



Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Tesis de Doctorado

Análisis y estudio paramétrico de un concentrador cilindro
parabólico acoplado a un receptor solar fotovoltaico-térmico

presentada por

M.C. Benjamín Chavarría Domínguez

como requisito para la obtención del grado de

Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica

Director de tesis

Dra. Susana E. De León Aldaco

Codirector de tesis

Dr. Mario Ponce Silva

 Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico	ACEPTACIÓN DE IMPRESIÓN DEL DOCUMENTO DE TESIS DOCTORAL		Código: CENIDET-AC-006-D20
	Referencia a la Norma ISO 9001:2008 7.1, 7.2.1, 7.5.1, 7.6, 8.1, 8.2.4		Revisión: 0
			Página 1 de 1

Cuernavaca, Mor., a 21 de noviembre de 2025

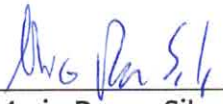
Dr. Carlos Manuel Astorga Zaragoza
Subdirector Académico
Presente

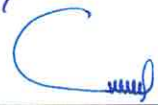
At'n: Dr. Juan
Reyes Reyes
Presidente del Claustro
Doctoral
del
Departamento De Ingeniería Electrónica

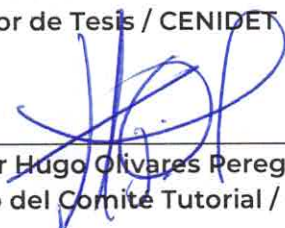
Los abajo firmantes, miembros del Comité Tutorial del estudiante BENJAMÍN CHAVARRIA DOMINGUEZ manifiestan que después de haber revisado el documento de tesis titulado "ANÁLISIS Y ESTUDIO PARAMÉTRICO DE UN CONCENTRADOR CILINDRO PARABÓLICO ACOPLADO A UN RECEPTOR SOLAR FOTOVOLTAICO-TÉRMICO", realizado bajo la dirección de la Dra. Susana Estefany De León Aldaco y la codirección del Dr. Mario Ponce Silva, el trabajo se ACEPTA para proceder a su impresión.

ATENTAMENTE


 Dra. Susana Estefany De León Aldaco
 Directora de Tesis / CENIDET


 Dr. Mario Ponce Silva
 Codirector de Tesis / CENIDET


 Dra. Ma. Guadalupe López López
 Miembro del Comité Tutorial / CENIDET


 Dr. Víctor Hugo Olivares Peregrino
 Miembro del Comité Tutorial / CENIDET


 Dr. Jarniel García Morales
 Miembro del Comité Tutorial / CENIDET


 Dr. Adolfo Rafael López Núñez
 Miembro del Comité Tutorial / ITESI

c.c.p: Mtra. Verónica Sotelo Boyas/ jefa del Departamento de Servicios Escolares.
 c.c.p: Dr. Jarniel García Morales / jefe del Departamento de Ingeniería Electrónica.
 c.c.p: Expediente.



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, 21/enero/2026

Oficio No. SAC/019/2026

Asunto: Autorización de impresión de tesis

BENJAMÍN CHAVARRIA DOMINGUEZ
CANDIDATO AL GRADO DE DOCTOR EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"ANÁLISIS Y ESTUDIO PARAMÉTRICO DE UN CONCENTRADOR CILINDRO PARABÓLICO ACOPLADO A UN RECEPTOR SOLAR FOTOVOLTAICO-TÉRMICO"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

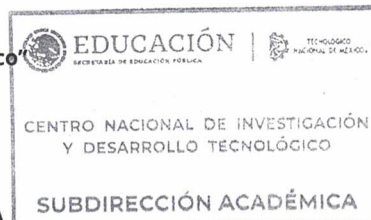
Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®

"Conocimiento y Tecnología al servicio de México"

CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



c.c.p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz



2026
año de
Margarita
Maza

cenidet
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico



*“Nada en la vida debe ser temido, solo comprendido.
Ahora es el momento de comprender más para temer menos”.*

Marie Curie

Agradecimientos

Al SECIHTI (Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación) por brindar el financiamiento que hizo posible mi estancia y realización de estudios de doctorado. Con el número de apoyo: 787864.

Al TecNM (Tecnológico Nacional de México) por proporcionar las instalaciones y equipo necesario para la realización del trabajo de tesis.

Al CENIDET (Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico), su personal, profesores y compañeros de estudio; por sus asesorías y recomendaciones.

Al CENEER (Centro de Estudios de las Energías Renovables), profesores y compañeros de estudio que me recibieron cordialmente durante mi período de estancia.

Resumen

Este trabajo de tesis presenta un estudio del rendimiento de un colector solar cilindro parabólico (PTC) acoplado a un receptor solar fotovoltaico/térmico (SRC-PVT). Se realizó un estudio de caso con los datos meteorológicos de las localidades Cuernavaca y Mexicali, en México. Según los resultados obtenidos, para Cuernavaca se registró una producción de energía eléctrica y térmica con variaciones moderadas (387.93 kWh a 239.38 kWh y 1,036.11 kWh a 641.26 kWh, respectivamente). Mientras que para Mexicali la producción de energía eléctrica y térmica presentó variaciones más significativas (515.16 kWh a 177.69 kWh y 1,424.39 a 448.88 kWh, respectivamente).

También se realizó un estudio paramétrico que analiza el impacto de la geometría del receptor solar y el flujo másico en el comportamiento del modelo matemático. Según los resultados obtenidos, la longitud de la tubería es el parámetro con mayor impacto sobre la producción de potencia eléctrica y térmica (1.21 kW a 2.23 kW y 3.71 kW a 6.9 kW, respectivamente). Por su parte, el ajuste del flujo másico permite incrementar la potencia y eficiencia eléctrica (1.54 kW a 1.72 kW y 0.16 a 0.179, respectivamente), sin que esto cause una reducción muy pronunciada de la potencia y eficiencia térmica (5.4 kW a 5.3 kW y 0.562 a 0.552, respectivamente).

Finalmente se efectuó una discusión de los resultados, haciendo una comparación con estudios similares. Se presentan las conclusiones y se sugieren trabajos futuros que pueden desarrollarse a partir de los resultados y productos obtenidos en este trabajo de tesis.

Abstract

This thesis work presents a performance study of a parabolic trough solar collector (PTC) coupled to a solar photovoltaic/thermal receiver (SRC-PVT). A case study was carried out with meteorological data from Cuernavaca and Mexicali, Mexico. The results demonstrate a moderately varying electrical and thermal energy production for Cuernavaca (387.93 kWh to 239.38 kWh and 1,036.11 kWh to 641.26 kWh, respectively). In contrast, the production of electrical and thermal energy in Mexicali exhibited considerably greater fluctuations (515.16 kWh to 177.69 kWh and 1,424.39 kWh to 448.88 kWh, respectively).

