico para la generación de vapor, se debe tener en cuenta las siguientes características:

- Coeficiente de expansión
- Viscosidad
- Capacidad térmica
- Punto de congelamiento
- Punto de ebullición

## **Hipótesis**

Los colectores cilindro parabólicos utilizan un fluido de transferencia de calor que, al circular a través del tubo receptor, absorbe la energía radiante procedente del Sol, y la transporta hasta el bloque de potencia. El tipo de fluido que se utilice determinará el rango de temperaturas de operación y, consecuentemente, el rendimiento que se puede obtener en el ciclo de potencia.

## **Objetivo general**

El objetivo de este trabajo es evaluar diferentes sustancias de trabajo empleadas para la transferencia de calor para la producción directa de vapor, la evaluación se realizará en el prototipo del concentrador solar de tipo cilindro parabólico diseñado y construido en el área de posgrado del Instituto Tecnológico de Pachuca.

## **Objetivos específicos**

- Evaluar diferentes sustancias de trabajo, tales como: agua o aceite térmico.
- Análisis de los parámetros que podrían afectar el estudio.



# CAPÍTULO 1

## Estado del arte

---

El primer capítulo, es una revisión del estado del arte en las tecnologías de concentración solar y, en concreto, en la generación directa de vapor con colectores cilindro parabólicos. Estos colectores están constituidos por un espejo concentrador cilíndrico de sección parabólica y un tubo receptor, con seguimiento en un único eje, el de elevación. Aunque sus razones de concentración (entre 30 y 90) se sitúan entre las más bajas de los sistemas solares de concentración, la experiencia adquirida en esta tecnología es mucho mayor que en cualquier otra, como lo demuestra la gran cantidad de centrales termosolares de este tipo que se están construyendo en el mundo.

## 1.1 Antecedentes

La energía solar tiene un alto valor exergético ya que se origina en los procesos que ocurren en la superficie del Sol a una temperatura de cuerpo negro equivalente aproximadamente a  $5777\text{ K}$ . Debido a este alto valor exergético, más del 93% de la energía se puede convertir teóricamente en trabajo mecánico por ciclos termodinámicos, o de energía libre de Gibbs mediante reacciones químicas solarizadas, incluyendo los procesos de producción de hidrógeno. De acuerdo a la ecuación termodinámica de Planck, la conversión de calor solar para el trabajo mecánico o de Gibbs de la energía libre, está limitada por la eficiencia de Carnot, y por lo tanto para lograr las tasas de conversión máxima, la energía debe ser transferida a un fluido térmico o reactivo a temperaturas cercanas a la del sol.

A pesar de que la radiación solar es una fuente de alta temperatura, la máxima radiación es de  $63\text{ MW}/\text{m}^2$ , las limitaciones geométricas sol – tierra, conducen a una dilución dramática del flujo y para una irradiancia disponible para uso terrestre sólo es ligeramente superior a  $1\text{ kW}/\text{m}^2$  y, en consecuencia, el suministro a bajas temperaturas del fluido térmico. Por lo tanto, es un requisito esencial para las plantas de energía solar térmica y aplicaciones de alta temperatura el uso de dispositivos de concentración óptico que permitan captar la energía térmica para llevar a cabo un flujo solar alto y con relativamente poca pérdida de calor. El modelo simplificado de una planta de potencia térmica de concentración solar (CSP) se representa en la figura 1.

El diseño óptimo del sistema CSP combina una superficie óptica relativamente grande, eficiente (por ejemplo, un campo de espejos de alta reflectividad), recibiendo la radiación solar entrante y concentrarla en un solar receptor con una pequeña área de apertura. El receptor solar es de alta absortancia y transmitancia, baja - reflectancia, intercambiador de calor radiativo / convectivo que emula tan de cerca como sea posible el rendimiento de un cuerpo negro radiante. Un receptor solar ideal sería por lo tanto cuando tienen convección, conducción y pérdidas insignificantes

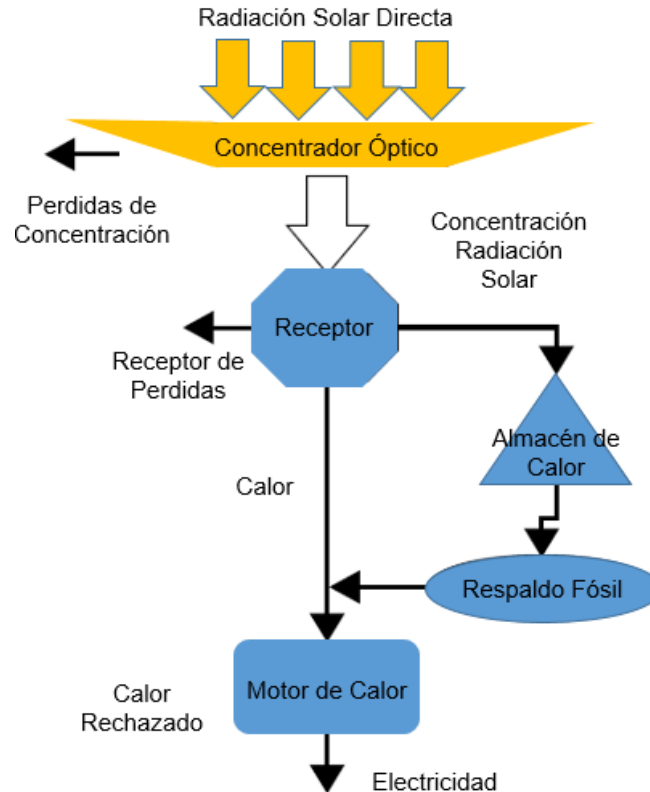


Figura 1: Diagrama de flujo para una planta de energía solar térmica típica.

## 1.2 El concentrador solar

Las altas temperaturas generadas por los CCP (concentrador cilindro parabólico) se logran debido a la concentración de la energía solar por el reflector parabólico. En un concentrador de este tipo, se aprovecha la radiación directa del sol. Cuando el CCP está adecuadamente orientado, los rayos solares se reflejan en la superficie parabólica e inciden en una región a lo largo de una línea que corresponde al foco de la sección transversal de la canal parabólica. En esta línea focal está colocado un receptor normalmente cilíndrico, donde la radiación es absorbida y transformada en energía térmica. Dicha energía es removida mediante un fluido con propiedades térmicas adecuadas, ya sea agua o algún aceite térmico, y posteriormente es utilizada como calor. Las pérdidas térmicas de este sistema son en su mayor parte debidas a la convección (velocidad del viento) y la radiación emitida en la superficie del absorbedor (temperaturas por arriba de los 400° C).

En los CCP la construcción de la superficie parabólica es normalmente una lámina de metal pulido con sección parabólica aunque también se pueden utilizar segmentos de espejos inclinados. El receptor está localizado en la línea focal del canal parabólico e incluye al absorbedor (asociado con cubiertas y aislamiento). El receptor es comúnmente un conducto por donde circula el fluido que transporta el calor hacia una máquina térmica para su utilización. El sistema debe estar motorizado para seguir el movimiento diurno del sol ya que el concentrador debe obtener el máximo posible de radiación solar directa y formar una imagen del Sol en el absorbedor lineal. El requerimiento de rastreo en conjunto con el uso de materiales que deben resistir altas temperaturas, eleva el costo y mantenimiento de estos sistemas CCP hasta el punto en que se restringe su uso a instalaciones de gran escala.

Es común que los CCP presenten un sistema motorizado para seguir el movimiento aparente del sol cuando su orientación es norte-sur, pues el concentrador debe obtener el máximo posible de radiación solar directa y formar una imagen del Sol en el absorbedor lineal.

Pero también puede tener una orientación este-oeste donde la correcta orientación del colector se lleva a cabo diariamente o en algunos casos dependiendo del tamaño del receptor hasta quincenalmente.

### **1.3 Componentes de la radiación solar**

Toda la radiación solar que incide sobre la atmósfera no llega hasta la superficie de la tierra. Los rayos solares al entrar en contacto y atravesar el obstáculo que supone la atmósfera sufren una serie de fenómenos físicos entre los que cabe destacar:

- Reflexión. Una parte de la radiación se refleja en la parte superior de las nubes (tipo un espejo).
- Difusión. Los rayos solares chocan con las moléculas gaseosas y partículas de polvo en suspensión difundiéndose en todas direcciones, de forma que una parte vuelve al espacio.

- Absorción. Una parte de la radiación es absorbida por las moléculas presentes en la atmósfera. Por ejemplo, a una altura de la superficie terrestre de entre 15 y 40 km se encuentra la capa de ozono, la cual absorbe principalmente las radiaciones de los rayos ultravioletas.

Como resultado de los anteriores fenómenos físicos, un objeto situado en la superficie terrestre recibirá los siguientes tipos de radiación:

- Radiación directa. Es la radiación solar que alcanza la superficie terrestre sin que haya sufrido ningún cambio de dirección en su recorrido. Esta radiación en días nublados es muy pequeña y provoca sombras.
- Radiación difusa. La que llega a la superficie terrestre después de haber cambiado varias veces de dirección debido a los procesos de reflexión y difusión al atravesar la atmósfera. A mayor nubosidad más importante es la radiación difusa.
- Radiación reflejada. La parte de radiación reflejada por el terreno y otros elementos de la superficie terrestre y que puede ser reabsorbida por otros objetos. Al cociente entre la radiación reflejada y el incidente en la superficie terrestre se le llama radiación de albedo.

En días despejados la radiación directa será mucho mayor que la difusa. La radiación difusa puede llegar a significar el 10 – 15% en días claros y hasta un 95% en días nublados. A lo largo del año la radiación difusa supone aproximadamente un tercio de la radiación total que llega la superficie terrestre.

La radiación total es la suma de la radiación directa, difusa y reflejada. La palabra radiación se utiliza como concepto genérico.

Para definir la energía solar que llega a una superficie se utilizan las siguientes magnitudes:

- Irradiancia: Potencia solar incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en  $W/m^2$ .

- Irradiación: Energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se expresa en  $MJ/m^2$  o  $kW h/m^2$ .

La cantidad de radiación directa que una superficie recibe depende del ángulo formado entre ésta y los rayos solares incidentes, (ángulo de incidencia). Si la superficie está situada perpendicularmente a los rayos solares la radiación directa será máxima, disminuyendo a medida que aumenta el ángulo que forman los rayos con la normal al plano en que inciden.

La tabla 1, muestra los estudios que se han realizado para determinar la radiación solar en la república mexicana datos en  $kW \cdot h/m^2 - día$ .

Tabla 1: Radiación solar en México.

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
5.1	5.6	6.0	6.2	6.1	5.9	6.0	6.1	5.7	5.3	5.1	4.8	5.7

La figura 2 muestra un mapa solar de la república mexicana en donde se observa la radiación solar registrada.

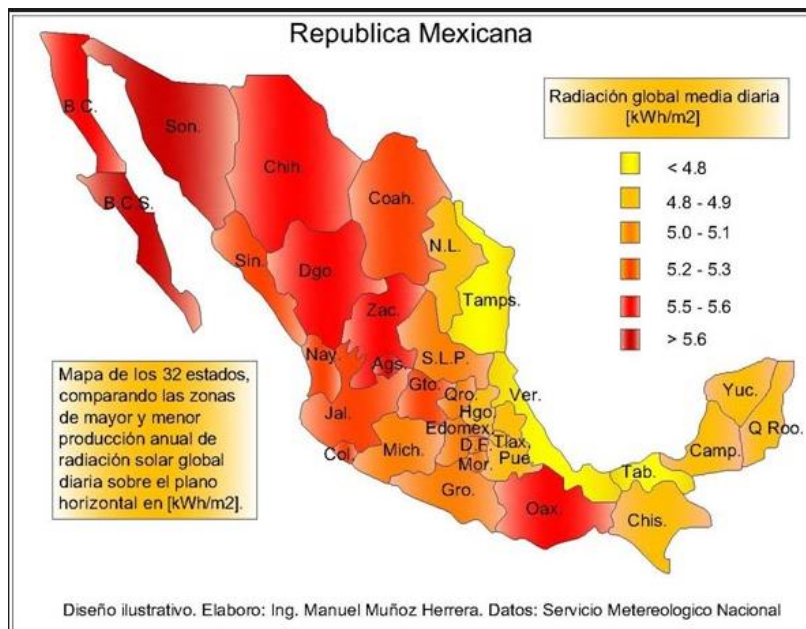


Figura 2: Radiación solar de la República Mexicana

### 1.3.1 Radiación solar a nivel regional y local

La tabla 2 muestra los estudios de radiación solar en  $\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2 - \text{día}$ , realizada en el año de 2009 en la ciudad de Pachuca, durante los meses del año obteniéndose un promedio al respecto.

Tabla 2: Estudios de radiación solar en la ciudad de Pachuca, Hgo., año 2009

E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Min	Max	Prom
4.6	5.1	5.6	6.8	6.0	5.7	5.9	5.8	5.3	4.9	4.6	4.2	4.2	6.8	5.4

En el siguiente mapa solar (figura 3) se muestra que en particular en la ciudad de Pachuca se tiene una radiación solar de  $5.44 \text{ kW h}/\text{m}^2 - \text{día}$ . Esto muestra que es factible instalar un sistema de colector solar para aprovechar esta energía que puede ser utilizada para transformarla en energía eléctrica.

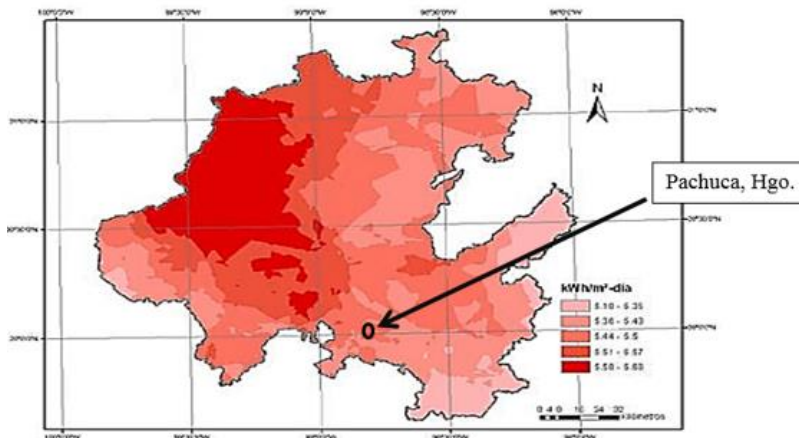


Figura 3: Mapa solar del estado de Hidalgo.

### 1.3.2 El movimiento solar

Diariamente la tierra efectúa una rotación completa sobre sí misma dando lugar a los días, aunque habitualmente se dice que el sol sale por el Este y se oculta por el Oeste como si fuese el sol quien realizase el movimiento.

Con el fin de definir correctamente la posición del sol en cada momento con respecto a un punto situado en la tierra se utilizan dos coordenadas, el azimut solar y la altura solar.

El azimut es el ángulo de giro del sol con respecto al sur geográfico medido sobre el plano horizontal. Un valor de  $0^\circ$  del azimut se dará cuando el sol esté exactamente sobre el Sur geográfico y coincidirá con el mediodía solar.

La altura solar es el ángulo que forman los rayos solares sobre la horizontal. Este valor varía a lo largo del día y del año. El sol sale desde la horizontal para llegar a su máxima altura al mediodía solar y luego ir disminuyendo hasta que se pone por el Oeste. Además, cada día del año el sol alcanza una altura diferente consiguiendo la altura máxima durante el solsticio de verano (21 de junio en el hemisferio Norte) y la altura mínima durante el solsticio de invierno (21 de diciembre en el hemisferio Norte).

El azimut y la altura solar, así como las horas de sol diarias y la radiación solar, varían con la posición que se ocupe en la tierra.

Para determinar la posición de un objeto en la tierra recurrimos a los siguientes parámetros:

- Latitud. Ángulo que forma la vertical de un punto de la superficie de la tierra y el plano del ecuador. Se considera positiva en el hemisferio Norte y negativa en el hemisferio Sur.
- Longitud. Arco del ecuador comprendido entre el meridiano de un lugar y un meridiano de referencia, el meridiano de Greenwich.

## 1.4 Colectores cilindro parabólicos

El colector cilíndrico parabólico (CCP), está compuesto básicamente por un espejo cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola. La radiación solar concentrada produce el calentamiento del fluido de trabajo que circula por el interior del tubo receptor, obteniendo de esta forma energía térmica a partir de la radiación solar. La Figura 4 muestra un esquema de un CCP e ilustra su modo de funcionamiento.



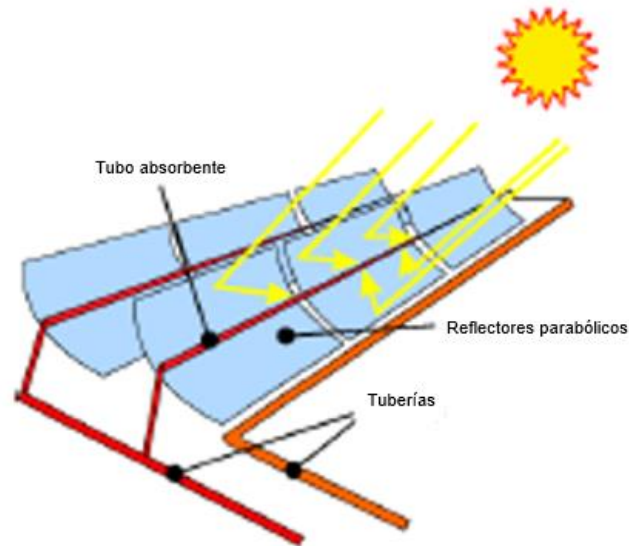


Figura 4: Funcionamiento de un colector solar cilindro parabólico.

Desde el punto de vista estructural, cuatro son los elementos principales de un CCP, como se observa en la figura 5 [12].

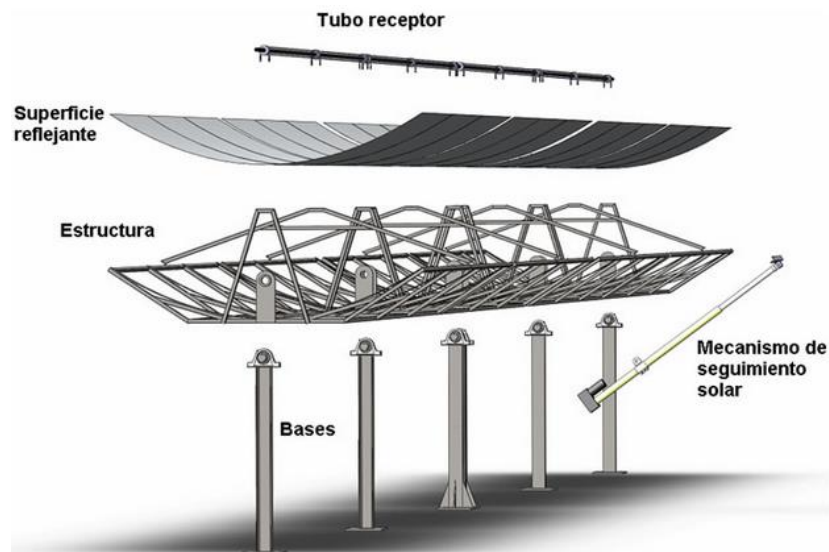


Figura 5: Elementos básicos de un CCP.

- El reflector cilindro parabólico. Es el componente clave de un concentrador cilindro parabólico ya que su misión es reflejar y concentrar sobre el tubo receptor, situado en la línea focal del reflector, la radiación solar directa que incide sobre su superficie. Se trata en definitiva de un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de

parábola, que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa su plano de apertura. Para llevar a cabo la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da suficiente rigidez. Estos medios de soporte pueden ser chapa metálica, plástico o cristal.

- Tubo absorbente o receptor. Es uno de los elementos más importantes de todo CCP, ya que de él depende en gran medida el rendimiento global del colector. El tubo absorbente de un CCP consta en realidad de dos tubos concéntricos. Un tubo interior metálico, por el que circula el fluido que se calienta, y el exterior de cristal. El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptividad ( $>90\%$ ) y una baja emisividad en el espectro infrarrojo ( $<30\%$ ), lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y de proteger de las inclemencias meteorológicas su recubrimiento selectivo. Para ello, entre el tubo metálico y el tubo de vidrio se hace el vacío.

Por el interior del tubo receptor circula el fluido de trabajo. El tipo de fluido que se utiliza en los CCP depende de la temperatura máxima de operación. Si las temperaturas que se desean son moderadas ( $<200^{\circ}\text{C}$ ), se puede utilizar agua desmineralizada, o una mezcla con Etileno-Glicol, como fluido de trabajo. En cambio, se utiliza aceite sintético en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ( $200^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$ ).

En la figura 6, se muestra un tubo absorbente o receptor

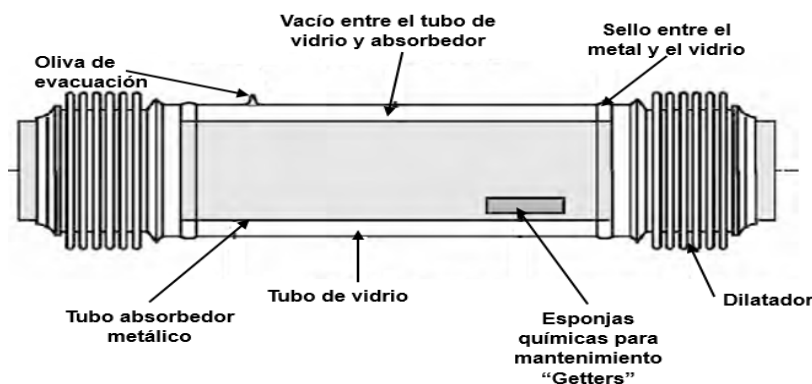


Figura 6: Esquema de un tubo absorbente de un colector cilindro parabólico.

- El sistema de seguimiento solar. Con el fin de concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar, los CCP deben seguir al sol durante el día, por eso van dotados de un mecanismo de seguimiento que va cambiando la posición del CCP conforme el sol se va moviendo. El sistema de seguimiento más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje. Con este sistema se maximiza el tiempo de exposición a la radiación solar directa de la superficie captadora.

## 1.5 Sistema de seguimiento solar

Para concentrar la radiación solar sobre el tubo absorbedor, el colector CCP debe estar enfocado hacia el Sol durante el día, para lo cual necesita un mecanismo de seguimiento solar que cambie la posición del colector con el movimiento aparente del Sol en el cielo. El sistema de seguimiento más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje.

Aunque también se han fabricado colectores cilindro parabólico que pueden girar en dos ejes, la experiencia ha demostrado que estos colectores tienen un rendimiento menor que los de seguimiento en un único eje, el de elevación. A pesar de que la cantidad de energía captada por un colector con sistema de seguimiento en dos ejes es superior y tienen un mayor rendimiento pico, las pérdidas térmicas también son superiores porque la longitud de tuberías pasivas dentro del colector es también mayor. Además, los colectores con seguimiento en un eje tienen menor costo y son más rentables ya que son mecánicamente más sencillos; son también más robustos, resistiendo cargas de viento muy superiores lo cual hace que su supervivencia sea mayor, el índice de averías y deformaciones menor y mayor la cantidad de horas posibles de operación.

Normalmente, los CCPs se instalan de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Este-Oeste o Norte-Sur, aunque se pueden utilizar también orientaciones intermedias, la figura 8, muestra las dos orientaciones más usuales, la rotación la rotación del colector requiere de un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico, que mueva al colector de acuerdo con la posición del sol.

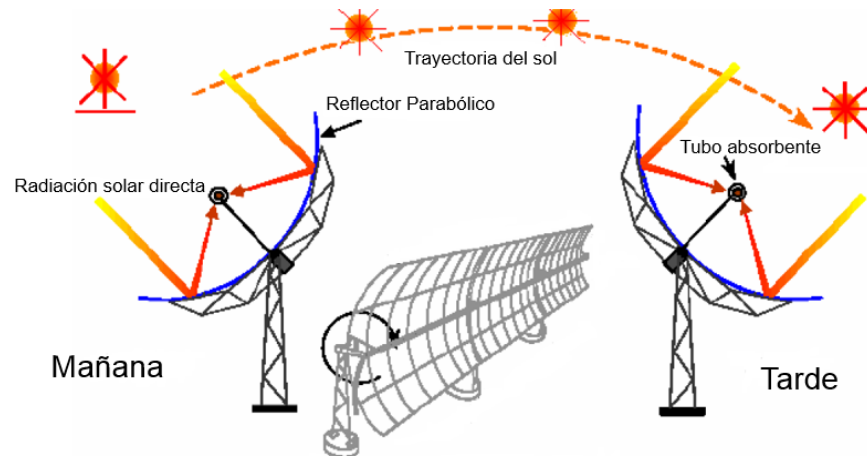


Figura 7: Esquema de funcionamiento de un sistema de seguimiento solar en un eje.

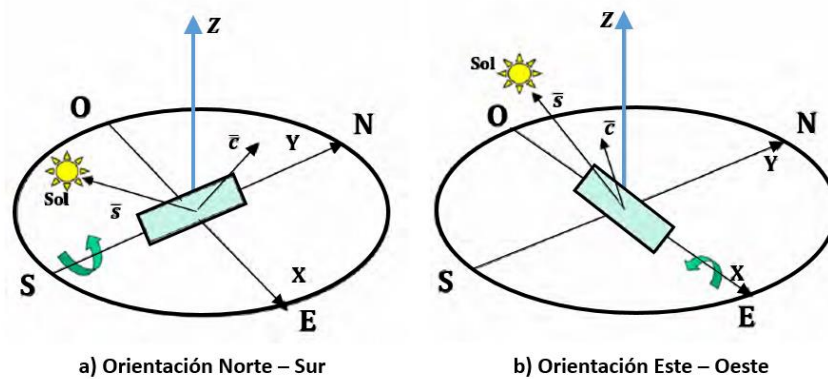


Figura 8: Las dos principales orientaciones del eje de giro de un CCP.

## 1.6 Fluidos de transferencia de calor empelados en los colectores CCP

Los colectores cilindro parabólicos utilizan un fluido de transferencia de calor que, al circular a través del tubo receptor, absorbe en forma de energía térmica la energía radiante procedente del Sol, y la transporta hasta el bloque de potencia. El tipo de fluido calorífero que se utilice determina el rango de temperaturas de operación del campo solar y, consecuentemente, el rendimiento que se puede obtener en el ciclo de potencia. Una de las ventajas de la tecnología de colectores cilindro parabólicos es su capacidad para almacenar energía térmica de forma que pueda ser utilizada en períodos de no-insolación. El almacenamiento térmico implica sobredimensionamiento del campo solar y aumento del factor de capacidad anual de la planta. En condiciones de insolación buena, un campo de

colectores cilindro parabólicos tiene un factor anual de capacidad del 25%. Con almacenamiento térmico, este factor de capacidad se puede incrementar hasta el 50% o incluso más.

Aunque se están desarrollando componentes para trabajar a más altas temperaturas, el intervalo de temperaturas ideal para trabajar con colectores cilindro parabólicos es 150 °C- 400 °C. Para temperaturas superiores, las pérdidas térmicas en este tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento. Para temperaturas inferiores a 150 °C, hay otros colectores más económicos como los colectores de tubo de vacío.

Si las temperaturas que se desean alcanzar son moderadas ( $< 175^{\circ}\text{C}$ ), la utilización de agua desmineralizada como fluido de trabajo no conlleva grandes problemas, ya que la presión de trabajo no es excesiva. En cambio, se utiliza aceite sintético en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ( $125^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$ ). La explicación de este hecho estriba que para temperaturas altas las tuberías estarían sometidas a elevadas presiones si el fluido de trabajo es agua, porque para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares. Con el aceite, las presiones requeridas son mucho menores, puesto que su presión de vapor a una temperatura dada es mucho menor que la del agua. Trabajar a menores presiones posibilita usar materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

El aceite que normalmente se emplea en las plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos actuales es el Therminol VP-1. Este aceite sintético trabaja bien a 400 °C, aunque tiene el problema de que su punto de congelación es de 12 °C, lo que obliga a mantener todo el circuito de aceite de forma permanente a una temperatura superior a este valor. Esto no suele ser un problema, ya que la energía auxiliar que se consume para mantener el aceite por encima de la temperatura de congelación es muy pequeña. No obstante, si se quiere resolver el problema de la congelación, existen aceites que permiten trabajar a temperaturas del orden de 400 °C y no tienen un punto de congelación tan alto. Por ejemplo, el punto de congelación del Syltherm-800 es -40 °C.

En cualquier caso, los aceites sintéticos presentan siempre el inconveniente de la temperatura límite (400 °C) por encima de la cual se degradan. Hasta hace relativamente poco tiempo, esto no era un inconveniente, pues la superficie selectiva de los tubos no desarrollaba temperaturas más altas. Sin embargo, las nuevas tecnologías han desarrollado componentes para los tubos que soporten mayor temperatura. En tal caso, el fluido de trabajo ya no puede ser aceite, sino sales fundidas o agua-vapor.

## **1.7 Impacto ambiental**

La energía térmica solar de concentración forma parte del conjunto de energías renovables que generan energía eléctrica en ausencia de procesos de combustión y por tanto sin emisiones de gases que producen efecto invernadero.

La gran ventaja de la energía solar termoeléctrica es producir electricidad de la misma forma que las centrales convencionales pero utilizando como energía primaria la radiación solar concentrada. Se trata de una tecnología que puede producir grandes cantidades de energía y contribuir por lo tanto de una manera significativa al abastecimiento de las necesidades energéticas del mundo, sin destruirlo, sin agotar sus reservas y sin cambiar el clima.

No existen impactos sobre el medio ambiente, en la calidad del aire, los suelos; tampoco se provocan ruidos, ni se afecta a la hidrología existente, así como no presenta riesgo alguno para la seguridad de los operarios de las centrales.

La energía solar termoeléctrica comparativamente con otras tecnologías causa pequeños impactos negativos al medioambiente. Las principales repercusiones se relacionan con el uso de fluidos de transferencia de calor, con los consumos de agua, con la ocupación de terrenos y con el impacto visual.

Los fluidos de transferencia de calor normalmente utilizados en los concentradores cilindros parabólicos son hidrocarburos aromáticos como el óxido de biphenyl – diphenyl y producen algún nivel de emisiones de vapor durante la operación normal.

La disponibilidad de agua puede ser un factor significativo en las regiones áridas donde pueden instalarse mejor las plantas termoeléctricas, debido a que se requieren de 15000 a 20000 m<sup>3</sup>/MW por año.

Respecto a la ocupación de terrenos en las centrales de colectores cilindro parabólicos, la ocupación es de aproximadamente una hectárea por MW.

Esta ocupación de terrenos en algunos emplazamientos específicos podría tener incidencia sobre la flora y la fauna del emplazamiento, aunque el impacto no es superior al de cualquier planta convencional.

En el caso del impacto visual, la altura es inferior a 4 metros, lo que significa que a 100 m de distancia el impacto visual es nulo por ser el ángulo visual menor de 2.5°.

Por otro lado, desmontar una central termoeléctrica no entraña ninguna dificultad por lo que se podría hablar de reversibilidad, ya que la mayoría de los materiales que se utilizan en las plantas (acero, cristal, etc.) se pueden reciclar.

## CAPÍTULO 2

# Generación directa de vapor en el concentrador cilindro parabólico

---

En este capítulo, se presenta la teoría para la generación directa de vapor en un concentrador cilindro parabólico, con seguimiento solar.

Los colectores solares de energía son un tipo especial de intercambiadores de calor que transforman la energía de la radiación solar en energía térmica que es transportada mediante un fluido de trabajo. En los concentradores solares, la energía proveniente del sol se concentra en un dispositivo receptor donde dicha energía se absorbe en la superficie y se transforma en calor por conducción. Este calor es removido por un fluido (normalmente el aire, agua, o aceite) que fluye a través del receptor. Dependiendo de la óptica utilizada para llevar a cabo la concentración de la energía solar, los colectores concentradores se pueden clasificar en concentradores de imagen o de no-imagen, dependiendo de si se forma una imagen bien definida del Sol en el receptor o no, respectivamente. Cabe mencionar que la energía solar colectada se puede almacenar como energía interna del fluido en un tanque de almacenamiento y que se puede utilizar posteriormente durante la noche o en días nublados.

En un colector concentrador con seguidor solar el área de abertura es más grande que el área de recepción. En los colectores concentradores se usan dispositivos que reflejan o refractan la luz hacia el área de receptor más pequeña, es decir, la energía solar se concentra teniendo una mayor densidad de flujo radiativo por unidad de área.



---

## 2.1 Caracterización óptica del colector cilindro parabólico

Los colectores cilindro parabólicos son sistemas solares de concentración, en los cuales se puede alcanzar temperaturas de hasta 400 °C, están constituidos por un espejo cilíndrico, de sección parabólica de material altamente reflectivo, en la línea focal se coloca un tubo que consta de una superficie absorbadora que es típicamente una cubierta selectiva que tiene alta absorción para radiación solar, pero una baja emisividad para pérdidas térmicas por radiación. Este tubo generalmente se confina dentro de un tubo de vidrio como envolvente, para reducir las pérdidas de calor por convección hacia los alrededores ya que este tubo de vidrio se encuentra evacuado. Cuando la parábola está orientada hacia el sol, los rayos incidentes son paralelos al eje de la parábola, el reflector los dirige hacia el foco donde se localiza el tubo receptor. Por ser colectores de concentración, necesitan un sistema de seguimiento que les permita en todo momento estar enfocados hacia el Sol, para que la radiación solar directa concentrada incida sobre el tubo receptor.

El colector puede ser orientado de dos formas: Este – Oeste, de tal forma que sigue al sol de norte a sur, o bien pueden ser orientados de Norte a Sur, donde el colector presenta la latitud del lugar y sigue el sol de Este a Oeste.

Por otro lado, se tiene el sistema de seguimiento para el movimiento aparente del Sol. Un mecanismo de seguimiento debe ser confiable y capaz de seguir al Sol con cierto grado de exactitud, regresar al colector a su posición original al fin del día o durante la noche y también de seguirlo en periodos de nubosidad intermitente. La exactitud requerida del mecanismo de seguimiento depende del ángulo de aceptación del colector. Estos mecanismos de seguimiento pueden ser puramente mecánicos o eléctricos y electrónicos.