Furthermore, a parametric study was also performed to analyze the impact of solar receiver geometry and mass flow on the behavior of the model. The results demonstrate that the pipe length exerts the most significant influence on the electrical and thermal power output (1.21 kW to 2.23 kW and 3.71 kW to 6.9 kW, respectively). Modifying the mass flow enables the enhancement of electrical power and efficiency (1.54 kW to 1.72 kW and 0.16 to 0.179, respectively), while concurrently preventing a significant reduction in thermal power and efficiency (5.4 kW to 5.3 kW and 0.562 to 0.552, respectively).

Finally, a discussion of the results is made, in which a comparison with similar studies is included. Conclusions are presented and suggestions are made for future work that can be developed from the results and products obtained in this thesis.

Contenido

Listado de figuras.....	VII
Listado de tablas.....	VIII
Acrónimos	IX
Nomenclatura	X
1. Capítulo I: Introducción	1
1.1 Introducción.....	2
1.2 Antecedentes.....	3
1.3 Planteamiento del problema.....	5
1.4 Justificación	6
1.5 Objetivos.....	7
1.5.1 Objetivo general	7
1.5.2 Objetivos particulares.....	7
1.6 Alcances.....	8
1.7 Organización del documento	9
2. Capítulo II: Estado del arte.....	10
2.1 Estudios de revisión del estado del arte previos	11
2.2 Metodología de la revisión del estado del arte.....	13
2.3 Clasificación de los estudios de la revisión del estado del arte	17
2.4 Aplicaciones de los colectores PTC y CPC	19
2.5 Geometrías en los SRC-PVT	20
3. Capítulo III: Fundamentos teóricos.....	22
3.1 Archivos TMY y parámetros meteorológicos.....	23
3.1.1 Características de los archivos TMY.....	23
3.1.2 Parámetros meteorológicos de interés	24
3.2 Modos de transferencia de calor	25
3.2.1 Conducción.....	25
3.2.2 Convección.....	25
3.2.3 Radiación.....	26
3.3 Modelado mediante resistencias térmicas.....	27
3.4 Método de la efectividad NTU	29
3.5 Celdas fotovoltaicas.....	30
4. Capítulo IV: Desarrollo del modelo matemático	32
4.1 Descripción del modelo y las ecuaciones de balance de energía.....	33
4.1.1 Descripción estructural del PTC acoplado al SRC-PVT	33
4.1.2 Descripción general del modelo matemático.....	34
4.1.3 Variables y parámetros del modelo matemático.....	36
4.2 Flujos de calor por conducción	37
4.2.1 Resistencias térmicas por conducción	37
4.2.2 Parámetros para las resistencias por conducción.....	38

4.3	Flujos de calor por convección	40
4.3.1	Resistencias térmicas por convección	40
4.3.2	Parámetros para las resistencias por convección	41
4.4	Flujos de calor por radiación	43
4.5	Irradiación solar incidente	44
4.6	Potencia y eficiencia	45
4.6.1	Ecuaciones de potencia eléctrica y térmica	45
4.6.2	Ecuaciones de eficiencia eléctrica y térmica	46
4.7	Análisis de grados de libertad y variables.....	47
4.8	Algoritmo y estrategia de solución de las ecuaciones de balance de energía	49
4.9	Interconexión y validación del modelo matemático.	52
4.9.1	Interconexión entre TRNSyS y EES	52
4.9.2	Validación del modelo.....	53
5.	Capítulo V: Resultados.....	54
5.1	Estudio de caso	55
5.1.1	Consideraciones en los valores de irradiación solar (GHI y DNI)	55
5.1.2	Datos meteorológicos	56
5.1.3	Resultados del estudio de caso	58
5.2	Estudio paramétrico	62
5.2.1	Rangos de variación de los parámetros	62
5.2.2	Resultados del estudio paramétrico	64
5.2.3	Comparativa de los comportamientos registrados.....	68
6.	Capítulo VI: Discusión y conclusiones	70
6.1	Discusión de resultados	71
6.2	Conclusiones del trabajo de tesis	73
6.3	Trabajos futuros	74
	Referencias	75
	Anexos.....	83
	Anexo I.....	84
	Anexo II	86
	Anexo III	88
	Anexo IV	91
	Productos académicos	100
	Producto I.....	101
	Producto II.....	102

Listado de figuras

Fig. 1.1. Capacidad mundial de producción de energía mediante plantas CSP [1].	2
Fig. 2.1. Detección de estudios de interés desde la herramienta <i>Research Rabbit</i> .	13
Fig. 2.2. Distribución porcentual de los estudios según editorial y revista, así como la tendencia de publicación en las principales revistas y por editorial [9].	17
Fig. 2.3. Distribución de los estudios según su principal aportación y revista, así como la tendencia de publicación de los estudios según su principal aportación [9].	18
Fig. 2.4. Eficiencia vs temperatura de un PV, según diferentes modelos reportados en la literatura [123].	19
Fig. 3.1. Creación de un archivo TMY con la información meteorológica de una serie temporal [126].	23
Fig. 3.2. Tipos de irradiación solar incidente.	24
Fig. 3.3. Analogía de la resistencia térmica y eléctrica, para modelar la transferencia de calor en una pared [130].	27
Fig. 3.4. Funcionamiento del efecto fotoeléctrico en un PV.	30
Fig. 3.5. Rangos de longitudes de onda aprovechados por diferentes materiales semiconductores.	31
Fig. 3.6. Mejora de la eficiencia de los PV a lo largo de los años [131].	31
Fig. 4.1. Esquema del PTC acoplado a un SRC-PVT (vista transversal) y su modelo de resistencias térmicas.	33
Fig. 4.2. Diagrama de flujo del funcionamiento general del modelo matemático.	35
Fig. 4.3. Círculo inscrito en un triángulo equilátero.	38
Fig. 4.4. Integración del modelo matemático en los <i>software</i> TRNSyS y EES.	52
Fig. 4.5. Bloques Type usados en la etapa de TRNSyS.	52
Fig. 5.1. Comparación de los rangos de irradiación solar presentados por Hertz vs los valores promedio sugeridos.	55
Fig. 5.2. Temperaturas por mes para las localidades de: a) Cuernavaca y b) Mexicali.	58
Fig. 5.3. Potencias por mes para las localidades de: a) Cuernavaca y b) Mexicali.	58
Fig. 5.4. Energías por mes para las localidades de: a) Cuernavaca y b) Mexicali.	59
Fig. 5.5. Eficiencias por mes para las localidades de: a) Cuernavaca y b) Mexicali.	60
Fig. 5.6. Resultados al variar la longitud de la tubería del SRC-PVT: a) Temperatura, b) Potencia y c) Eficiencia.	64
Fig. 5.7. Resultados al variar el ancho de las caras del SRC-PVT: a) Temperatura, b) Potencia y c) Eficiencia.	65
Fig. 5.8. Resultados al variar el diámetro de la tubería: a) Temperatura, b) Potencia y c) Eficiencia.	66
Fig. 5.9. Resultados al variar el flujo másico del HTF: a) Temperatura, b) Potencia y c) Eficiencia.	67
Fig. 5.10. Comportamiento de la potencia eléctrica: a) Valor inicial vs final y b) Variación porcentual.	68
Fig. 5.11. Comportamiento de la potencia térmica: a) Valor inicial vs final y b) Variación porcentual.	68
Fig. 5.12. Comportamiento de la eficiencia eléctrica: a) Valor inicial vs final y b) Variación porcentual.	69
Fig. 5.13. Comportamiento de la eficiencia térmica: a) Valor inicial vs final y b) Variación porcentual.	69