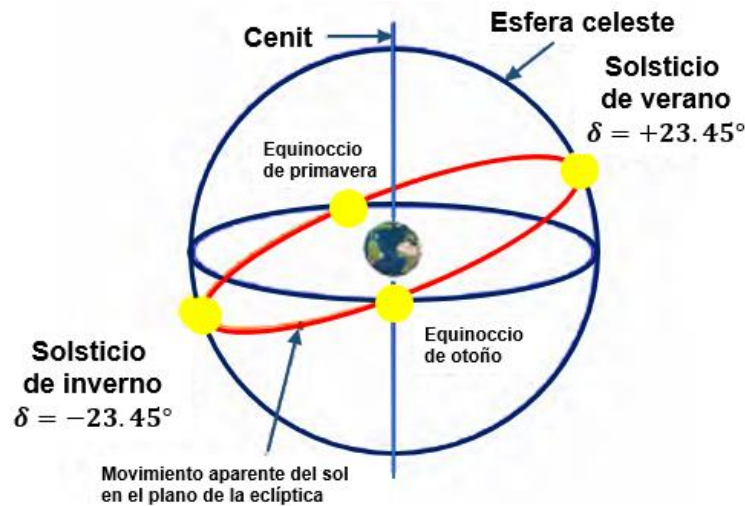
## 2.2 Parámetros para la determinación de la posición relativa colector – sol

1. Posicionamiento del sol respecto a la superficie terrestre

La Tierra, en su traslación alrededor del Sol, describe una órbita elíptica de muy poca excentricidad, llamada eclíptica, estando el Sol situado en uno de sus focos. La duración del recorrido es de 365 días, 5 horas y 48 minutos. Esta órbita está inclinada con respecto al plano del ecuador un ángulo de  $23.45^\circ$  y ello hace que los rayos del Sol caigan unas veces más perpendicularmente que otras y, por tanto, que la radiación incidente sobre una superficie determinada sea diferente en cada caso.

Por otra parte, la Tierra tiene un movimiento de rotación alrededor de su eje en el que emplea 24 horas. Ahora bien, debido a la inclinación del eje de rotación y del movimiento orbital de la Tierra, la duración del día y de la noche varía según la latitud o del lugar.

En la figura 9 aparecen de forma gráfica algunos de los conceptos antes expuestos. Desde el punto de vista de un observador sobre la superficie de la Tierra, el Sol describe un arco desde su salida (orto) hasta su puesta (ocaso). Por definición, a mitad de su recorrido, es decir, en el mediodía solar, el Sol pasa por el meridiano local. Se denomina cenit a la vertical desde un punto cualquiera de la Tierra al corte con la hipotética trayectoria de la esfera solar.



*Figura 9: Trayectoria aparente del Sol alrededor de la Tierra*

La posición del Sol se puede referir en dos sistemas de coordenadas distintos, ambos centrados en el observador: coordenadas horarias (declinación,  $\delta_s$  y ángulo horario,  $\omega_s$ ) y coordenadas horizontales (altura solar  $h_s$ , y azimut  $a_s$ ). Estas coordenadas

determinan el vector solar, entendido éste como el vector con origen en el observador y extremo en el Sol. Del vector solar se volverá a hablar al calcular el ángulo de incidencia en un colector cilindro parabólico.

Las coordenadas horizontales del Sol, altura solar y azimut, varían dependiendo de la hora del día, el día del año y la latitud del lugar. Por el contrario, las coordenadas horarias son más fáciles de obtener, la declinación sólo depende del día del año, y el ángulo horario, de la hora. Se determinan las coordenadas horarias como paso previo para el cálculo de las coordenadas horizontales. Se define el tiempo solar como el tiempo basado en el movimiento angular aparente del Sol a través del cielo, tomando como mediodía solar el instante en el que el Sol cruza el meridiano del observador.

Para las relaciones entre los ángulos solares que se exponen a continuación, el tiempo que se utiliza es el tiempo solar, que no coincide con el tiempo del reloj local. Para convertir la hora local a hora solar, se aplican dos correcciones.

- Una corrección constante para la diferencia de longitud entre el meridiano del observador y el meridiano en el cual se basa el tiempo local estándar, sabiendo que el Sol tarda 4 minutos en atravesar un grado de longitud.
- La segunda corrección proviene de la ecuación del tiempo, que tiene en cuenta las perturbaciones en el valor de rotación de la Tierra, y que afectan al instante en el que el Sol cruza el meridiano del observador.

Por tanto, para pasar la hora local a hora solar, se aplica la ecuación 2.1:

$$\text{Hora solar} = \text{hora local} + 4 \left( \frac{\text{min}}{\circ} \right) (L_{Ref} - L_{Loc}) + \Delta t \quad 2.1$$

Donde:

$L_{Ref}$  Es la longitud geográfica del meridiano de referencia

$L_{Loc}$  Es la longitud del meridiano local

$\Delta t$  Es la ecuación del tiempo (min), dada por la siguiente ecuación 2.2:

$$\Delta t(\text{min}) = 229.2(0.000075 + 0.001868\cos B - 0.032077 \text{ sen}B - 0.014615\cos 2B - 0.04089 \text{ sen}2B) \quad 2.2$$

B se calcula mediante la ecuación 2.3:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad 2.3$$

Siendo  $n$  el día del año, por tanto,  $1 \leq n \leq 365$

#### a. Coordenadas horarias

La declinación ( $\delta_s$ ) es la posición angular del Sol en el mediodía solar -cuando el Sol pasa por el meridiano local- respecto al plano del ecuador terrestre. El valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de  $23.45^\circ$  respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre  $\pm 23.45^\circ$  a lo largo del año. El valor de la declinación  $p$  se puede calcular a partir de la ecuación 2.4:

$$\delta_s = 23.45 \text{ sen} \left( 360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad 2.4$$

Donde  $n$  es el día del año. La declinación es una función continua del tiempo. La tasa de cambio máxima de la declinación es en los equinoccios, con un valor aproximado de  $0.5^\circ/\text{día}$ .

El ángulo horario ( $\omega_s$ ) es el desplazamiento angular del Sol (hacia el este u oeste) respecto al meridiano local debido a la rotación de la Tierra, sobre su eje, a  $15^\circ/\text{hora}$

Por la mañana:  $\omega_s < 0$

Por la tarde  $\omega_s > 0$

Para una hora solar dada, ST, el ángulo horario se calcula según la ecuación 2.5:

$$\omega_s = 15(ST - 12) \quad 2.5$$

#### b. Coordenadas horizontales

La altura solar ( $h_s$ ) o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte es el ángulo entre la horizontal y la dirección de la radiación directa. Es el ángulo complementario del ángulo cenital, por lo que su cálculo se realiza aplicando la propiedad de que el coseno de un ángulo es igual al seno de su complementario. El ángulo cenital es una particularización del ángulo de incidencia.

El azimut solar ( $a_s$ ) o ángulo azimutal solar es el ángulo entre la proyección sobre un plano horizontal de la radiación directa y el meridiano local. Se toma como origen de azimut el mediodía solar. Para el hemisferio norte, el azimut es positivo si el colector está orientado hacia el oeste, negativo si el colector está orientado hacia el este. La ecuación siguiente muestra la variación del azimut solar.

$$-180^\circ \leq a_s \leq 180^\circ$$

- Si está orientado hacia el este  $a_s < 0^\circ$
- Si está orientado hacia el oeste  $a_s > 0^\circ$
- Y en el sur  $a_s = 0^\circ$

En la figura 10 aparecen los ángulos descritos hasta el momento, tanto en coordenadas horarias como coordenadas horizontales.

## 2. Posicionamiento del colector.

La latitud y la longitud son coordenadas que localizan un punto cualquiera en la superficie terrestre.

Se llama latitud ( $\phi$ ) de un lugar a la distancia angular o arco, medida en grados sobre un meridiano, entre dicho lugar y el Ecuador, que es la línea que se toma como origen de latitudes. Se mide en grados, minutos y segundos. Varía de  $0^\circ$  a  $90^\circ$  y puede ser:

- Norte o positiva, si el lugar se encuentra por encima del Ecuador:  $\phi > 0$
- Sur o negativa, si el lugar se encuentra por debajo del Ecuador:  $\phi < 0$

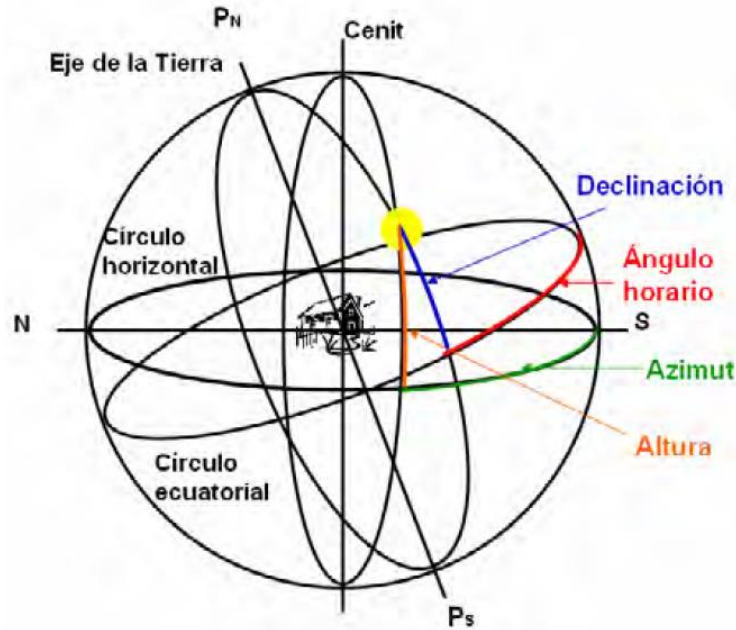


Figura 10: Coordenadas horarias y horizontales para el posicionamiento del Sol.

Se llama longitud ( $\lambda$ ) de un lugar a la distancia angular o arco, medida en grados sobre el Ecuador, entre el meridiano del lugar y el meridiano de origen o de Greenwich. Se mide en grados, minutos y segundos. Varía de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  y puede ser:

- Este o positiva, si el lugar se encuentra a la derecha del meridiano origen:  $\lambda > 0$
- Oeste o negativa, si el lugar se encuentra a la izquierda del meridiano origen:  $\lambda < 0$

### 3. Posición relativa del sol respecto al colector: ángulo de incidencia

Por último, para caracterizar cómo la radiación incide sobre la superficie, se utilizan los siguientes parámetros:

El ángulo de incidencia ( $\theta$ ) es el ángulo entre la radiación directa sobre una superficie y la normal a dicha superficie, y es función de la latitud ( $\phi$ ), la declinación ( $\delta_s$ ), el ángulo horario ( $\omega_s$ ), el azimut solar ( $a_s$ ) y la inclinación de la superficie sobre la horizontal ( $\beta$ ).

La ecuación 2.6 siguiente es la expresión general para este ángulo [23].

$$\begin{aligned} \cos\theta = \text{sen}\delta_s \text{sen}\phi \cos\beta - \text{sen}\delta_s \cos\phi \text{sen}\beta \cos a_s + \cos\delta_s \cos\phi \cos\beta \cos\omega_s \\ + \cos\delta_s \text{sen}\phi \text{sen}\beta \cos a_s \cos\omega_s + \cos\delta_s \text{sen}\beta \text{sen} a_s \text{sen}\omega_s \end{aligned} \quad 2.6$$

Para el caso particular de  $\beta=0^\circ$  (superficie horizontal), se define el ángulo cenital ( $\theta_z$ ) como el ángulo de incidencia de la radiación solar particularizado para  $\beta=0^\circ$ , ecuación 2.7 siguiente.

$$\cos\theta_z = \text{sen}\delta_s \text{sen}\phi + \text{cos}\delta_s \text{sen}\phi \text{cos}\omega_s \quad 2.7$$

También se define como el ángulo entre la vertical y la dirección que apunta hacia al Sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre una superficie horizontal.

Introduciendo la definición de ángulo cenital en la expresión del ángulo de incidencia, se tiene la ecuación 2.8:

$$\cos\theta = \cos\theta_z \cos\beta + \text{sen}\beta \text{sen}\theta_z \cos(a_s - a_c) \quad 2.8$$

Siendo  $a_c$  el ángulo azimutal de la superficie en cuestión, es decir, el ángulo que forma la proyección sobre la horizontal del vector normal a dicha superficie, y la dirección sur.

### 2.3 Ángulo de incidencia de un colector parabólico

A diferencia de los otros colectores de concentración (discos parabólicos y helióstatos), el sistema de seguimiento de los colectores cilindro parabólicos posee un único grado de libertad, es decir, el espejo concentrador puede moverse según la elevación, pero no según el azimut. Es por ello que el sistema de seguimiento solar solo puede posicionar el colector cilindro parabólico de forma adecuada para que el vector solar y el vector normal al plano de apertura del concentrador estén contenidos en el mismo plano, perpendicular a la apertura del concentrador. Lo ideal sería que la radiación solar directa fuera perpendicular al plano de apertura del concentrador pero, cuando se dispone de un único grado de libertad en el sistema de seguimiento, esto se consigue en momentos muy concretos, y sólo en una orientación determinada del eje de los colectores (orientación N – S). La mayor parte del tiempo en que el colector cilindro parabólico esté funcionando, el vector solar y el vector normal al plano de apertura del concentrador formarán un ángulo de incidencia determinado, tal como se aprecia en la figura 11.

El ángulo de incidencia tiene gran importancia en el aprovechamiento térmico del colector, pues no sólo limita la cantidad de radiación solar que resulta aprovechable por el

colector ( $I_b \cos\theta$ ), sino también el área de apertura útil del concentrador, ya que influye en las pérdidas geométricas.

El cálculo del ángulo de incidencia resulta imprescindible si se desea conocer el comportamiento térmico de un colector cilindro parabólico. El cálculo concreto se realiza mediante un análisis trigonométrico que se sale de los objetivos de este capítulo, por lo que sólo se van a poner las ecuaciones finales, que dependen si el eje de giro del colector está orientado en dirección norte-sur o dirección este-oeste:

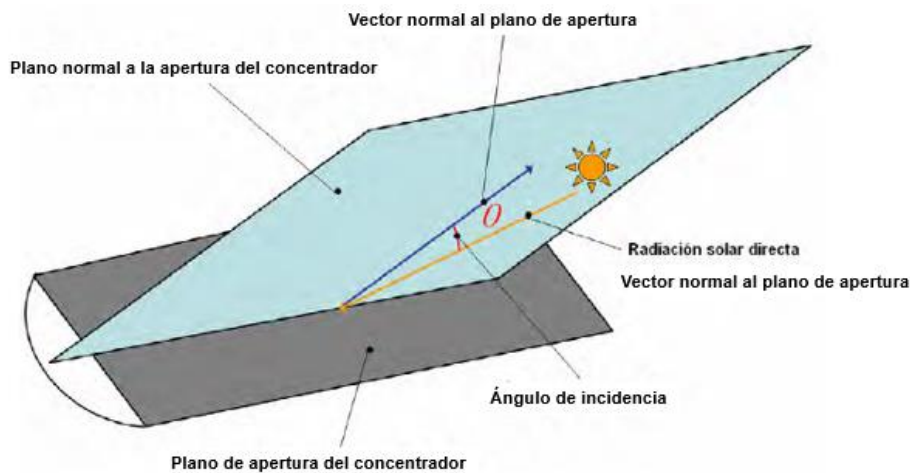


Figura 11: Ángulo de incidencia de un colector cilindro parabólico.

- Colector con su eje de giro horizontal, orientación este-oeste:

$$\theta = \arccos \left( \sqrt{1 + \cos^2 \delta_s (\cos^2 \omega_s - 1)} \right) \quad 2.9$$

- Colector con su eje de giro horizontal, orientación norte-sur:

$$\theta = \arccos \left( \cos \delta_s \sqrt{(\cos \phi \cos \omega_s + \tan g \delta_s \operatorname{sen} \phi)^2 + \operatorname{sen}^2 \omega_s} \right) \quad 2.10$$

Se pueden encontrar en literatura especializada expresiones diferentes a las mostradas en estas ecuaciones, pero todas ellas conducen a un mismo valor de ángulo de incidencia. Aunque actualmente existen procedimientos de cálculo mucho más exactos, que pueden determinar el vector solar con una precisión mayor de la décima de grado, a



---

efectos de cálculos de eficiencias y pérdidas geométricas, las ecuaciones anteriores son suficientemente precisas.

## **2.4 Pérdidas ópticas y geométricas en un colector cilindro parabólico**

En el proceso de aprovechamiento térmico de la radiación solar directa por parte del colector cilindro parabólico, aparecen una serie de pérdidas, debido a que es un proceso no ideal caracterizado por un rendimiento. Estas pérdidas se pueden dividir en tres grupos, que en orden descendente de importancia, son:

- Pérdidas ópticas
- Pérdidas térmicas
- Pérdidas geométricas

En este apartado se verán las pérdidas ópticas y las geométricas. Las pérdidas térmicas se refieren al tubo receptor y se verán en el apartado siguiente.

### **2.4.1 Perdidas ópticas en el colector cilindro parabólico**

Desde que la radiación solar pasa a través del plano de apertura del concentrador, hasta que es absorbida en el tubo receptor, se producen una serie de pérdidas. Estas pérdidas se deben a que el espejo concentrador no es un reflector perfecto ni tiene una forma geométrica perfecta, ni la cubierta transparente deja pasar toda la radiación solar a su través, ni la superficie selectiva es un absorbedor perfecto. Estas pérdidas se conocen con el nombre de pérdidas ópticas del colector cilindro parabólico y pueden llegar a ser muy importantes. En la figura 12 se muestra de forma gráfica cada una de ellas.

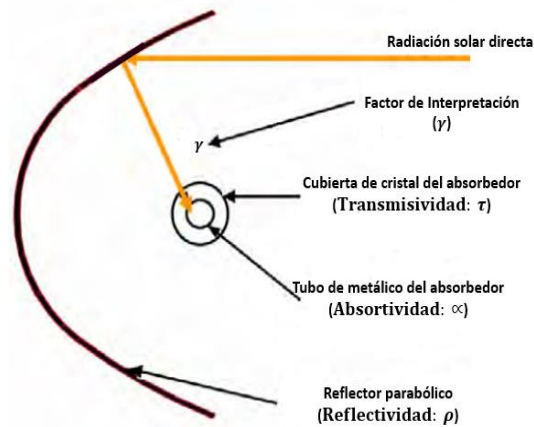


Figura 12: Parámetros ópticos del colector cilindro parabólico.

En la tabla 3, se muestran los valores característicos de los parámetros ópticos en el colector.

Tabla 3: Parámetros ópticos del colector.

Parámetros ópticos del colector	
Factor de interceptación	0.92
Reflectividad del espejo	0.92
Transmisividad de la cubierta transparente	0.945
Absortividad del tubo receptor	0.94
Rendimiento óptico pico	0.75

Descripción de cada parámetro

a. Reflectividad del espejo concentrador

Entre los distintos materiales que se pueden utilizar para el reflector cilindro parabólico, la técnica que se encuentra más generalizada actualmente es la de depositar una fina capa de plata sobre vidrio grueso curvado en caliente. La reflectividad  $\rho$  que presenta

---

el espejo así constituido puede llegar a alcanzar el valor de 93.5%. Se desprende pues, de dicho valor, que en el proceso de reflexión se van a introducir unas pérdidas.

Estas pérdidas son debidas al ensuciamiento que varía con las estaciones, siendo mayor en verano que en invierno. Como valor medio representativo se puede decir que la suciedad reduce la reflectividad del espejo es un 2% diario.

b. Factor de interceptación

Parte de los rayos reflejados por el espejo concentrador no alcanzan el tubo absorbedor por causas de diversa índole, entre las que se incluyen imperfecciones macroscópicas o microscópicas de las cubiertas, errores en el posicionamiento del colector o en la posición relativa del tubo absorbedor respecto al colector, etc. Todas estas pérdidas se cuantifican a través del factor de interceptación  $Y$ , cuyo valor máximo suele ser del 95%, para colectores de muy buena calidad de fabricación y con un procedimiento de montaje muy cuidadoso.

c. Transmisividad de la cubierta de cristal

La función de la cubierta transparente del receptor es proteger el tubo absorbedor de las inclemencias meteorológicas y reducir las pérdidas térmicas al ambiente. Aunque el material de dicha cubierta se escoge para que deje pasar la mayor proporción de radiación solar a su través, una parte pequeña de la radiación se refleja o se absorbe, por lo que el cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta y la radiación que incide sobre ella nos da la transmisividad,  $n$ , de la cubierta.

El valor de la transmisividad varía entre 92% - 96%. Para mejorar la transmisividad se pueden aplicar tratamientos antirreflexivos sobre las superficies interna y externa del vidrio. Estos tratamientos suelen mejorar la transmisividad en un 2%, de modo que si se aplican sobre las dos caras del vidrio, la transmisividad aumenta un 4%. El inconveniente de los tratamientos antirreflexivos es que, como están hechos a base de sílice, terminan degradándose, sobre todo en la superficie externa expuesta a la lluvia, ya que la sílice se disuelve en agua.

## d. Absortividad de la superficie selectiva

La absortividad de la superficie selectiva,  $\alpha$  cuantifica qué cantidad de la radiación incidente es finalmente absorbida por el tubo. Los valores típicos de absortividad varían entre 90% - 96%. Para recubrimientos selectivos tipo cermet, la absortividad puede alcanzar el valor de 96%, mientras que en recubrimientos de naturaleza electrolítica, a base de cromo, níquel o cobalto negro, no suele superar el 92%.

## e. Rendimiento óptico pico

El producto de los cuatro parámetros anteriores, reflectividad del espejo, factor de interceptación, transmisividad del vidrio y absortividad del tubo es lo que se denomina rendimiento óptico, ecuación 2.11:

$$\eta_{opt} = \rho\gamma\tau\alpha \quad 2.11$$

Los parámetros ópticos anteriores dependen del ángulo de incidencia de la radiación directa. Se consideran que su valor nominal es el particularizado para ángulo de incidencia nulo, y en ese instante, el rendimiento óptico presenta un límite superior, que se denomina rendimiento óptico pico, ecuación 2.12:

$$\eta_{opt}\Big|_{pico} = \rho\gamma\alpha\Big|_{\theta=0^\circ} \quad 2.12$$

El valor del rendimiento óptico pico,  $\eta_{opt,0^\circ}$  no depende de la radiación solar directa ni de la temperatura del fluido que circula por los tubos, debiendo permanecer constante su valor mientras no se produzca una degradación en alguno de los cuatro parámetros ópticos que lo componen. Por ello, el fabricante del colector da el valor del rendimiento óptico pico como uno de los parámetros característicos del colector. De lo que sí depende el rendimiento óptico pico es del grado de ensuciamiento del colector. Normalmente, el fabricante da el valor del rendimiento óptico pico en perfecto estado de limpieza. Así, para un grado de limpieza del 100%, el rendimiento óptico pico tendrá el valor nominal. Para un grado de limpieza del 90%, el valor del rendimiento óptico pico será el 90% del valor nominal, etc.

## 2.4.2 Pérdidas geométricas en un colector cilindro parabólico

Además de las pérdidas ópticas ya mencionadas, existen en el colector otro tipo de pérdidas, de menor importancia, denominadas pérdidas geométricas, que provocan una disminución del área efectiva de captación de los captadores. Estas pérdidas se dividen a su vez en dos grupos:

### a. Pérdidas inherentes al colector (Modificador del ángulo de incidencia)

Las pérdidas geométricas inherentes al colector cilindro parabólico están causadas porque este tipo de colectores tienen seguimiento en un único eje y, por tanto, sólo poseen movimiento en elevación, lo que da lugar a la existencia de un ángulo de incidencia entre el vector solar y el vector normal a la apertura del concentrador, como puede observarse en la figura 13, donde se muestra un perfil del colector cilindro parabólico.

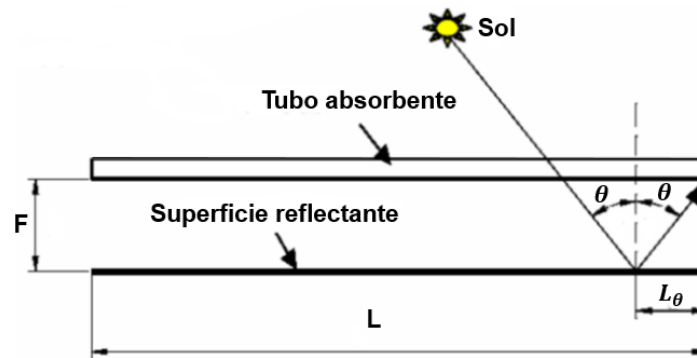


Figura 13: Pérdidas geométricas de final de un colector cilindro parabólico.

Donde:

$\theta$  Es ángulo de incidencia

L Longitud total del espejo concentrador

$L_\theta$  Longitud perdida en el extremo del concentrador

F Distancia focal

Asimismo en esta figura se indica, cómo es posible que exista una parte no útil al final del tubo receptor. El área de espejo que se pierde por este fenómeno ( $A_e$ ) viene dado por la ecuación 2.13:

$$A_e = Wl_\theta = Wf_m \tan\theta \quad 2.13$$

Donde  $W$  es el ancho de la parábola;  $\theta$  es el ángulo de incidencia de la radiación solar directa; y  $f_m$  es la distancia media entre la superficie de la parábola y el receptor, dentro de una misma sección transversal, cuyo valor se calcula, por geometría, de acuerdo con la ecuación 2.14.

$$f_m = F + \left[ \frac{fW^2}{48f^2} \right] \quad 2.14$$

Donde  $F$  es la distancia focal de la parábola; la distancia focal media es el valor medio, para una misma sección transversal, entre todos los puntos de la parábola y el foco. Esta distancia es mínima en el vértice de la parábola y máxima en sus extremos.

El ángulo de incidencia afecta también a los parámetros ópticos (reflectividad del espejo, factor de interceptación, transmisividad del vidrio y absortividad del tubo), tomando éstos un valor máximo para ángulo de incidencia nulo y un valor mínimo para ángulo de incidencia igual a  $90^\circ$ . Asimismo, la existencia de un ángulo de incidencia distinto de cero provoca pérdidas geométricas de final de colector, siendo tanto mayores dichas pérdidas cuanto mayor es el ángulo. Para cuantificar la influencia del ángulo de incidencia, tanto en las pérdidas ópticas como geométricas, se introduce un parámetro denominado modificador del ángulo de incidencia,  $K(\theta)$  que tiene en cuenta todas las pérdidas que ocurren para un ángulo de incidencia mayor que cero, y que no están contenidas en el rendimiento óptico pico (el cual se refiere a ángulo de incidencia nulo): pérdidas de final de colector, bloqueo de la radiación solar concentrada por parte de los soportes del tubo absorbedor, e influencia del ángulo de incidencia en la absortividad y transmisividad del tubo y reflectividad de los espejos.

El modificador del ángulo de incidencia depende directamente del ángulo de incidencia, siendo  $K(\theta) = 0$  para ángulo de incidencia nulo  $\theta = 0$ ,  $K(\theta) = 0$  para ángulo de incidencia igual a  $90^\circ$ . El valor del modificador del ángulo de incidencia se da en forma de polinomio, cuyos coeficientes se determinan experimentalmente [26].

Para el colector, el modificador del ángulo de incidencia viene dado por la ecuación 2.15.

$$k(\theta) = \cos\theta - (2.859621 \times 10^{-5} \cdot \theta^2) - (5.25097 \times 10^{-4} \cdot \theta) \quad 2.15$$

Donde;  $\theta$  es el ángulo de incidencia en grados.

## 2.5 Pérdidas térmicas en el concentrador cilindro parabólico

Además de las pérdidas ópticas y geométricas, en un colector cilindro parabólico, existen también pérdidas térmicas, que ocupan el segundo lugar de orden de importancia, después de las pérdidas ópticas. Las pérdidas térmicas se producen tanto en el tubo absorbedor del colector como en el sistema de tuberías. A continuación se van a estudiar las pérdidas en el tubo absorbedor que son, además, más importantes.

Conforme el fluido calorífero va absorbiendo energía en el tubo absorbedor del colector, va aumentando su temperatura. Debido a la diferencia entre la temperatura media del fluido en cada sección transversal y la temperatura ambiente, va a haber unas pérdidas de calor. Tal como se aprecia en la figura 14, estas pérdidas están constituidas por las pérdidas de calor por conducción a través de los soportes del tubo, las pérdidas por convección, conducción y radiación entre el tubo absorbedor y la cubierta de vidrio y las pérdidas por convección y radiación desde la cubierta de vidrio al ambiente.

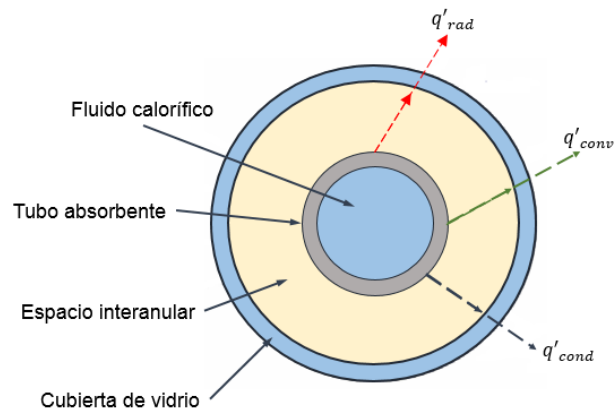


Figura 14: Pérdidas térmicas en el tubo absorbedor de un colector cilindro parabólico.

Una expresión simplificada de dichas pérdidas en forma de regresión lineal función de diversos parámetros. Por ello, como paso previo, es preciso identificar los parámetros que más influyen en la magnitud de las pérdidas térmicas. Así, la radiación solar incidente sobre el receptor es determinante, ya que es un flujo de calor incidente que interviene en el balance energético a la cubierta transparente. También influirá la temperatura y la cantidad de caudal másico que circule por los tubos, que determinará a su vez el coeficiente de transmisión de calor por convección entre la pared interna del tubo y el fluido. Por último, para las pérdidas de calor por convección influirá el valor de la temperatura ambiente y de la velocidad del viento. De todos estos parámetros, los más importantes son la radiación solar incidente (y el ángulo de incidencia), la temperatura de masa del fluido y la temperatura ambiente, de tal forma que la regresión lineal que se desarrolle será del tipo de la ecuación 2.16.

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Loss\text{-}collector \rightarrow amb} &= a_2 \cdot \Delta T^2 + a_1 \cdot \Delta T + a_0 \\ &+ [(b_2 \cdot \Delta T^2 + b_1 \cdot \Delta T + b_0) \cdot (DNI/900) \cdot \cos\theta] \end{aligned} \quad 2.16$$

Donde:

DNI ( $W/m^2$ ), la radiación solar directa;

$\theta$  (Grados), el ángulo de incidencia de la radiación solar;

$\Delta T$  ( $^{\circ}C$ ), la diferencia de temperatura entre la del fluido de trabajo y la ambiente;

$a_i, b_i$  Coeficientes de la correlación lineal.

Se observa que la ecuación anterior calcula la pérdida de calor en ( $W/m$ ), es decir, en cada sección transversal del colector. Si se quiere ser preciso, se puede aplicar la ecuación anterior para la temperatura media en cada módulo que constituye el colector.

## 2.6 Comportamiento del tubo receptor

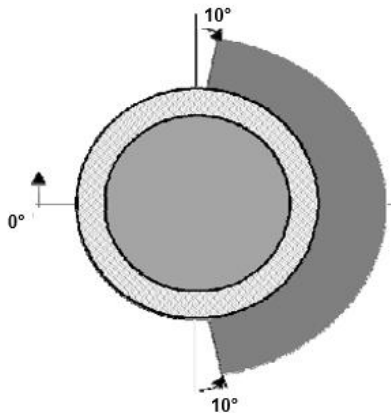
El comportamiento del tubo receptor, en el que repercuten los tres tipos de pérdidas (ópticas, térmicas y geométricas) tiene gran influencia en el rendimiento global del colector.



Por ello, existen diversos modelos de tubo receptor en la bibliografía. El modelo de tubo receptor que se presenta en este apartado, analiza con las ecuaciones, de transmisión de calor entre las diferentes paredes del tubo receptor; el cálculo de la transmisión de calor y de la pérdida de carga en flujo bifásico, que permiten calcular los valores de las propiedades termodinámicas del agua en régimen de ebullición.

La hipótesis es considerar flujo uniforme de radiación solar concentrada a lo largo de todo el perímetro del tubo. Sin embargo la radiación solar concentrada sólo incide sobre la parte del tubo concentrador, en un ángulo aproximado de  $160^\circ$ , como se muestra en la figura 15.

Teniendo en cuenta que la conductividad del acero A335, utilizado para el tubo absorbedor, es de  $k = 36 \text{ W/m-K}$ , para una temperatura de  $500^\circ\text{C}$ , y que el espesor de la pared de tubo que se va a suponer es pequeño ( $7.5 \text{ mm}$ ), se puede suponer que el flujo de calor en la parte del tubo sometida a radiación solar concentrada va a ser aproximadamente igual que el flujo de calor en la otra parte del tubo, ya que se va a producir un cierto flujo de calor en dirección circunferencial, desde la zona del tubo con concentración a la zona del tubo sin concentración.



*Figura 15: Perfil del flujo de radiación sobre el tubo absorbedor.*

Esta difusión circunferencial va a compensar la reducción del área de paso del flujo de calor, que se mueve hacia diámetros de menor tamaño, conforme avanza desde la cara externa a la cara interna del tubo. Suponer una distribución uniforme de la radiación solar

concentrada sobre la superficie exterior del tubo es una simplificación que conduce a valores teóricos mayores que los reales.

## **2.7 Balance energético en una sección transversal del tubo receptor**

El balance energético, en condiciones estacionarias, para una sección transversal del colector. En la figura 16 se muestra los flujos de calor que intervienen en dicho balance.

La radiación solar concentrada, procedente del concentrador, incide sobre el receptor, y una parte muy pequeña es absorbida en la cubierta; pero la mayor parte de la radiación pasa a través de la cubierta, afectada ya por el coeficiente de transmisividad de la misma, es absorbida en el tubo receptor. Dicha radiación se transmite por conducción a través del espesor del tubo, para transmitirse luego, íntegramente, por convección al fluido de trabajo.

Debido a que la pared exterior del tubo absorbedor está más caliente que la pared interior de la cubierta y que el fluido gaseoso contenido en el espacio interanular (en el que prácticamente hay vacío), se produce un intercambio radiativo con la cubierta transparente y una transmisión de calor por convección con el fluido en el espacio interanular. Estos dos intercambios de calor van a provocar que la pared interior de la cubierta transparente esté más caliente que la pared exterior. Por tanto se produce una transmisión de calor por conducción a través del espesor de la cubierta que, junto con la pequeña cantidad de calor absorbida en la cubierta, se pierde por convección al ambiente y por radiación al cielo equivalente. Además de estas pérdidas, va a haber una pérdida de calor a través de los soportes que sujetan el tubo a la estructura del colector, pero esta va a ser muy pequeña.

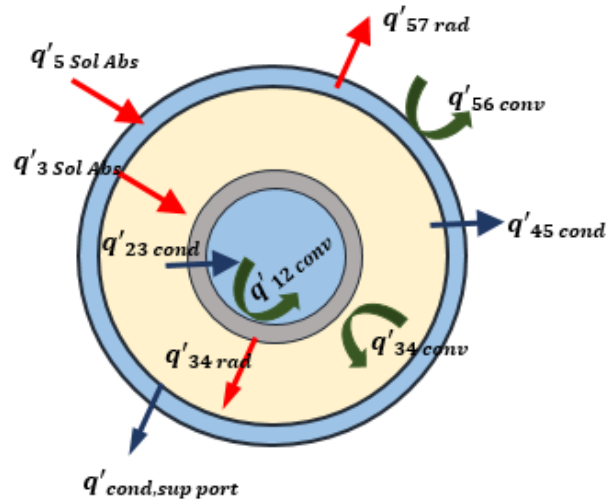


Figura 16: Balance energético, sección transversal del receptor

Los balances de energía se determinan aplicando las ecuaciones de conservación de la energía a cada una de las superficies de la sección transversal mostrada en la figura 16. Las ecuaciones correspondientes, ecuación 2.17, se muestran a continuación:

$$q'_{12 \text{ conv}} = q'_{23 \text{ cond}} \tag{2.17a}$$

$$q'_{3 \text{ SolAbs}} = q'_{34 \text{ cond}} + q'_{34 \text{ rad}} + q'_{23 \text{ cond}} + q'_{\text{cond,sup port}} \tag{2.17b}$$

$$q'_{34 \text{ con}} + q'_{34 \text{ rad}} = q'_{45 \text{ cond}} \tag{2.17c}$$

$$q'_{45 \text{ cond}} + q'_{3 \text{ SolAbs}} = q'_{56 \text{ conv}} + q'_{57 \text{ rad}} \tag{2.17d}$$

En la tabla 4 se puede encontrar la relación de números empleados en los subíndices.