Listado de tablas

Tabla 2.1. Resumen de estudios de revisión enfocados en colectores PTC y CPC.	11
Tabla 2.2. Estudios de la revisión del estado del arte correspondiente a colectores PTC acoplados a un SRC-PVT.	14
Tabla 2.3. Estudios de la revisión del estado del arte correspondiente a colectores CPC acoplados a un SRC-PVT.	15
Tabla 2.4. Estudios enfocados en PTC y CPC acoplados a un SRC-PVT para diferentes aplicaciones.	19
Tabla 2.5. Principales geometrías en los SRC-PVT acoplados a colectores PTC y CPC [9].	20
Tabla 3.1. Bases de datos globales para obtener información meteorológica y archivos TMY.	24
Tabla 3.2. Principales características de los tres modos de transferencia de calor.	26
Tabla 3.3. Resistencias térmicas para los tres modos de transferencia de calor.	28
Tabla 3.4. Relaciones de la efectividad para los intercambiadores de calor.	29
Tabla 4.1. Variables de entrada (condiciones meteorológicas).	36
Tabla 4.2. Parámetros del modelo.	36
Tabla 4.3. Clasificación de variables y análisis de grados de libertad.	47
Tabla 4.4. Validación del modelo matemático mediante sus valores de temperatura estimados.	53
Tabla 5.1. Resumen de los valores de coeficientes de convección, número de Reynolds, Prandtl, Nusselt y resistencias térmicas.	56
Tabla 5.2. Datos meteorológicos de la localidad de Cuernavaca.	57
Tabla 5.3. Datos meteorológicos de la localidad de Mexicali.	57
Tabla 5.4. Indicadores de potencia para las localidades de Cuernavaca y Mexicali.	59
Tabla 5.5. Indicadores de energía para las localidades de Cuernavaca y Mexicali.	60
Tabla 5.6. Indicadores de eficiencia para las localidades de Cuernavaca y Mexicali.	61
Tabla 5.7. Parámetros analizados en el estudio paramétrico.	62
Tabla 5.8. Variables influenciadas por los parámetros analizados en el estudio paramétrico.	63
Tabla 6.1. Comparativa de resultados entre estudios previos y el trabajo de tesis.	72
Tabla 6.2. Comparativa de valores de temperatura estimados con respecto a las referencias.	72

Acrónimos

ASME	<i>American Society of Mechanical Engineers</i> - Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
CENIDET	Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico.
CPC	<i>Compound Parabolic Collector</i> - Colector parabólico compuesto.
CPV/T	<i>Concentrated PhotoVoltaic Thermal</i> - Concentrador fotovoltaico/térmico.
CR	Relación de concentración.
CRU	<i>Climatic Research Unit</i> - Unidad de Investigación Climática.
CSP	<i>Concentrated Solar thermal Power</i> - Concentrador Solar de Potencia térmica.
CSV	<i>Comma Separated Values</i> - Valores Separados por Comas.
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i> - Irradiación Normal Directa.
EES	<i>Engineering Equation Solver</i> - Solucionador de Ecuaciones de Ingeniería.
EPW	<i>EnergyPlus Weather File</i> - Archivo meteorológico Energy Plus.
EVA	<i>Ethylene Vinyl Acetate</i> - Etileno acetato de vinilo.
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i> - Irradiación Horizontal Global.
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i> - Fluido transportador de calor.
IAM	<i>Incidence Angle Modifier</i> - Modificador del ángulo de incidencia.
I + D	Investigación y Desarrollo.
MDPI	<i>Multidisciplinary Digital Publishing Institute</i> - Instituto Multidisciplinario de Publicaciones Digitales.
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i> - Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio.
NetCDF	<i>Network Common Data Form</i> - Formulario de Datos Comunes en Red.
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> - Laboratorio Nacional de Energías Renovables.
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i> - Base de Datos Nacional de Radiación Solar.
NTU	<i>Number of Transfer Units</i> - Número de unidades de transferencia.
PTC	<i>Parabolic Trough Collector</i> - Colector cilindro parabólico.
PV	<i>PhotoVoltaic cell</i> - Celda fotovoltaica.
PVT	<i>PhotoVoltaic Thermal</i> - Fotovoltaico/térmico.
PVGIS	<i>PhotoVoltaic Geographical Information System</i> - Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica.
SRC	<i>Solar Receiver Collector</i> - Colector Receptor Solar.
TEG	<i>ThermoElectric Generator</i> - Generador termoelectrónico.
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i> - Año Típico Meteorológico.
TRNSys	<i>Transient System Simulation Tool</i> - Herramienta de Simulación de Sistemas Transitorios.
TPT	<i>Total packaging material</i> - Material de embalaje total.
Type	Bloque del entorno de simulación de TRNSys.
TXT	Terminación para los archivos en formato de texto simple.
XLSX	Terminación para los archivos en formato de hoja de cálculo.