Tabla 4: Relación de los números empleados en los subíndices.

Subíndice	Referencia
1	Fluido (Agua-vapor)
2	Pared interna del tubo absorbedor
3	Pared externa del tubo absorbedor

4	Pared interna de la cubierta transparente
5	Pared externa de la cubierta transparente
6	Ambiente exterior
7	Cielo equivalente

El punto sobre los flujos de calor indica que es por unidad de tiempo, y la coma a la derecha indica que es por unidad de longitud del receptor, es decir, se mide en (W/m). Para simplificar, los términos calor absorbido por la cubierta transparente y por el tubo absorbedor son tratados como flujos de calor, pero en realidad son fenómenos volumétricos. Sin embargo, se ha demostrado que la mayor parte de la absorción en el absorbedor (material metálico opaco) ocurre muy cerca de la superficie (en una distancia de 6 Å, aproximadamente), por lo que se puede aproximar a absorción superficial. De forma similar, aunque en el caso de la cubierta transparente la absorción de la radiación solar se da a lo largo de todo su espesor, por ser un material semitransparente, su absorptividad es muy baja ( $\alpha = 0.02$ ), y el error que se introduce al considerar la absorción como un fenómeno superficial es muy pequeño.

En la tabla 5, se definen todos los términos que intervienen en el balance explicado.

Tabla 5: Definiciones de los flujos de calor que intervienen en el balance energético.

Flujo de calor (W/m)	Modo de transmisión de calor	Transmisión flujo de calor	
		desde	hacia
$q'_{12\ conv}$	Convección	Superficie interior del tubo absorbedor	Fluido de transmisión de calor (agua-vapor)
$q'_{23\ cond}$	Conducción	Superficie exterior del tubo absorbedor	Superficie interior del tubo absorbedor
$q'_{3\ SolAbs}$	Absorción de la radiación solar	Radiación solar incidente	Superficie exterior del tubo absorbedor
$q'_{34\ conv}$	Convección	Superficie exterior del tubo absorbedor	Superficie interior de la cubierta transparente

$q'_{34 rad}$	Radiación	Superficie exterior del tubo absorbedor	Superficie interior de la cubierta transparente
$q'_{45 cond}$	Conducción	Superficie interior de la cubierta transparente	Superficie exterior de la cubierta transparente
$q'_{5 SolAbs}$	Absorción de la radiación solar	Radiación solar incidente	Superficie exterior de la cubierta transparente
$q'_{56 conv}$	Convección	Superficie exterior de la cubierta transparente	Ambiente
$q'_{57 rad}$	Radiación	Superficie exterior de la cubierta transparente	Cielo equivalente
$q'_{cond,sup port}$	Conducción	Superficie exterior del tubo absorbedor	Soportes que unen con la estructura

# CAPÍTULO 3

## Metodología

---

En este capítulo se muestra la modelación matemática involucrada en el cálculo de las variables que determinan la eficiencia del Concentrador Cilíndrico Parabólico (CCP) y el diseño de seguidor solar.

### 3.1 Análisis Óptico Teórico

Las características ópticas del CCP están definidas por la geometría del diseño. Definen el comportamiento del sistema cuando recibe energía (área de apertura) y cómo la transmite hacia el receptor. Uno de los parámetros más representativos de este análisis es la concentración que puede alcanzar el sistema. La razón de concentración ( $C$ ) está definida como la razón del área de apertura  $A_a$  entre el área del receptor  $A_r$ .

Los concentradores parabólicos han sido propuestos y usados para aplicaciones que requieren razones de concentración intermedias y temperaturas en el rango de 100 a 400°C. El receptor usado con este tipo de concentrador es cilíndrico.

Para estos colectores se toma en cuenta la radiación absorbida por unidad de área de la apertura no sombreada (dada por  $S$ ). La ecuación de la parábola en términos del sistema de coordenadas cartesianas es:

$$y^2 = 4fx \quad 3.1$$

Donde  $f$  es la longitud focal es decir la distancia desde el punto focal hacia el vértice.

El ángulo  $\phi_r$  es el ángulo de borde por:

$$\phi_r = \tan^{-1} \left[ \frac{8(f/a)}{16(f/a)^2 - 1} \right] \quad 3.2$$

Para cualquier punto del reflector parabólico el radio local de espejo es:

$$r = \frac{2f}{1 + \cos\phi} \quad 3.3$$

Para propósitos prácticos se supone que el concentrador es simétrico y que la radiación directa es normal a la apertura. Entonces la radiación directa es incidente en el concentrador en una dirección paralela al plano central de la parábola (el plano x-z descrito por el eje y el foco de la parábola).

El área de recepción teórica es igual al área geométrica del receptor; en este caso, es:

$$A_r = 2\pi rl \tag{3.4}$$

Considerando el diámetro del receptor de 0.019 m:

$$A_r = 2\pi(0.019m) * (1.80m) = 0.215m^2$$

En la Tabla 6 se reportan los parámetros teóricos involucrados en el CCP.

Tabla 6: Parámetros característicos del CCP.

Parámetro	Simbología	Valor	Unidades
Área de apertura	$A_a$	2.1	m <sup>2</sup>
Abertura	$W_a$	1.2	m
Longitud	$L$	1.80	m
Altura focal	$f$	0.3	m
Altura de la parábola	$h_p$	0.275	m
Irradiancia promedio	$I$	800	W/m <sup>2</sup>
Diámetro del tubo	$D$	0.0019	m
Área de recepción	$A_r$	0.215	m <sup>2</sup>
Concentración	$C$	9.767	-

La eficiencia óptica está definida como la razón de la energía absorbida por el receptor con respecto a la energía incidente en la apertura del colector. La eficiencia óptica depende de las propiedades ópticas de los materiales involucrados, la geometría del colector y las imperfecciones resultantes de la construcción del colector. La eficiencia óptica se definirá para este caso como:

$$\eta_o = \rho\tau\alpha\gamma[1 - A_f \tan\theta] \cos\theta \tag{3.5}$$

Donde



$\eta_o$ : Es la Eficiencia Óptica,

$\gamma$ : Es el Factor de intercepción del colector,

$\rho$ : Es la Reflectancia de la superficie parabólica,

$\alpha$ : Es la Absortancia del tubo receptor

$\tau$ : Es la Transmitancia de la envolvente

$A_f$ : Es el Factor de forma del colector, que depende de la geometría y

$\theta$ : Es el Ángulo de incidencia.

Para calcular la eficiencia óptica debemos definir dos parámetros importantes: el factor de intercepción  $\gamma$  y el factor de forma  $A_f$ . El primero describe la cantidad de energía que es interceptada por el colector mientras que el segundo es una medida de la reducción efectiva del área de apertura debido a efectos anormales en la incidencia.

Para determinar de manera analítica el factor de intercepción  $\gamma$ , se considera la ecuación dada por:

$$\begin{aligned} \gamma &= \frac{1 - \cos(\phi_r)}{2\text{sen}(\phi_r)} \\ &* \int_0^{\phi_r} \left( \left( \text{erf} \left( \frac{\text{sen}(\phi_r)(1 + \cos(\phi))(1 - 2 * d\text{sen}(\phi)) - \pi\beta(1 + \cos(\phi_r))}{\sqrt{2\pi}\sigma(1 + \cos(\phi_r))} \right) \right. \right. \\ &\left. \left. - \text{erf} \left( -\frac{\text{sen}(\phi_r)(1 + \cos(\phi))(1 + 2 * d\text{sen}(\phi)) - \pi\beta(1 + \cos(\phi_r))}{\sqrt{2\pi}\sigma(1 + \cos(\phi_r))} \right) \right) \frac{1}{1 + \cos(\phi)} \right) d\phi \end{aligned} \quad 3.6$$

Donde

erf: Es la función de error.

El valor del factor de intercepción depende del tamaño del receptor, los errores de la superficie parabólica y la dispersión de radiación solar. Los errores relacionados con la superficie son aleatorios (que pueden ser representados por distribuciones normales de probabilidad) y no aleatorios (Relacionados con la construcción y operación del colector). Los errores aleatorios se identifican por cambios aparentes en el tamaño del sol, errores de

dispersión causados por errores aleatorios de inclinación (Por ejemplo, distorsión de la parábola debido a cargas de viento) y efectos de dispersión asociados con superficies reflectivas. Los errores no aleatorios pueden ser identificados en forma de imperfecciones del perfil del reflector, errores por desalineación y errores de ubicación del receptor. Los errores aleatorios son modelados estadísticamente, determinando la desviación estándar de la distribución de energía reflejada total, en una incidencia normal.

Los errores no aleatorios son determinados por el valor del error de ángulo debido a la falta de alineación  $\beta$  por ejemplo, el ángulo entre el rayo reflejado desde el centro del Sol y la normal del plano de apertura del reflector) y el desplazamiento del receptor desde el foco de la parábola ( $d_t$ ). La mala ubicación del perfil del reflector y del receptor a lo largo del eje  $Y$  provoca errores que esencialmente tienen el mismo efecto en un parámetro que es usado para contabilizar las dos.

De acuerdo con Guven H.M., para un colector fabricado cuidadosamente,  $\sigma_{espejo} = 0.002 \text{ rad}$  y  $\sigma_{pendiente} = 0.004 \text{ rad}$  y el ángulo del cono solar  $\sigma_{sol} = 0.004 \text{ rad}$ . Para el CPC, se considera  $\sigma_{espejo} = 0.004 \text{ rad}$ ,  $\sigma_{pendiente} = 0.009 \text{ rad}$  y  $\sigma_{sol} = 0.004 \text{ rad}$  (Condición de cielo claro y despejado), entonces  $\sigma = 0.02 \text{ rad}$ . Cabe señalar que el término  $\sigma_{pendiente}$  se ha considerado el por ajuste semanal que es el error por ajuste semanal ya que se pretende realizar ajustes semanales únicamente para el concentrador con orientación este-oeste.

Por lo anterior, los parámetros para el cálculo del factor de intercepción  $\gamma$  son:

$$\begin{aligned}\phi_r &= 90^\circ = \frac{90\pi}{180} = 1.57079 \\ d^* &= \frac{d_t}{D} = \frac{0.01}{0.019} = 0.52632 \\ C &= 9.767 \\ \beta^* &= \left(\frac{\pi}{180}\right)(9.767) = 0.170474 \\ \sigma^* &= (2 \times 10^{-2})(9.767) = 0.19535\end{aligned}$$

Donde

$d^*$  Es el parámetro de error no aleatorio universal debido a la mala ubicación del receptor y errores de perfil del reflector ( $d^* = d_t/D$ ),

$\beta^*$  Es el parámetro de error no aleatorio universal debido a errores angulares ( $\beta^* = \beta C$ ),

$\sigma^*$  Es el parámetro de error aleatorio universal ( $\sigma^* = \sigma C$ ),

$C$  Es la concentración ( $A_a/A_r$ ),

$D$  Es el diámetro externo del tubo

$d_t$  Es el desplazamiento del receptor desde el foco y

$\beta$  Es el error de alineación angular.

De esta manera el factor de intercepción  $\gamma$  es entonces:

$$\gamma = \frac{1 - \cos(1.57079)}{2\text{sen}(1.57079)} * \int_0^{1.57079} \left( \left( \text{erf} \left( \frac{\text{sen}(1.57079)(1 + \cos(\phi))(1 - 2 * 0.52632\text{sen}(\phi)) - \pi\beta(1 + \cos(1.57079))}{\sqrt{2\pi}\sigma(1 + \cos(1.57079))} \right) \right) - \text{erf} \left( - \frac{\text{sen}(1.57079)(1 + \cos(\phi))(1 + 2 * 0.52632\text{sen}(\phi)) - \pi\beta(1 + \cos(1.57079))}{\sqrt{2\pi}\sigma(1 + \cos(1.57079))} \right) \right) \frac{1}{1 + \cos(\phi)} d\phi$$

$$\gamma = 0.695$$

El factor de forma  $A_f$  es una medida de la reducción efectiva del área de apertura debido a efectos anormales en la incidencia. Para un CCP su valor puede ser obtenido de la siguiente relación:

$$A_f = \frac{2}{3} W_a h_p + f W_a \left[ 1 + \frac{W_a^2}{48f^2} \right] \quad 3.7$$

Donde

$W_a$  Es la Apertura del colector (m),

$h_p$  Es la Altura de la parábola (m) y

f Es la distancia focal (m).

Así, al sustituir valores se obtiene,

$$A_f = \frac{2}{3}(1.2)(0.275) + (0.3)(1.2) \left[ 1 + \frac{(1.2)^2}{48(0.3)^2} \right] = 0.7$$

La reflectancia de la película que se utilizó como material selectivo es de 0.78 (dato de proveedor), la absorptancia del receptor es de 0.9 (utilizando una pintura especial, no selectiva, caracterizada con emisividad de 0.92) y la transmitancia de la cubierta de 0.88 (para vidrio con bajo contenido de metales). En la Tabla 7 se muestra el valor de la eficiencia, así como los parámetros de cálculo.

Tabla 7: Parámetros característicos

Parámetro	Símbolo	Valor
Factor geométrico	$A_f$	0.7
Concentración	C	9.767
Emisividad del receptor	$\varepsilon$	0.97
Reflectancia	$\rho$	0.78
Absortancia	$\alpha$	0.90
Transmitancia	T	0.88
Factor de intercepción	Y	0.76
Eficiencia óptica	$\eta_o$	76.92%

### 3.2 Análisis térmico del concentrador

Este análisis comienza con un balance de energía térmica para encontrar el calor total requerido  $q_t$  por el sistema para elevar la temperatura del fluido desde la temperatura inicial  $t_i$  hasta la temperatura deseada de salida  $t_s$ :

$$q_t = \dot{m}_w h_i - A_c h_w (T - T_{amb}) - k_e l_e (T - T_{amb}) - 4\sigma\varepsilon(T^4 - T_{amb}^4) \quad 3.8$$

La ecuación (3.9) describe que la cantidad de energía total del proceso es igual a la ganancia de energía por radiación solar ( $m_w h_i$ ) menos las pérdidas convectivas, conductivas y radiativas del sistema. Cabe indicar que el valor de  $h_i$  es conocido como entalpía e incluye la fracción de calidad del vapor:

$$h_i = h_f + X h_{fg} \quad 3.9$$

El procedimiento para determinar  $h_w$  se basa en el desarrollo de los números de Reynolds y Nusselt.

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \quad 3.10$$

$$Nu = 0.40 + 0.54 Re^{0.52} \quad \text{para } 0.1 < Re < 1000 \quad 3.11$$

$$Nu = 0.30 Re^{0.6} \quad \text{para } 1000 < Re < 50000 \quad 3.12$$

$$h_w = Nu x \frac{k}{D} \quad 3.13$$

### 3.2.1 Análisis comportamiento del fluido mediante Ansys

Para el análisis del comportamiento del fluido en el tubo receptor se consideran las condiciones de frontera determinadas anteriormente. Se realizó el modelado del tubo receptor en Solidwork 2013, como se observa en la figura 17.



Figura 17: Modelado del tubo receptor

Para obtener las temperaturas y presión generadas a la salida del receptor, durante el flujo del fluido en el interior del tubo mediante ANSYS, obteniendo los siguientes resultados, en las figuras siguientes se observa el comportamiento del flujo del fluido en el tubo receptor:

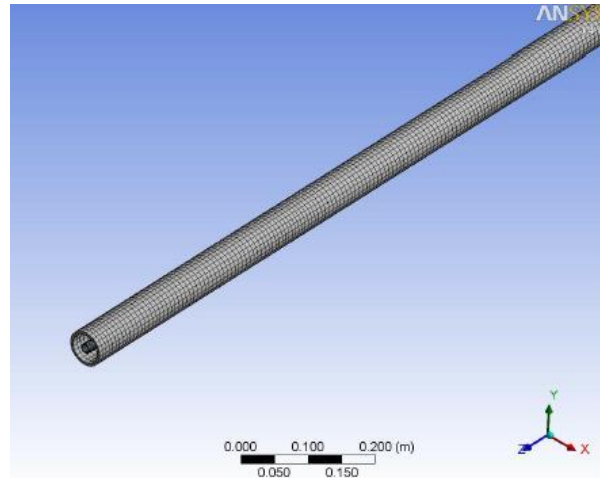


Figura 18: Modelado del tubo receptor en ANSYS

Para la modelación, se consideraron las siguientes condiciones de frontera

- $T_{amb}$             28.6 °C
- $T_{ent}$              152.7 °C (425.7 K)
- $T_{sal}$              129.8 °C (402.8 K)
- Tubo de cobre tipo K  $\phi_{nom} = \frac{1}{2} in \begin{cases} \phi_{int.} = 13.385 mm \\ \phi_{ext} = 58.875 mm \end{cases}$
- $\varepsilon_{Cu} = 0.85$
- $\varepsilon_{vidrio} = 0.9$
- Fluido a la entrada:                    Agua a 28.6 °C
  - $\rho = 996.3 \text{ kg}/\text{m}^3$
  - $\mu = 0.001 \text{ kg}/\text{m} \cdot \text{s}$
  - $\dot{v} = 1.4 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$

$$\circ \dot{m} = 13.94 \times 10^{-2} \text{ kg/s}$$

$$\blacksquare G = 5440 \text{ W/m}^2$$

Obtención de flujo de calor



Figura 19: Flujo de calor en el exterior del tubo receptor

$$\dot{q} = \dot{Q}/A \quad 3.14$$

Donde:

$\dot{Q}$  = Razón de transferencia de calor

A = Área del concentrador cilindro parabólico =  $2.1 \text{ m}^2$

$$\dot{Q} = \dot{Q}_{conv} + \dot{Q}_{rad}$$

$$\dot{Q} = 71206.73 \text{ W}$$

$$\dot{q} = 33907.96 \text{ W/m}^2$$

Con estos se obtiene las gráficas de residuales, velocidad axial, temperatura, presión, como se observa en las figuras siguientes:

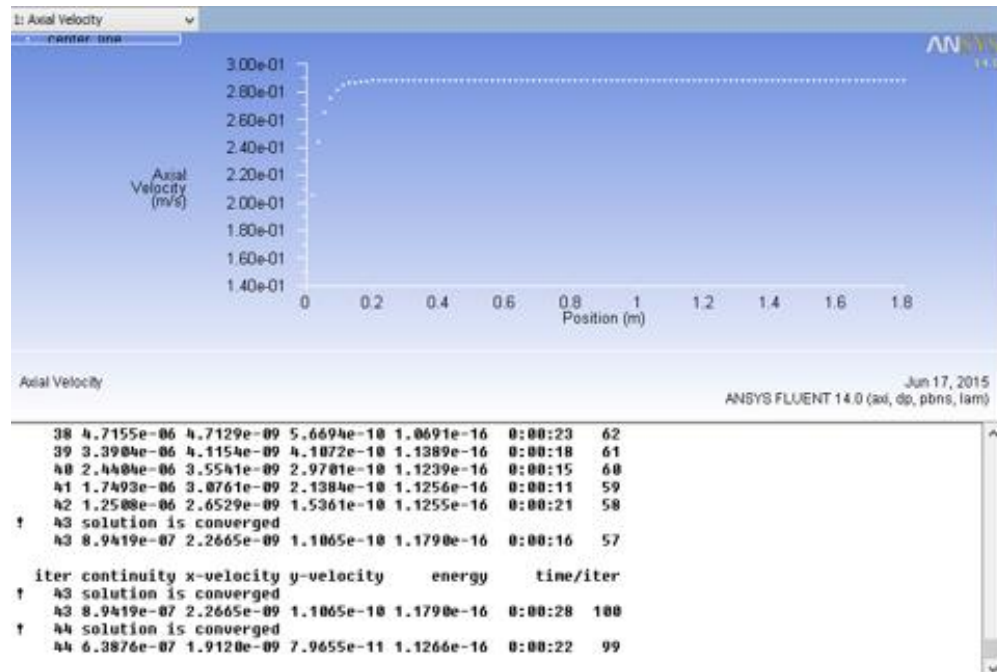


Figura 20: Velocidad axial del fluido (m/s)

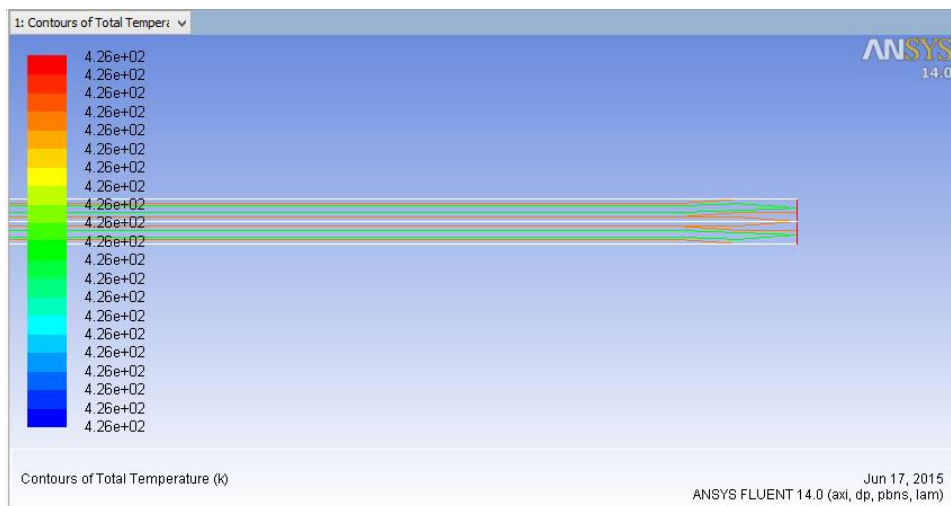


Figura 21: Temperatura (K) del fluido a la salida dl tubo receptor



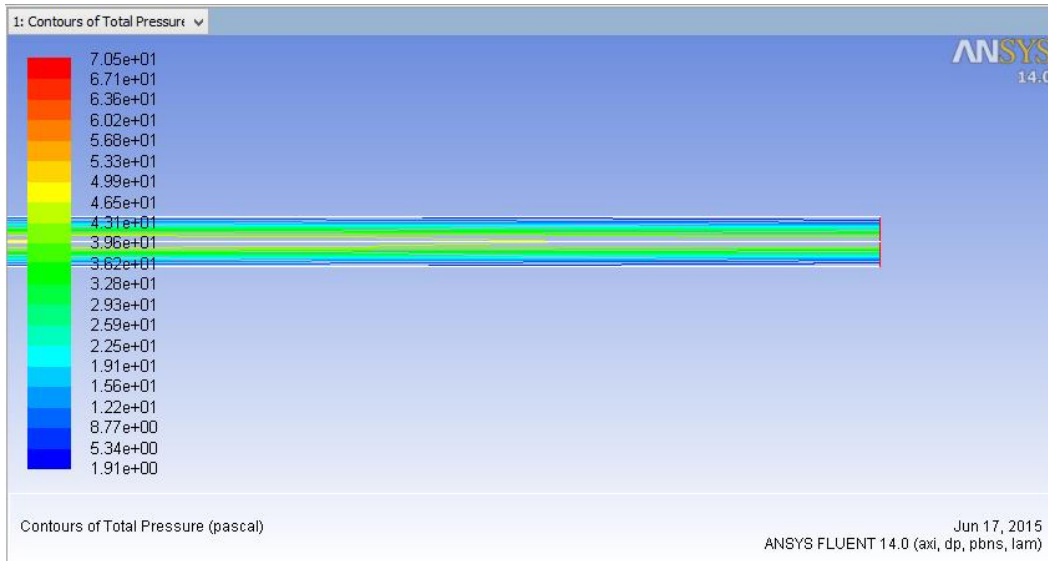


Figura 22: Presión del fluido (Pa) a la salida del tubo receptor

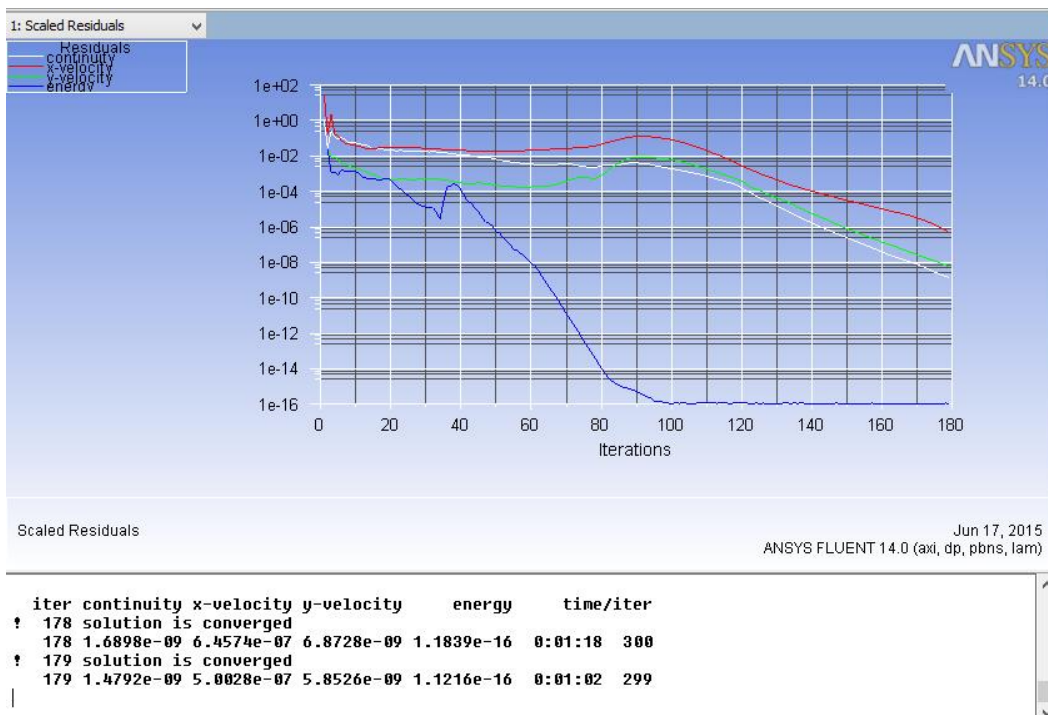


Figura 23: Convergencia del sistema

### 3.3 Seguidor solar

En los sistemas de concentración solar existe la posibilidad de emplear elementos seguidores del movimiento del sol que favorezcan y aumenten la captación de la radiación

---

solar, entre los sistemas, aceptados por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), se encuentran:

- Por sus grados de libertad
- Por su control

### 3.3.1 Por sus grados de libertad

De acuerdo a sus grados de libertad se dividen en:

- Sistemas en un eje

Es el más usado, debido a que la máxima variación entre el sol y el CCP, ocurre en azimut, la variación en elevación se desprecia por considerarse de poca repercusión en términos de energía y porque se disminuyen los costos de desarrollo.

- Sistema de seguimiento solar en dos ejes

Este tipo de sistemas es poco común, pueden seguir el sol tanto en dirección como en elevación, lo que implica tener dos actuadores, para variar la inclinación en forma horizontal y vertical.

La variación del sol en elevación se produce por la inclinación del eje de rotación terrestre, que es de  $23.5^\circ$  aproximadamente con respecto al plano de la órbita que describe alrededor del sol y da origen a las estaciones del año como se observa en la figura 24.

Independientemente del sistema de seguimiento a utilizar, se debe tener en cuenta, para efectos de energía captada por ángulo de elevación, la trayectoria descrita por el sol durante el día, tanto en temporada estival como hibernal, la que debe coincidir con la elíptica.

La elevación angular solar máxima con respecto al plano terrestre, será alcanzada en el solsticio de verano, y la mínima en solsticio de invierno

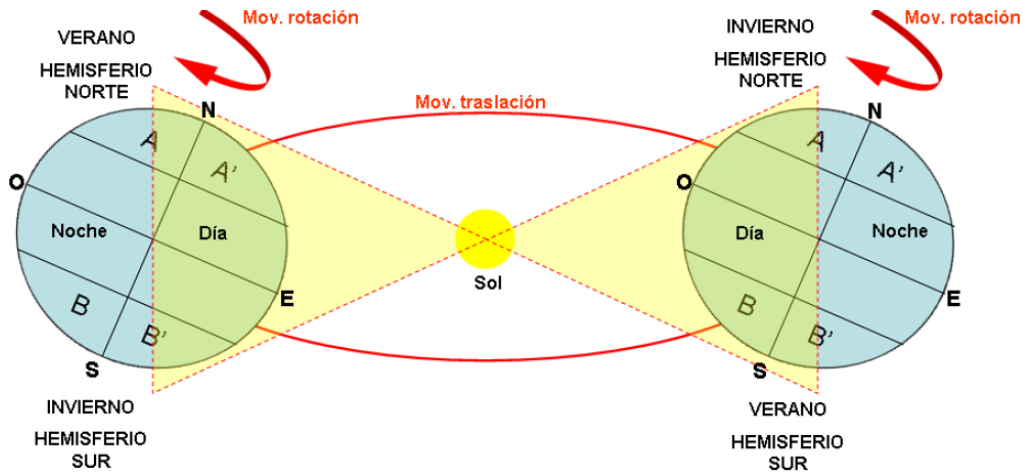


Figura 24: Inclinación del eje de rotación terrestre 23.5°

### 3.3.2 Por su control

Existen dos tipos de control:

- Control de lazo abierto

Este control carece de retroalimentación en el sistema, debido a que no existe sensor alguno que proporcione información para corregir el seguimiento solar.

- Control de lazo cerrado

El control está dado por la retroalimentación en el sistema, por un sensor capaz de proporcionar información acerca de la posición solar con respecto al plano terrestre, esta información permite posicionar el CCP en la dirección donde se encuentra el sol.

### 3.3.3 Orientación del seguidor solar

Normalmente los CCP se instalan de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Norte – Sur, o Este – Oeste según la latitud del emplazamiento, la figura 25, muestra las dos orientaciones más usuales, la rotación la rotación del colector requiere de un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico, que mueva al colector de acuerdo con la posición del sol.

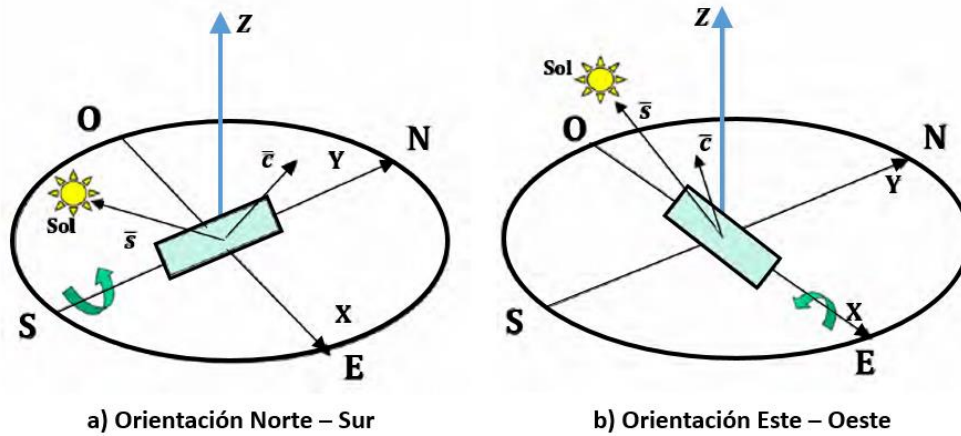


Figura 25: Principales orientaciones del eje de giro de un CCP.

La superficie reflejante del concentrador solar instalado en el Instituto Tecnológico de Pachuca figura 26, se encuentra orientada de Este a Oeste, por lo que el seguimiento del sol se realizará a través de un sensor que indique la posición de este.



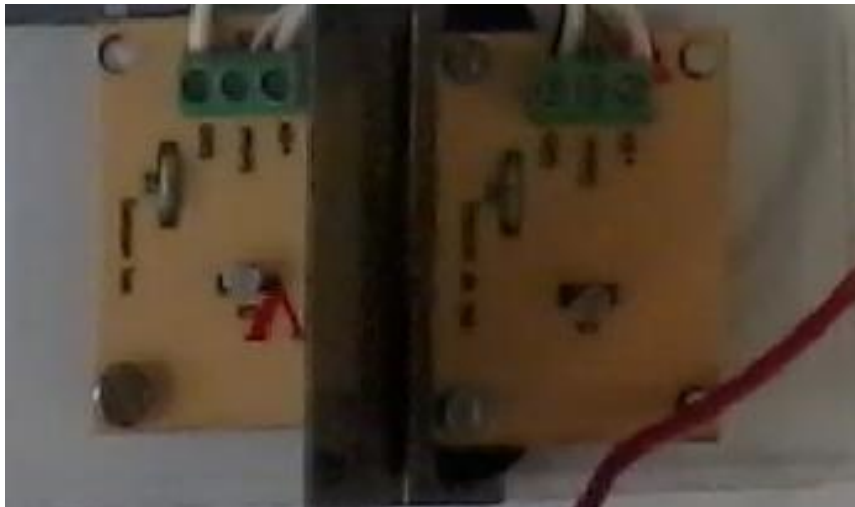
Figura 26: Concentrador solar instalado en el Instituto Tecnológico de Pachuca

### 3.3.4 Sistema de seguimiento

El sistema diseñado para controlar el movimiento del concentrador solar, es de un grado de libertad y sus componentes, son:

- Sensor solar

Es un dispositivo electrónico que mide los cambios transitorios de intensidad de la luz solar, como se observa en la figura 27, a través de dos fotorresistencias sensibles a la incidencia de la luz solar colocadas en una placa fenólica y separadas por una placa vertical. Las dos fotorresistencias se utilizan para detectar la orientación Este – Oeste (Latitud) y para regresar el sistema a su posición inicial durante la noche. El concentrador solar instalado en el edificio de posgrado del Instituto Tecnológico de Pachuca, solo necesita ser orientado en la Latitud, por lo que no se requiere utilizar más señales. La función principal de la placa vertical instalada en el centro de la placa fenólica es separar las fotorresistencias, y proyectar una sombra conforme al movimiento natural del sol sobre una de las fotorresistencias, la cual envía una señal al circuito de control del sensor solar, mientras que la que recibe la iluminación del sol permanece inactiva.