Nomenclatura

Nomenclatura

A	Área de transferencia de calor, m^2 .
A_{abs}	Área del absorbedor, m^2 .
A_{ap}	Área de apertura, m^2 .
A_{CS}	Área de la sección transversal de la tubería, m^2 .
A_{HX}	Área de contacto del intercambiador de calor, m^2 .
A_{PTC}	Área del PTC, m^2 .
A_{PV}	Área de los PV, m^2 .
A_{sub}	Área del sustrato, m^2 .
c	Relación de capacidades térmicas.
c_{max}	Mayor capacidad térmica posible entre dos fluidos, W/K.
c_{min}	Menor capacidad térmica posible entre dos fluidos, W/K.
$C_{p,HTF}$	Calor específico del agua (HTF), J/(kg·K).
CR_{PTC}	Relación de concentración del PTC.
D_{pipe}	Diámetro de tubería, m.
dT	Diferencia de temperatura, K.
dx	Espesor del medio (longitud característica), m.
f	Función.
G_{DNI}	Irradiación normal directa, W/ m^2 .
G_{GHI}	Irradiación horizontal global, W/ m^2 .
H_D	Irradiación solar promedio por mes durante horas diurnas, W/ m^2 .
H_i	Irradiación solar horaria obtenida del archivo TMY, W·h/ m^2 .
h	Coefficiente de transferencia de calor por convección, W/(m^2 ·K).
h_{abs}	Coefficiente de transferencia de calor por convección del absorbedor, W/(m^2 ·K).
h_{HTF}	Coefficiente de transferencia de calor por convección del HTF W/(m^2 ·K).
h_{PTC}	Coefficiente de transferencia de calor por convección del PTC, W/(m^2 ·K).
h_{PV}	Coefficiente de transferencia de calor por convección de los PV, W/(m^2 ·K).
IAM_{elec}	Coefficiente del modificador del ángulo de incidencia eléctrico.
IAM_{th}	Coefficiente del modificador del ángulo de incidencia térmico.
i	Contador de iteraciones o índice de sumatoria.
J	Matriz jacobiana.
K	Conductividad térmica del medio, W/(m·K).
K_{abs}	Conductividad térmica del absorbedor, W/(m·K).
K_{air}	Conductividad térmica del aire, W/(m·K).
K_{PV}	Conductividad térmica de los PV, W/(m·K).
K_{sub}	Conductividad térmica del sustrato, W/(m·K).
K_{water}	Conductividad térmica del agua, W/(m·K).

L	Longitud característica, m.
L_{edg}	Longitud del baricentro al punto medio de una arista del triángulo, m.
L_{ver}	Longitud del baricentro a un vértice del triángulo, m.
$\dot{m}_{HTF}$	Flujo másico del HTF, Kg/s.
N_d	Número de horas por mes con irradiación solar distinta de cero (diurnas), h.
N_E	Número de ecuaciones.
N_F	Grados de libertad.
N_V	Número de variables dependientes o incógnitas.
Nu	Número de Nusselt.
NUT	Número de unidades de transferencia.
P_{PV}	Potencia eléctrica producida por los PV, W.
Pr	Número de Prandtl.
Pr_{air}	Número de Prandtl del aire.
Pr_{water}	Número de Prandtl del agua.
$\dot{q}_{cond}$	Flujo de calor por conducción, W.
$\dot{q}_{cond,abs-sub}$	Flujo de calor por conducción del absorbedor y substrato, W.
$\dot{q}_{cond,PV-sub}$	Flujo de calor por conducción de los PV y substrato, W.
$\dot{q}_{conv}$	Flujo de calor por convección, W.
$\dot{q}_{conv,abs}$	Flujo de calor por convección del absorbedor al medio ambiente, W.
$\dot{q}_{conv,PTC}$	Flujo de calor por convección de la cara frontal del PTC al medio ambiente, W.
$\dot{q}_{conv,PV}$	Flujo de calor por convección de los PV al medio ambiente, W.
$\dot{q}_{HTF}$	Potencia térmica producida por el HTF, W.
$\dot{q}_{rad}$	Flujo de calor por radiación, W.
$\dot{q}_{rad,abs}$	Flujo de calor por radiación del absorbedor al cielo, W.
$\dot{q}_{rad,PTC}$	Flujo de calor por radiación de la cara frontal del PTC al cielo, W.
$\dot{q}_{rad,PV}$	Flujo de calor por radiación de la cara frontal de los PV al PTC, W.
$\dot{q}_{sol,abs}$	Flujo de irradiación solar incidente (GHI) sobre el absorbedor, W.
$\dot{q}_{sol,PTC}$	Flujo de irradiación solar incidente (DNI) sobre el PTC, W.
$\dot{q}_{sol,PV}$	Flujo de irradiación solar incidente (DNI) sobre los PV, W.
$R_{cond,abs}$	Resistencia térmica por conducción del absorbedor, K/W.
$R_{cond,pared}$	Resistencia térmica por conducción de la pared, K/W.
$R_{cond,PV}$	Resistencia térmica por conducción de los PV, K/W.
$R_{cond,sub}$	Resistencia térmica por conducción del substrato, K/W.
$R_{conv,abs}$	Resistencia térmica por convección del absorbedor, K/W.
$R_{conv,PTC}$	Resistencia térmica por convección del PTC, K/W.
$R_{conv,PV}$	Resistencia térmica por convección de los PV, K/W.
Re	Número de Reynolds.
r_{pipe}	Radio del círculo (o tubería del SRC-PVT), m
T_A	Temperatura del área de transferencia de calor, K.
T_a	Temperatura ambiente, K.
T_{abs}	Temperatura del absorbedor, K.

$T_{in,HTF}$	Temperatura del HTF a la entrada del SRC-PVT, K.
$T_{out,HTF}$	Temperatura del HTF a la salida del SRC-PVT, K.
T_{PTC}	Temperatura del PTC, K.
T_{PV}	Temperatura de los PV, K.
T_{sky}	Temperatura del cielo, K.
T_{sub}	Temperatura del substrato, K.
T_1	Temperatura en el extremo caliente del medio (emisor de radiación), K.
T_2	Temperatura en el extremo frío del medio (receptor de radiación), K.
T_{∞}	Temperatura del fluido lejano al área de transferencia de calor, K.
th_{abs}	Espesor del absorbedor, m.
th_{max}	Espesor máximo del substrato, m.
th_{min}	Espesor mínimo del substrato, m.
th_{sub}	Espesor aproximado del substrato, m.
th_{pared}	Espesor de la pared (longitud característica), m.
th_{PV}	Espesor de los PV, m.
th_{sub}	Espesor del substrato, m.
U	Coefficiente global de transferencia de calor, W/(m ² ·K).
u	Velocidad, m/s.
u_{air}	Velocidad del aire, m/s.
u_{water}	Velocidad del agua, m/s.
W_{abs}	Ancho del absorbedor, m.
x	Vector de incógnitas.

Letras griegas y símbolos

α_{abs}	Absorbancia del absorbedor.
α_{PTC}	Absorbancia del PTC.
α_{PV}	Absorbancia de los PV.
ε	Emisividad del medio.
ε_{abs}	Emisividad del absorbedor.
ε_{PTC}	Emisividad del PTC.
ε_{PV}	Emisividad de los PV.
η_{elec}	Eficiencia eléctrica.
η_{opt}	Eficiencia óptica.
η_{PV}	Eficiencia de los PV.
η_{th}	Eficiencia térmica.
μ	Viscosidad dinámica, kg/(m·s).
μ_{air}	Viscosidad dinámica del aire, kg/(m·s).
μ_{water}	Viscosidad dinámica del agua, kg/(m·s).
ν	Viscosidad cinemática, m ² /s.
ρ	Densidad, kg/m ³ .
ρ_{air}	Densidad del aire, kg/m ³ .
ρ_{water}	Densidad del agua, kg/m ³ .
σ	Constante de Stefan-Boltzmann, 5.6704×10 ⁻⁸ W/(m ² ·K ⁴).
∂	Derivada parcial.
ϵ	Efectividad del intercambiador.

Capítulo I: Introducción

Este capítulo se divide en siete secciones: La primera sección es una introducción a los colectores solares de concentración y su rol a nivel mundial. La segunda sección son los antecedentes, se enlistan varios estudios enfocados en concentradores solares con generación fotovoltaica y térmica, de tipo cilindro parabólico. La tercera sección es el planteamiento del problema a solucionar. La cuarta sección es la justificación, donde se expone la relevancia e importancia de este trabajo de tesis. La quinta sección corresponde a los objetivos, general y específicos. La sexta sección son los alcances. Finalmente, la séptima sección resume la organización del presente documento.

1.1 Introducción

El consumo de energía está estrechamente vinculado a la evolución de la civilización y la economía. Los servicios que mejoran la calidad de vida de la sociedad son operados mediante el uso de energía eléctrica y térmica. Por lo tanto, se considera imperativo disponer de un suministro diversificado y abundante de energía para asegurar el desarrollo de la humanidad. Las tecnologías de colectores solares tipo CPV/T (del inglés: *Concentrated PhotoVoltaic Thermal*) son consideradas candidatas para satisfacer estas necesidades. Estas tecnologías utilizan la irradiación solar como fuente de energía, para cubrir demandas de electricidad y calor.

La Fig. 1.1 muestra que en el año 2021 las plantas de CSP (del inglés: *Concentrated Solar thermal Power*) instaladas en todo el mundo tenían una capacidad de producción de energía de 6 GW. Esta producción mediante plantas CSP se encuentra instalada principalmente en Estados Unidos y España. Mientras que los países que proyectan un incremento en la producción de energía mediante la construcción de nuevas plantas CSP son: Chile, Emiratos Árabes Unidos, China y Sudáfrica. A nivel industrial, cerca del 70 % de las plantas CSP en construcción están basadas en colectores de tipo cilindro parabólico, el resto está basado en plantas de torre central [1]. A pesar de los esfuerzos realizados, esta tecnología se encuentra menos desarrollada en comparación con otras fuentes renovables, como la energía solar fotovoltaica convencional o la energía eólica. Por lo cual, se recomienda emplear políticas que promuevan los beneficios fiscales en la instalación de plantas CSP, además de fomentar la investigación y desarrollo (I + D) para reducir los costos de instalación.

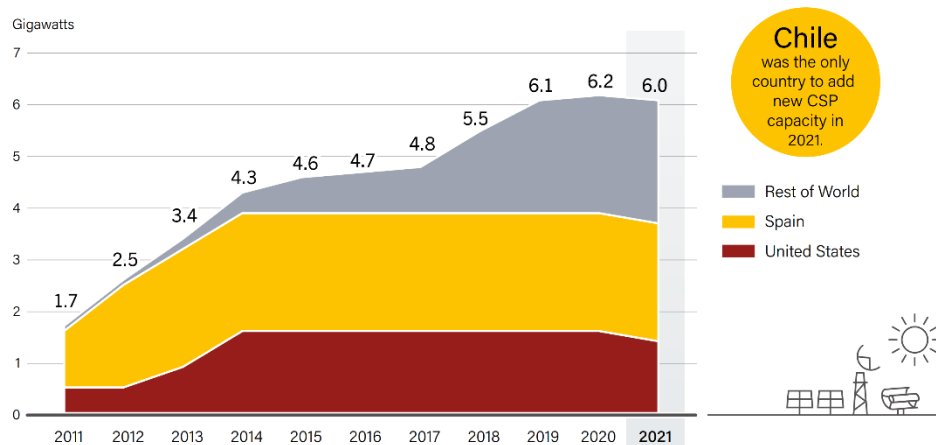


Fig. 1.1. Capacidad mundial de producción de energía mediante plantas CSP [1].

Dentro de la investigación y desarrollo de tecnologías CSP, los colectores solares de tipo lineal con mayor relevancia, son: el PTC (del inglés: *Parabolic Trough Collector*) y el CPC (del inglés: *Compound Parabolic Collector*) [2], [3]. Existen múltiples estudios que profundizan en este tipo de colectores [4], [5], [6], [7], siendo sus principales enfoques: el modelado de sistemas, pruebas experimentales, estudios de caso, estudios paramétricos, entre otros. Sin embargo, estos estudios solo se centran en colectores convencionales tipo CSP (que solo generan energía térmica). En contraste, se observa una creciente tendencia hacia la investigación de colectores capaces de generar energía eléctrica y térmica, mediante el uso de los receptores solares denominados SRC-PVT (del inglés: *Solar Receiver Collector - PhotoVoltaic Thermal*) [8].

1.2 Antecedentes

Se han consultado múltiples estudios enfocados en tecnologías CPV/T basadas en combinar colectores de tipo parabólico lineal con diferentes SRC-PVT [9], [10]. En principio, se puede considerar que se dispone de las ventajas de ambos sistemas: La concentración de la radiación solar requiere una menor área de incidencia, por lo cual, el área del PV puede ser de menor tamaño mientras que la generación de electricidad es igual o superior a la de su equivalente convencional. Por su parte, el HTF absorbe el calor generado por el PV, manteniendo así una buena eficiencia. Y este calor puede aprovecharse en otros procesos. Sin embargo, se ha demostrado que estos sistemas están sujetos a una serie de limitaciones al ser implementados en aplicaciones prácticas [11], [12].

Es necesario llegar a compromisos entre la producción de energía térmica del HTF y la eficiencia eléctrica del PV. Los rangos de temperatura que permiten la utilización de un sistema CSP suelen ser superiores a los rangos de temperatura de funcionamiento permitidos por el PV [13], [14]. En consecuencia, la capacidad de un sistema CPV/T para satisfacer las necesidades térmicas se ve limitada. Además, las condiciones meteorológicas influyen significativamente en el rendimiento global del sistema [15], [16]. El perfil de la demanda, establecido por los requisitos operativos de la aplicación atendida, determina el dimensionamiento y la viabilidad del sistema [17].

Acosta-Pazmiño [18] examina el rendimiento tecno-económico de un sistema CPV/T de baja concentración con el objetivo de suministrar calefacción auxiliar y electricidad a una instalación deportiva. Las simulaciones se ejecutaron utilizando el software TRNSYS, con las condiciones meteorológicas de Monterrey, México. Los resultados demostraron que el sistema CPV/T podía proporcionar el 72% de la calefacción necesaria durante los meses de verano y el 24% durante el invierno. La evaluación técnica y económica abarcó el coste total del sistema y los costes del ciclo de vida, que tuvieron en cuenta las reducciones en el consumo de combustible y electricidad.