*Figura 27: Sensor solar*

El sensor de intensidad luminosa, basa su funcionamiento en un divisor de tensión formado por una resistencia y una fotocelda como se muestra en la figura 29, donde se muestra el diagrama de control de las fotorresistencias:

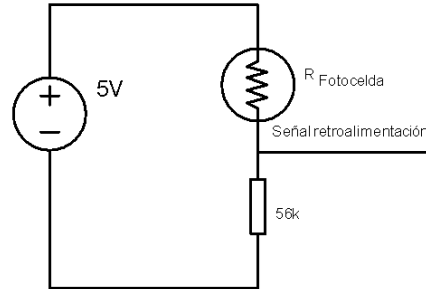


Figura 28: Sensor de intensidad luminosa

- Sistema de control de movimiento

El circuito de control cuenta con dos entradas y dos comparadores de voltaje de estado sólido conectados con un puente H en las salidas. Las entradas 1 y 2 son comparadores de ventana que controlan las funciones de dirección, como se muestra en el diagrama de la figura 29.

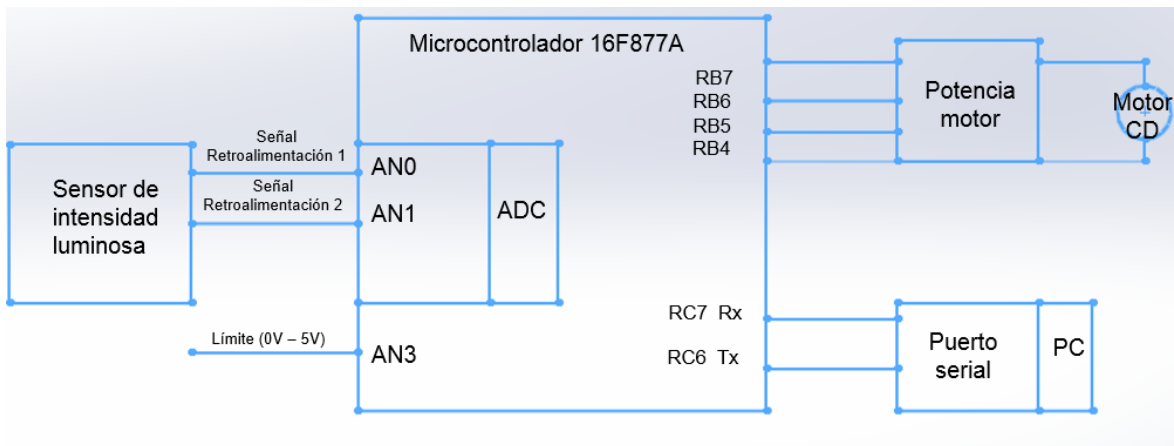


Figura 29: Control de operación del motor

La señal de retroalimentación de la intensidad luminosa recibida por la fotorresistencia, se puede determinar mediante la ecuación 3.15, la cual depende de la resistencia de la fotocelda ( $R_{Fotocelda}$ ), la cual varía aproximadamente entre 50 k $\Omega$  y 2 M $\Omega$  dependiendo de la intensidad luminosa que reciba.

$$Señal\ retroalimentación = \frac{56K\Omega(5V)}{56K\Omega + R_{Fotocelda}} \tag{3.15}$$

En la figura 30, se observa que el motor no realiza movimiento alguno, mientras no reciba la orden de actuación, debido a que la fotorresistencias están recibiendo la misma cantidad de iluminación, esto es que la señal de retroalimentación es la misma en ambas fotorresistencias y el sensor se encuentra en equilibrio.

En la figura 31, el sol cambio de posición conforme a la orientación en la cual se instaló el concentrador solar, este caso se presenta a partir de las 12:00 hr, lo cual indica que el sensor del lado derecho no está recibiendo iluminación, dejando pasar corriente para poner en funcionamiento el motor en sentido antihorario y este posiciona a su vez al concentrador solar perpendicularmente a la radiación solar.

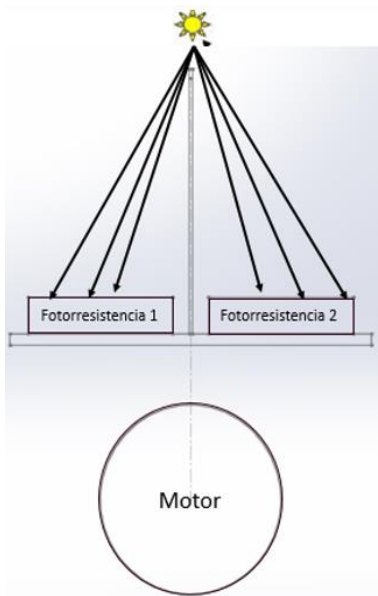


Figura 30: El motor no gira

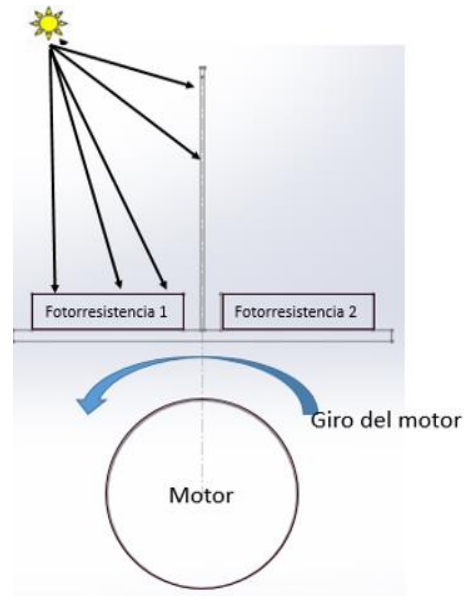


Figura 31: El giro del motor es en sentido anti horario

En la figura 32, se muestra la posición que el sol tiene al amanecer y las 12:00 hr, lo cual indica que el sensor del lado izquierdo no recibe iluminación, por lo que deja pasar corriente para equilibrar la señal de retroalimentación, poniendo a funcionar el motor en sentido horario.

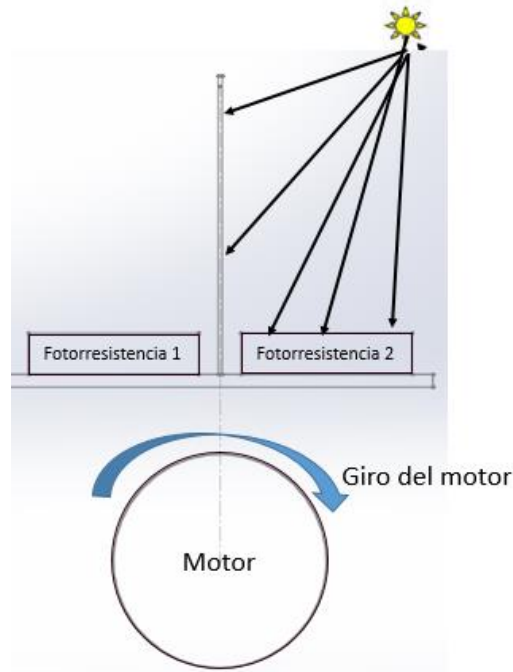


Figura 32: Giro del motor en sentido horario

Estas señales son procesadas por un microcontrolador programado para procesar las variaciones de tensión y enviar las señales de operación hacia el motor, el cual pondrá en movimiento al concentrador solar orientándolo de forma que se encuentre perpendicular a la radiación solar, en la tabla 8, se presentan los casos en que el sistema de seguimiento solar pone en funcionamiento el motor, en la figura 34 se observa el circuito de control del movimiento del concentrador.

Tabla 8: Giro del motor

Caso	Señal de retroalimentación	Giro del motor	Figura
1	$Señal\ retroalimentación1 = Señal\ retroalimentación2$	Sin Giro	30
2	$Señal\ retroalimentación1 > Señal\ retroalimentación2$	Anti horario	31
3	$Señal\ retroalimentación1 < Señal\ retroalimentación2$	Horario	32

En figura 33 se observa el diagrama eléctrico de las fotorresistencias.



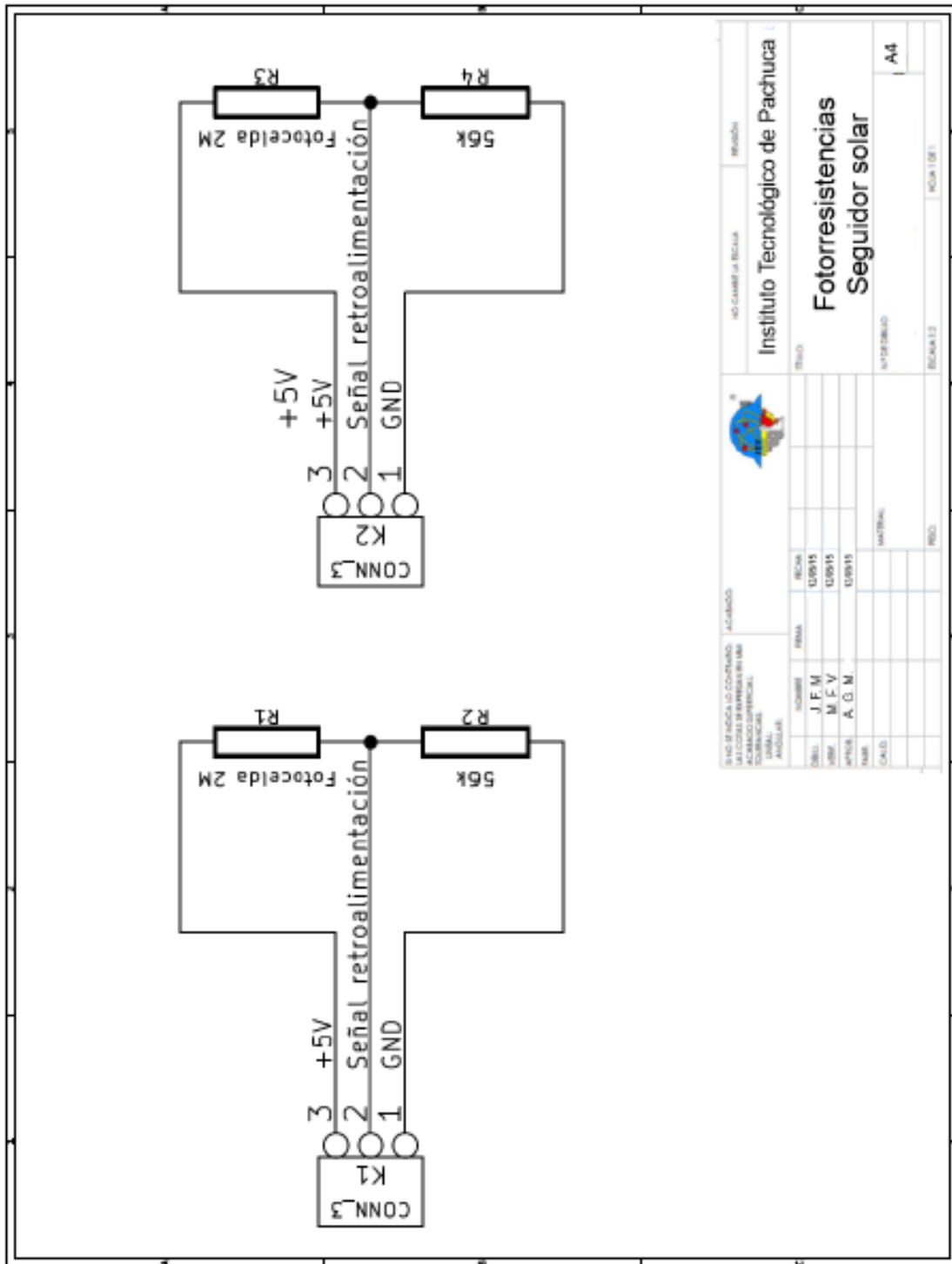


Figura 33: Diagrama de control de las fotorresistencias

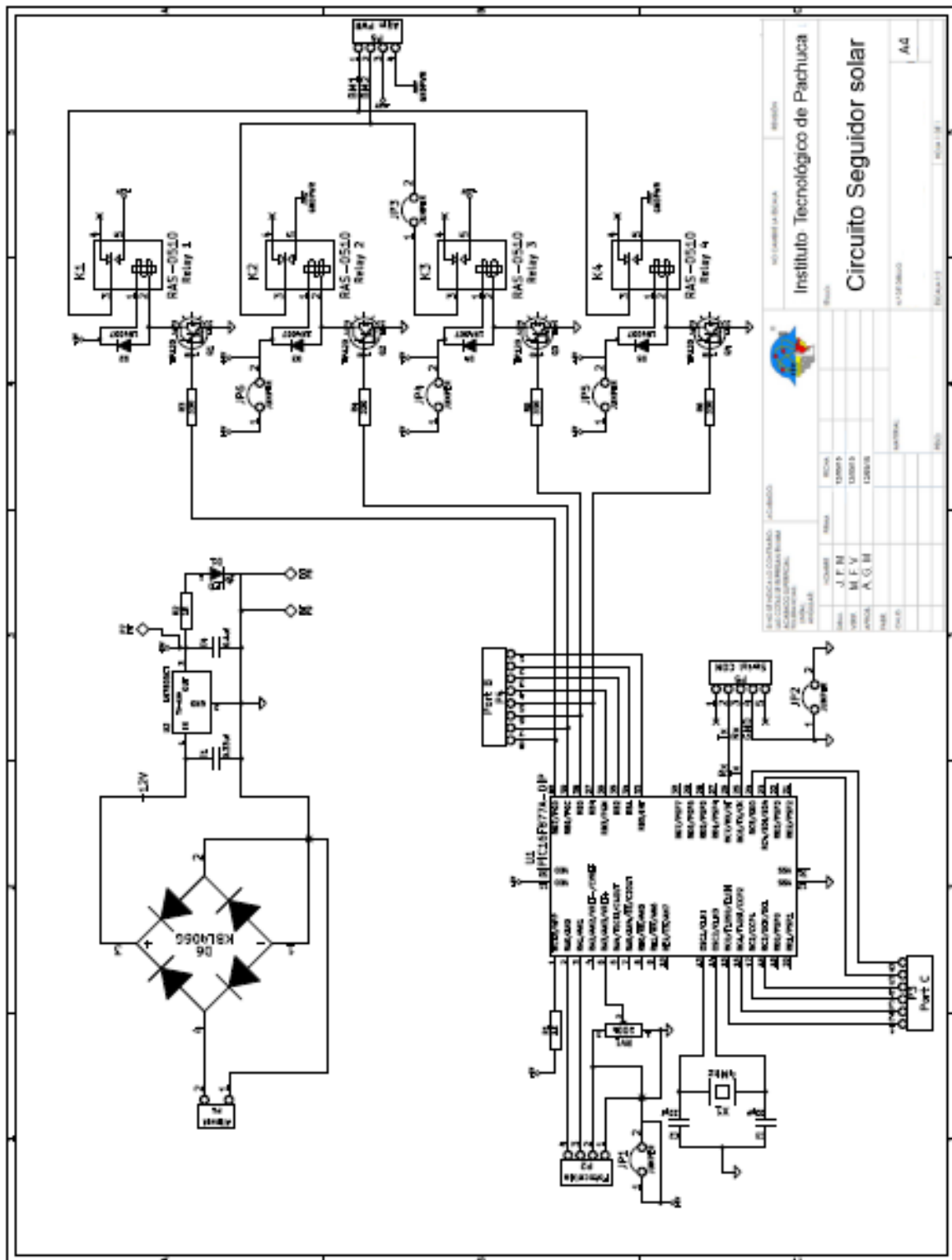


Figura 34: Circuito de control del sistema

## CAPÍTULO 4

# Resumen y resultados

---

En este capítulo se presenta los resultados obtenidos hasta el momento, mismas que de acuerdo a los cálculos efectuados ha cumplido con lo esperado, así como un análisis de la utilización de diferentes sustancias de trabajo, tales como: Aceite térmico Terminol VP1, Sales fundidas y Agua - vapor.

El funcionamiento de las plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos depende en gran medida del fluido calorífero que se utilice en el campo solar, ya que no sólo condiciona el rango de temperaturas de trabajo, sino que determina otros aspectos de ingeniería, tales como el almacenamiento térmico o la selección de materiales. Por esta razón, este capítulo se va a dedicar a hacer un análisis comparativo entre la generación directa de vapor en colectores cilindro parabólicos y otras dos opciones, englobadas en lo que se denomina tecnologías HTF (Heat Transfer Fluid), ya que se caracterizan por emplear distintos fluidos de trabajo en el campo solar y en el bloque de potencia.

---

## 4.1 Análisis de las sustancias de trabajo

Si la aplicación a la que se destinan los colectores es generar calor de proceso, las temperaturas suelen ser moderadas ( $<175^{\circ}\text{C}$ ), y la utilización de agua desmineralizada como fluido de trabajo no conlleva grandes problemas, puesto que la presión de trabajo no es excesiva. Si la aplicación a la que se destina el campo de colectores es la producción de electricidad, el criterio cambia.

### 4.1.1 Uso de aceite como fluido de trabajo

Dentro de las tecnologías HTF, el uso de aceite como fluido calorífero en el campo solar es la más convencional aunque, todavía quedan varios campos de investigación abiertos.

i. Tipos de aceites utilizados en el campo solar de colectores cilindro parabólicos

Existen diversos tipos de aceites que se pueden emplear, la elección se hace en función de la temperatura máxima de trabajo que se desea. Por ejemplo, para una temperatura máxima de  $300^{\circ}\text{C}$ , se pueden utilizar los aceites Caloría HT-43 y el Solutia – Therminol 55. Para temperaturas de hasta  $400^{\circ}\text{C}$ , el Therminol VP-1, que es un aceite sintético que trabaja a  $400^{\circ}\text{C}$ , aunque tiene el problema de que su punto de congelación es de  $12^{\circ}\text{C}$ , por lo que es necesario mantener todo el circuito de aceite, a una temperatura superior a este valor.