Santana [19] evalúa el rendimiento de un sistema de desalinización acoplado a un SRC-PVT, con geometría de prisma triangular, acoplado a un PTC. El estudio comprende una serie de simulaciones numéricas realizadas en diversas localizaciones costeras de México y Singapur, que abarcan un periodo de doce meses. Las contribuciones incluyen un estudio paramétrico para determinar las dimensiones adecuadas de los sistemas examinados, centrándose en la superficie apropiada del PTC y la temperatura de entrada recomendada para el sistema de desalinización.

Calise [20] describe el desarrollo de un modelo matemático de un colector tipo PTC acoplado a un SRC-PVT de dimensión cero. El SRC-PVT tiene una geometría de prisma triangular que incluye PVs de triple unión en 2 de sus caras. EL Estudio evalúa una serie de parámetros del modelo matemático: la longitud del tubo, el diámetro del tubo, el ancho de las caras del prisma y la resistencia térmica del absorbedor. El autor encontró que el rendimiento del modelo es conveniente incluso para temperaturas superiores a los 100 °C. Pero sus eficiencias son muy susceptibles a los cambios de radiación solar.

Yazdanifard [21] presenta la simulación de un modelo matemático de un SRC-PVT donde el HTF es un nanofluido. El estudio presenta el comportamiento del modelo al variar un grupo de parámetros: la relación de concentración, la longitud y el diámetro de la tubería del SRC-PVT. Los resultados determinaron que el incremento de la longitud de la tubería disminuye la eficiencia energética. Mientras que, el incremento del diámetro de la tubería tiene un impacto mínimo en el rendimiento del modelo.

Herez [22] propone un modelo matemático de un SRC-PVT con geometría de prisma triangular acoplado a un PTC. Se realiza un estudio de caso para las localidades de: Baalbek, Angers y Abu Dhabi. Para los tres casos, se comparan los valores de temperatura dados por el modelo matemático, las eficiencias y la producción de energía. A partir de esta información, se calculan el ahorro y el rendimiento del sistema estudiado, así como las reducciones de CO₂ emitidas al medio ambiente.

En la revisión de los estudios previamente descritos se encontró que se asumen propiedades constantes para los coeficientes de transferencia de calor (HTF de la tubería y aire del ambiente para el PV y absorbedor). Es de suma importancia establecer unas correctas condiciones de entrada, para que los resultados arrojados por los modelos matemáticos muestren un rendimiento realista del sistema, o de otro modo se efectuaran estimaciones muy favorables.

1.3 Planteamiento del problema

A pesar de los avances descritos en los antecedentes, existe una limitación recurrente en los modelos matemáticos actuales, incluyendo el estudio de referencia de Herez [22]: la simplificación de las propiedades termo-físicas.

La mayoría de los estudios asumen coeficientes de transferencia de calor constantes para el HTF en la tubería y el aire en contacto con el SRC-PVT, ignorando su dependencia de la temperatura. Incluso en el caso específico de Herez [22], se observa que la velocidad del viento se mantiene constante, a pesar de tratarse de un parámetro meteorológico importante. Esta simplificación reduce la carga computacional, pero introduce errores en la predicción del rendimiento energético, especialmente en zonas con alta variabilidad térmica y de irradiancia, como México.

Este trabajo tesis aborda esta brecha, el modelo desarrollado aprovecha las funciones del programa EES para actualizar las propiedades termo-físicas de los fluidos involucrados (agua y aire), esta consideración permite calcular los coeficientes de convección de forma más exacta según las variaciones de los datos meteorológicos de entrada (radiación solar, temperaturas y velocidad de los fluidos involucrados).

1.4 Justificación

El crecimiento de la demanda energética, la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, así como el encarecimiento de los combustibles fósiles, han impulsado el desarrollo de tecnologías que aprovechen las fuentes de energía renovable. Entre las cuales, la energía solar representa una de las alternativas más prometedoras. Dentro de estas tecnologías, los colectores solares de tipo PTC son los más utilizados a nivel mundial, debido su alto potencial para la conversión eficiente de la radiación solar a energía térmica. Y recientemente, a energía eléctrica mediante el uso de receptores que integran celdas fotovoltaicas.

Este trabajo de tesis está enfocado en el modelado matemático de un colector solar de tipo PTC acoplado a un SRC-PVT. Su análisis bajo las condiciones meteorológicas de las localidades de Cuernavaca (clima templado relativamente estable) y Mexicali (clima desértico extremo). Además de un análisis del impacto de las características geométricas del SRC-PVT y el flujo másico del HTF sobre su comportamiento. Las contribuciones de este trabajo de tesis permiten establecer un marco de referencia para las capacidades y compromisos que este tipo de colectores solares presenta ante diferentes escenarios.

Este trabajo de tesis se justifica desde tres perspectivas fundamentales:

- **Relevancia Científica y Técnica:** La mayoría de los modelos matemáticos existentes para receptores SRC-PVT simplifican la física del sistema asumiendo propiedades termo-físicas constantes. Si bien esto facilita el cálculo, en sistemas de concentración donde se alcanzan altas temperaturas, las variaciones en la densidad, viscosidad y conductividad del fluido de trabajo (HTF) y del aire son significativas. Ignorar estas variaciones puede llevar a sobreestimar la eficiencia del sistema. Este trabajo tesis aborda este punto, el modelo desarrollado aprovecha las funciones del programa EES para actualizar las propiedades termo-físicas de los fluidos involucrados (agua y aire), esta consideración permite calcular los coeficientes de convección de forma más exacta según las variaciones de los datos meteorológicos de entrada.
- **Impacto Económico:** Para que la tecnología CPV/T sea comercialmente viable, es necesario hacer un correcto dimensionamiento antes de la manufactura. Un modelo matemático validado permite realizar estudios paramétricos que permitan prever el comportamiento del CPV/T sin la necesidad de costosos prototipos físicos de prueba y error. El trabajo de tesis también sugiere algunas consideraciones para hacer más realistas los valores de radiación introducidos al modelo matemático. Si no se cuida este apartado, se cae en el error de establecer estimaciones demasiado favorables del rendimiento del sistema, lo que a su vez sesga los análisis de viabilidad tecnológica como los LCOE.
- **Relevancia Social y Nacional:** El estudio de caso aplicado a localidades contrastantes como Mexicali (clima árido extremo) y Cuernavaca (clima templado) permite evaluar el comportamiento del sistema en escenarios reales de operación en México. Los resultados obtenidos proporcionarán información valiosa para el diseño de sistemas descentralizados capaces de suministrar electricidad y calor de proceso (agua caliente, climatización) en regiones con alta demanda energética, coadyuvando así a las metas nacionales de reducción de huella de carbono y seguridad energética.

1.5 Objetivos

A continuación, se presentan el objetivo general y los objetivos específicos planteados para el desarrollo de este trabajo de tesis.

1.5.1 Objetivo general

Evaluar el rendimiento energético de un sistema de concentración solar cilindro parabólico acoplado a un receptor fotovoltaico/térmico (SRC-PVT), mediante el desarrollo y validación de un modelo matemático que incorpore propiedades termo-físicas variables, para determinar su viabilidad técnica en las condiciones meteorológicas de Cuernavaca y Mexicali.

1.5.2 Objetivos particulares

- Desarrollar un modelo matemático detallado del sistema SRC-PVT en el entorno EES, que considere las variaciones en las propiedades termo-físicas del HTF y el aire para diferentes condiciones meteorológicas.
- Validar la fiabilidad del modelo desarrollado contrastando sus resultados numéricos con datos reportados previamente en la literatura.
- Cuantificar la producción de energía y las eficiencias del sistema mediante un estudio de caso anual bajo las condiciones meteorológicas de Cuernavaca y Mexicali, estableciendo el potencial de la tecnología en dichos escenarios.
- Determinar la influencia de los parámetros geométricos (longitud, diámetro de tubería y ancho de cara) y operativos (flujo másico) sobre la eficiencia eléctrica y térmica mediante un estudio paramétrico.

1.6 Alcances

En este trabajo de tesis se desarrolla la simulación de un PTC acoplado a un SRC-PVT basado en las ecuaciones de balance de energía propuestas por Herez [22], [23]. El modelo matemático desarrollado se simula con los *software* EES (del inglés: *Engineering Equation Solver*) y TRNSYS (del inglés: *Transient System Simulation Tool*). El modelo matemático aprovecha las funciones de EES para actualizar las propiedades físicas y térmicas de los fluidos involucrados (aire y agua), esta función permite calcular los números adimensionales de forma más exacta. En el estudio de Herez [22] no se realiza esta consideración, manteniendo la velocidad del viento constante y el cálculo de las convecciones fijas, a pesar de tratarse de un parámetro meteorológico importante. Este trabajo de tesis presenta un estudio de caso bajo las condiciones meteorológicas de las localidades de Cuernavaca y Mexicali, en México. Se brindan algunas recomendaciones y consideraciones con respecto a los valores meteorológicos ingresados al modelo. También se presenta un estudio paramétrico enfocado en la geometría del SRC-PVT y el flujo másico. Resulta de interés observar el impacto de estos parámetros en el comportamiento del modelo matemático, para determinar las dimensiones de un prototipo experimental. Los principales productos del trabajo son:

- El *script* en EES del modelo matemático desarrollado.
- El estudio de caso basado en las condiciones meteorológicas de Cuernavaca y Mexicali.
- Las consideraciones en los parámetros meteorológicos ingresados al modelo.
- El estudio paramétrico de las características geométricas del SRC-PVT y el flujo másico del HTF.
- El artículo científico correspondientes a la revisión del estado del arte.
- El artículo científico correspondiente a los resultados del trabajo de tesis (estudio de caso y paramétrico).

1.7 Organización del documento

El Capítulo II, titulado “Estado del arte” presenta cinco secciones: La primera sección resume y brinda una descripción de estudios de revisión del estado del arte que sirven de antesala a este trabajo de tesis. La segunda sección señala la metodología y criterios seguidos en la búsqueda de estudios enfocados en colectores solares tipo PTC y CPC acoplados a un SRC-PTV. La tercera sección presenta los estudios clasificados e incluidos en la revisión del estado del arte efectuada. La cuarta sección brinda algunos ejemplos típicos de aplicaciones para los PTC acoplados a un SRC-PTV. Finalmente, la quinta sección enlista y describe las principales geometrías de los SRC-PVT.

El Capítulo III, titulado “Fundamentos teóricos” presenta cinco secciones: La primera sección describe las generalidades de los archivos TMY y los parámetros meteorológicos de interés para los sistemas de concentración solar. La segunda sección brinda los principios básicos de los modos de transferencia de calor, estudiados en Termodinámica. La tercera sección explica el funcionamiento de la analogía de la resistencia térmica, empleada para describir los flujos de calor por diferentes medios. La cuarta sección presenta los conceptos básicos del método de la efectividad de NTU, para analizar intercambiadores de calor. Finalmente, la quinta sección expone los principios de operación de los PV y los factores más importantes en su funcionamiento.

El Capítulo IV, titulado “Desarrollo del modelo matemático” presenta nueve secciones: La primera sección describe las ecuaciones de balance de energía que modelan el comportamiento de un colector solar tipo PTC acoplado a un SRC-PVT. De la segunda a la quinta sección se describen los flujos de calor por conducción, convección, radiación, así como la irradiación solar incidente que considera el modelo matemático. La sexta sección presenta las ecuaciones que calculan la potencia y eficiencia generada por el modelo matemático. La séptima sección enlista y clasifica las variables y parámetros del modelo matemático, para realizar un análisis de grados de libertad. La octava sección, describe el algoritmo de solución de las ecuaciones de balance de energía mediante métodos iterativos. Finalmente, la novena sección presenta el proceso de simulación del modelo matemático y su validación.

El capítulo V, titulado “Resultados” presenta dos secciones: La primera sección es un estudio de caso que expone un análisis del comportamiento del modelo matemático, para las condiciones meteorológicas de las localidades de Cuernavaca y Mexicali. La segunda sección corresponde a un estudio paramétrico que presenta un análisis del comportamiento del modelo matemático, al variar los parámetros geométricos del SRC-PVT y el flujo másico del HTF.

El capítulo VI, titulado “Discusión y conclusiones” presentan tres secciones: La primera sección corresponde a la discusión de resultados, donde se hace una comparación de los resultados obtenidos por el modelo matemático con respecto a estudios similares. La segunda sección son las conclusiones del análisis de los resultados obtenidos. Finalmente, la tercera sección sugiere trabajos futuros que pueden desarrollarse a partir de los resultados y productos obtenidos en este trabajo de tesis.

Capítulo II: Estado del arte

Este capítulo se divide en cinco secciones: La primera sección resume y brinda una descripción de estudios de revisión del estado del arte que sirven de antesala a este trabajo de tesis. La segunda sección señala la metodología y criterios seguidos en la búsqueda de estudios enfocados en colectores solares tipo PTC y CPC acoplados a un SRC-PTV. La tercera sección presenta los estudios clasificados e incluidos en la revisión del estado del arte efectuada. La cuarta sección brinda algunos ejemplos típicos de aplicaciones para los PTC acoplados a un SRC-PTV. Finalmente, la quinta sección enlista y describe las principales geometrías de los SRC-PVT.