No obstante, si se quiere solucionar el problema de la congelación, existen aceites que permiten trabajar a temperaturas del orden de  $400^{\circ}\text{C}$  y no tienen un punto de congelación tan alto. En cualquier caso, los aceites sintéticos presentan siempre el inconveniente de la temperatura límite ( $400^{\circ}\text{C}$ ) por encima de la cual se degradan. En tal caso, el fluido de trabajo ya no puede ser aceite, sino sales fundidas o agua/vapor.

### 4.1.2 Uso de sales fundidas como fluido de trabajo

El uso de sales fundidas, conlleva varias ventajas importantes (Kearney et al., 2004), que a continuación se enumeran. La primera es que la temperatura de salida del campo solar puede elevarse entre los  $450 - 500^{\circ}\text{C}$ , incrementando el rendimiento del ciclo de potencia en 2 puntos porcentuales aproximadamente. Además, el salto de temperaturas

que experimenta el fluido de trabajo se incrementa en un factor de 2.5, reduciendo el tamaño del sistema de almacenamiento para una capacidad dada. Por último, la sal fundida es más barata y menos dañina con el medio ambiente que el aceite. Sin embargo, existen también inconvenientes, el más importante es el elevado punto de fusión de estas sales, lo que implica serias complicaciones a la hora de instalar una protección contra posibles solidificaciones dentro del campo solar.

i. Tipos de sales utilizadas en el campo solar de colectores cilindro parabólicos

Las sales que desde un principio se han empleado en aplicaciones solares han sido las sales de nitrato, por sus propiedades. En concreto, estas sales producen bajas tasas de corrosión en los materiales para tuberías habituales; son térmicamente más estables en los altos rangos de temperatura requeridos por los ciclos Rankine; tienen presiones de vapor muy bajas, lo que permite trabajar a presiones moderadas en el campo solar; se pueden conseguir fácilmente y son relativamente baratas. Sin embargo, su mayor desventaja es que tiene un punto de congelación muy alto, 220 °C. La sal ternaria Hitec presenta un punto de congelación mucho más bajo, en torno a 140 °C, y su temperatura límite más baja. Existe otra sal, la Hitec XL, con un punto de congelación todavía más bajo, alrededor de los 120°C. Otras características, como la viscosidad, la densidad y el calor específico son similares en todas las sales, como se observa en la tabla 9.

Tabla 9: Características de las sales de nitrato utilizadas en concentradores solares

Propiedad	Solar Salt	Hitec	Hitec XL
<b>Composición (%)</b>			
NaNO <sub>3</sub>	60	7	7
KNO <sub>3</sub>	40	53	45
NaNO <sub>2</sub>	-	40	-
Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	-	-	48

Punto de congelación (°C)	220	142	120
Temperatura máxima de trabajo (600°C)	600	535	500
Densidad a 300 °C (kg/m <sup>3</sup> )	1899	1640	1992
Viscosidad a 300 °C (mPa*s)	3.26	3.16	6.37
Calor específico a 300 °C (kJ/kg-K)	1.495	1.56	1.447

ii. Aspectos de ingeniería relacionados con el uso de sales

Cualquiera de las sales consideradas tiene un punto de fusión mucho más alto que el aceite sintético, uno de los aspectos más importantes de la operación y mantenimiento es la estrategia de protección frente a congelaciones durante la noche (Kearney et al., 2004). En principio:

- Durante la noche se mantiene un caudal pequeño de sales recirculando por el circuito. De esta forma, las tuberías se mantienen calientes y se evitan gradientes térmicos extremos durante el arranque.
- En caso de que la temperatura de la sal bajara por debajo de un cierto valor, se utilizaría un sistema de calentamiento auxiliar.

Tanto los colectores como el sistema de tuberías requieren un sistema de calentamiento eléctrico que realice las siguientes funciones: precalentamiento antes del llenado con sal para minimizar las tensiones térmicas del transitorio; y fundir la sal congelada en caso de que se hubiera producido un fallo en el sistema de circulación de la misma.

#### 4.1.3 Uso de agua/vapor como fluido de trabajo

El empleo de agua – vapor a través de los colectores cilindro parabólicos puede reducir hasta un 30% el costo de la energía generada, a la vez que aumenta el rendimiento

de producción, al suprimir el intercambiador de calor intermedio entre el campo solar y el bloque de potencia. Existen otras ventajas asociadas a la generación directa de vapor, como:

- El fluido de trabajo, no es contaminante ni peligroso: se elimina el riesgo de fugas o de incendios.
- La reposición del fluido de trabajo tampoco supone un problema.
- La temperatura máxima de operación no está limitada por el fluido de trabajo, como en el caso del aceite (400 °C), y los problemas de congelación no causan problemas.
- Al suprimir el intercambiador de calor intermedio, que es necesario en el caso del aceite y de las sales, el sobredimensionamiento que tiene que tener el campo solar respecto al bloque de potencia es menor.
- Por último, se suprimen muchos de los sistemas auxiliares del circuito de aceite (sistema antiincendios, depósito para recolectar el aceite en caso de fugas, sistema de purga del aceite, etc) o al circuito de sales (elementos calefactores, procedimientos y sistemas asociados a la protección frente a las congelaciones nocturnas, etc)

Respecto a las propiedades del agua que circula por los tubos, no es necesario un tratamiento especial. Únicamente se tiene que ajustar el pH y la conductividad térmica del agua. Si la conductividad fuera demasiado alta (mayor de 10  $\mu$ S) y el pH demasiado bajo (menor de 8), la corrosión de todos los elementos metálicos sería elevada, y su vida se acortaría.

i. Aspectos de ingeniería

El uso de agua en los colectores cilindro parabólicos implica trabajar a presiones altas. Uno de los puntos más críticos es, diseñar elementos (juntas rotativas para las uniones entre colectores, tubos absorbedores, etc.) que garanticen un funcionamiento adecuado bajo esas condiciones de trabajo. Otro punto importante es el almacenamiento térmico (Eck et al., 2008)

## 4.2 Resultados

Para la evaluación del fluido de trabajo en concentrador cilindro parabólico se utilizó agua, en la tabla 10, se muestran los parámetros utilizados durante el desarrollo de las pruebas.

Tabla 10: Parámetros de referencia

Parámetro	Valor
Velocidad del fluido a la entrada	$1.07886 \frac{m}{s}$
Flujo volumétrico	$1.366 \times 10^{-4} \frac{m^3}{s}$
Temperatura promedio	141.25 °C
Densidad del fluido	993.1 kg/m <sup>3</sup>
Conductividad térmica	0.682875 W/m · K
Viscosidad dinámica	$0.19525 \times 10^{-3} Pa \cdot s$

En la tabla 11, se muestran los registros de temperatura obtenidas en el tubo receptor, utilizando agua como sustancia de trabajo.

Tabla 11: Registro de temperaturas, 19 de Agosto de 2015

Hora	Temperatura ambiente (°C)	Temperatura del tubo absorbedor (°C)		Clima
		Entrada	Salida	
11:00	21.9	22.0	54.7	Nublado



12:00	22.1	56.2	57.1	Nublado
13:00	25.6	58.3	78.8	Despejado y soleado
14:00	28.6	58.3	133.40	Despejado y soleado
15:00	28.6	59.4	144.30	Despejado y soleado
15:30	28.9	59.7	154.88	Despejado y soleado

En la gráfica de la figura 35, se observa el comportamiento del agua en el tubo receptor, como fluido de trabajo.

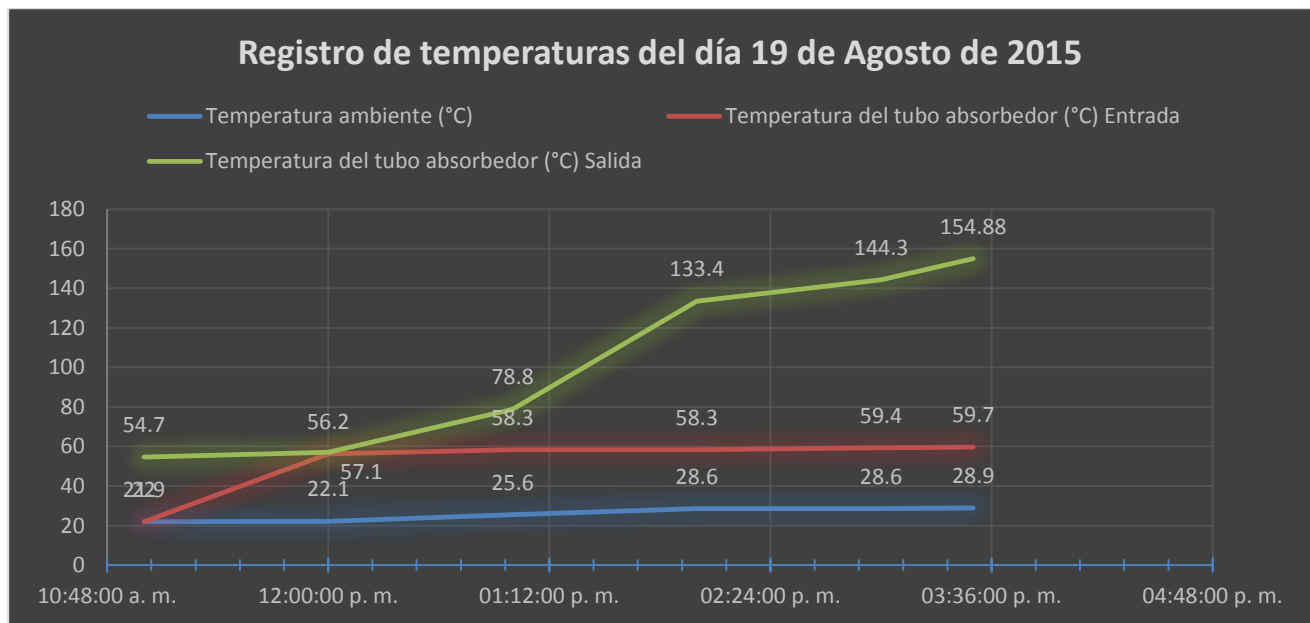


Figura 35: Grafica del registro de temperaturas

---

# Conclusiones

El objetivo principal de este trabajo ha sido el análisis térmico de la generación directa de vapor dentro del tubo receptor del colector cilindro parabólico, las cuales se exponen a continuación.

- Se ha realizado un modelo del tubo receptor del colector cilindro parabólico, para el estudio del proceso de generación directa de vapor.
- El valor de la reflectividad afecta en gran medida al comportamiento térmico, debido a que las pérdidas ópticas son las que más influyen en el rendimiento global del colector. Como conclusión, es necesario encontrar materiales con valores mayores de reflectividad.
- El efecto de la emisividad sobre el rendimiento del tubo es menor. Este hecho se debe a que la emisividad es un parámetro térmico y, como tal, tiene menos importancia en la determinación del rendimiento global, que está más influido por las pérdidas ópticas que por las térmicas.
- El diámetro del tubo absorbedor tiene una influencia bastante menor que la de los dos parámetros anteriores. Siempre es favorable elegir diámetros de tubo receptor pequeños, pues se consigue disminuir la superficie de pérdidas térmicas, desde el punto de vista exergético esta disminución tiene un límite, debido a que este rendimiento contabiliza también las pérdidas de carga del fluido que circula por el interior de los tubos, que aumentan al disminuir el diámetro. Así, para un diámetro exterior de 50 mm, el rendimiento exergético disminuye drásticamente. Por tanto, los valores adecuados de diámetro exterior oscilan entre los 60 mm - 70 mm, que son los valores que se están utilizando actualmente.

Los resultados de este análisis, demuestran las ventajas que conlleva el uso de agua-vapor como fluido de trabajo. Se espera asimismo que estas mejoren conforme se incorporen componentes mejorados, como tubos para trabajar a mayores temperaturas o sistemas de almacenamiento térmico adaptados al proceso de generación directa de vapor.

---

## Bibliografía

- [1]. Tyner, C. (2001). *Concentrating solar power. Solar Paces*.
- [2]. Maxwell, E. L., & D.S., R. (1994). *Measures of Renewable Energy. National Renewable Energy laboratory*
- [3]. Ciria Repáraz, I. (2010). *Análisis de la tecnología de concentración solar mediante colectores cilindro parabólicos para generación eléctrica*. España. Escuela Universitaria Ingeniería Técnica Industrial.
- [4]. Mendieta Cruz, T.; Pérez Montes I.E. (2007). *Diseño, construcción, control y automatización de un concentrador solar cilindro – parabólico*. México. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.
- [5]. Pavlovic\*, S. R., Ilic, M. N., Apostolovic, N. S., Stefanovic, V. P., & Krustimovic, D. D. (2012). *Numerical simulation of concentrating solar collector P2CC with a small concentrating ratio*. Serbia: Thermal Science.
- [6]. Viridiales Escobar, L. (2007). *Colector de Canal Parabólico para la Generación Directa de Vapor para Calor de Proceso*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- [7]. Paredes Velasco, C. (2012). *Diseño de captador solar cilindro parabólico para aplicaciones rurales en Paraguay*. Paraguay.
- [8]. Gómez Cuellar, A., Pulido Granados, J., & González Rosas, F. J. *Colector Solar Parabólico*.
- [9]. Aguilar Flores, N. R. (2013). *Diseño y construcción de un colector solar para generación de energía eléctrica*. Pachuca, Hgo.
- [10]. Miranda Miranda, U., & Saldaña Flores, R. (s.f.). *Evaluación del potencial energético de los recursos renovables en el Estado de Hidalgo, México*. Reporte, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de energías no convencionales, México, D.F.

- 
- [11]. Kalogirou, S. (2004). *Solar Thermal Collectors and Applications, Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 30, pp 231 - 295.*
- [12]. Cengel, Y., & Ghajar, A. (2011). *Transferencia de calor y masa (Fundamentos y aplicaciones) 4th. ed.* McGraw Hill.
- [13]. Hermosillo Villalobos, J. J., Gudiño, A. D., & Mendoza, R. M. (1995). *Notas sobre el curso de Energía Solar.* Reporte, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Occidente, Departamento de Procesos Tecnológicos e Industriales División de Ingeniería, Tlaquepaque, Jalisco.
- [14]. Zarza Moya, E. (2003). *Generación directa de vapor con colectores cilindro parabólicos.* Almería, España.
- [15]. Viridiales Escobar, L. (2007). *Colector de Canal Parabólico para la Generación Directa de Vapor para Calor de Proceso.* México: Universidad Nacional Autónoma de México.

### **Páginas Web**

- [16]. <http://www.iapws.org/>
- [17]. <http://www.iiie.org.mx:8080/SitioGENC/especialidad01.htmlar>
- [18]. <http://solucionessolares.blogspot.com/search/label/Biogas%20y%20bioabonos> .  
(s.f.).
- [19]. [http://www.gstriatum.com/energiasolar/articulosenergia/15\\_mapa\\_energia.html](http://www.gstriatum.com/energiasolar/articulosenergia/15_mapa_energia.html) .  
(s.f.).

# Apéndice A

## Instrumentación

En la figura 26, se observa el esquema del dispositivo experimental que se implementó para la evaluación del concentrador. Los principales componentes son:

1. Tanque de almacenamiento de agua de 20 l
2. Bomba de agua sumergible; marca RESUN; Flujo volumétrico 500 l/h; 110V; 60 Hz; 8W
3. Válvula de compuerta para agua de ½ NPT
4. Sensor de presión, marca FESTO, modelo: SDE1-D10-G2-H18-C-PU-M8; Rango de medición de presión: 0 a 10 bar.
5. Sensor de temperatura; marca Science Cube; Modelo KDS – 1002; Rango de medición de  $-200\text{ }^{\circ}\text{C} \sim +1200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; Termocople tipo K en acero inoxidable

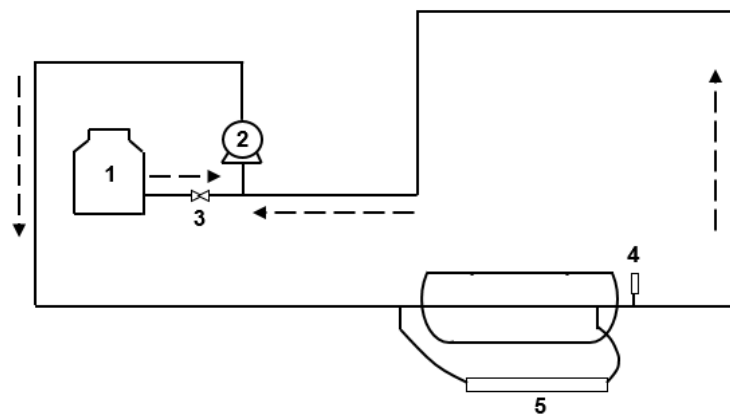


Figura 36: Diagrama experimental para la evaluación del CCP

# Apéndice **B**

## Equipo de prueba

Las mediciones de la temperatura en el tubo absorbedor, en el concentrador y del aire ambiental, se registraron con el equipo mostrado en las figuras 36 a la 39.



Figura 37: Bomba de agua sumergible

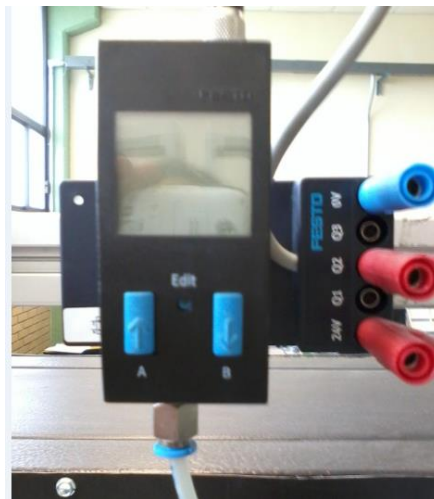


Figura 38: Sensor de presión, marca FESTO



Figura 39: Sensor de temperatura, marca Science cube y Termocople