2.1 Estudios de revisión del estado del arte previos

La Tabla 2.1 presenta un resumen de estudios recientes de revisiones del estado del arte enfocados en el tema de modelado, así como la clasificación de colectores tipo PTC y CPC. Este resumen sirve de antecedente para los objetivos planteados en este trabajo de tesis.

Tabla 2.1. Resumen de estudios de revisión enfocados en colectores PTC y CPC.

Autor y revista	Enfoque del estudio	Puntos destacados del estudio
Herez - 2020 [8]	Revisión de colectores solares acoplados a un SRC-PVT.	Una novedosa clasificación de colectores PVT.
		Descripción de las aplicaciones que utilizan sistemas de colectores PVT.
		Presentación de sistemas de colectores PVT basados en generadores termoelectricos (TEG).
		Revisión de estudios sobre sistemas PVT tomando en cuenta su clasificación, aplicación y tipo de sistemas PVT-TEG existentes.
Bayareh - 2023 [24]	Modelado y simulación de colectores solares convencionales tipo PTC.	Técnicas numéricas utilizadas para la simulación de colectores PTC.
		Avances recientes, desafíos y direcciones futuras en la simulación numérica de los colectores PTC.
		Modelos matemáticos utilizados para simular el rendimiento de los colectores PTC.
		Algoritmos de optimización para minimizar los costos computacionales.
Singh - 2023 [25]	Modelado y simulación de colectores solares convencionales tipo PTC.	Verificación del rendimiento térmico, óptico y termodinámico estimado por las simulaciones.
		Procedimiento para el análisis geométrico de los colectores PTC.
		Revisión sobre modelos matemáticos relacionados con parámetros geométricos, pérdidas térmicas del SRC y parámetros de rendimiento del PTC.
		Criterios y descripción del modelo de resistencia térmica, ecuaciones matemáticas y pérdidas térmicas asociadas con el SRC.
Masood - 2022 [26]	Características, análisis y estrategias de mejora en colectores tipo CPC convencionales y PVT.	Mejoras del rendimiento en los PTC mediante el uso de nanofluidos, aletas disipadoras, ajuste de la superficie de contacto o sus combinaciones.
		Descripción de los componentes de un sistema fotovoltaico de concentración basado en un colector CPC.
		Revisión de la literatura disponible relacionada con el diseño y la evaluación del rendimiento óptico de los CPC para aplicaciones fotovoltaicas.
		Recopilación de estudios recientes de colectores CPC, incluyendo estudios sobre el impacto de las aletas horizontales y verticales en las propiedades de transferencia de calor.
Malan - 2021 [27]	Análisis matemático y modelado óptico de colectores solares convencionales tipo PTC.	Discusión sobre los desafíos para los colectores CPC, así como recomendaciones apropiadas para futuras investigaciones y desarrollo en este campo.
		Análisis óptico del colector PTC, incluyendo técnicas de medición y software de modelado.
		Análisis óptico y térmico del rendimiento del colector PTC.
		Discusión sobre los desafíos y limitaciones del análisis óptico y térmico del PTC.
Yilmaz - 2018 [28]	Modelado y simulación de colectores solares convencionales tipo PTC.	Revisión de estudios previos sobre el modelado de los colectores PTC.
		Descripción de los modelos ópticos y térmicos, así como los enfoques de modelado.
		Enfoques analíticos y de trazado de rayos para el modelado óptico.
		Revisión de las condiciones de transferencia de calor estacionarias y transitorias para el modelado térmico.
		Descripción de técnicas pasivas y de nanofluidos para la mejora del rendimiento del colector PTC.

Herez et al. [8] menciona que: La eficiencia térmica se ve ligeramente afectada por el tipo de PV utilizado, siendo comúnmente basados en silicio monocristalino y de triple unión. Los CPV/T que emplean agua como HTF exhiben mayores eficiencias eléctricas y térmicas que los basados en aire. Los SRC-PVT sin cubierta de vidrio son más favorables cuando se requiere una alta producción de energía eléctrica. Mientras que los SRC-PVT con cubierta vidrio presentan una alta eficiencia térmica. Los sistemas CPV/T son adecuados para aplicaciones que demandan más energía térmica que eléctrica. El material absorbente desempeña un papel crucial en la captación de energía solar, siendo el aluminio y el cobre los materiales absorbentes más utilizados.

Bayareh et al. [24] destaca: La necesidad de mejorar la eficiencia computacional en los algoritmos de simulación para sistemas CSP. Además, subraya la necesidad de desarrollar modelos más precisos y detallados para simular el comportamiento de los colectores PTC bajo diversas condiciones de operación.

Singh et al. [25] recomienda: Estudiar el efecto de las propiedades ópticas de los colectores PTC. Se sugiere dirigir los estudios hacia el desarrollo de un nanofluido de bajo costo, más estable y no tóxico. Se insta a llevar a cabo una mayor validación experimental de los colectores PTC con el fin de reducir la brecha entre los estudios numéricos y experimentales. Se propone mejorar el rendimiento de los colectores PTC a partir de técnicas como el método Taguchi.

Masood et al. [26], señala varias áreas de oportunidad en los sistemas basados en colectores CPC: Desarrollo de nuevos materiales, tecnologías de fabricación y diseño de colectores. Adaptación bajo diferentes condiciones meteorológicas y geográficas. El estudio de la viabilidad económica y de la producción a gran escala. Integración con sistemas de almacenamiento de energía.

Malan et al. [27], identifica las siguientes áreas de oportunidad: Investigar el análisis de rendimiento del colector PTC de gran apertura. Estudiar el efecto de las pérdidas en los extremos y profundizar en el análisis del impacto de los errores ópticos (tanto aleatorios como no aleatorios). Ampliar la discusión sobre los desafíos y limitaciones del análisis óptico y térmico de los PTC.

Yilmaz et al. [28] señala las siguientes oportunidades de investigación para las tecnologías de vanguardia enfocadas en colectores PTC: Los SRC evacuados presentan problemas de fugas de aire y roturas (especialmente en condiciones de altos gradientes de temperatura). Por lo tanto, se prioriza la investigación en modelos mejorados de SRC llenos de aire. La búsqueda de la uniformidad del perfil de temperatura en el SRC se plantea como otro campo de investigación relevante. Existe interés en el desarrollo de simulaciones dinámicas que permitan mejorar las estrategias de control en plantas solares generadoras de vapor.

Los estudios de la Tabla 2.1 demuestran que se han realizado trabajos de revisión enfocados en diferentes sistemas CSP, especialmente en colectores PTC. Sin embargo, estos trabajos se centran en sistemas CSP acoplados a SRC convencionales. En contraste, el trabajo de Herez [8] ofrece una revisión más clara sobre las clasificaciones y aplicaciones de tecnologías PVT, pero no profundiza en aspectos de modelado y simulación.

Aunque muchos de los fundamentos abordados para las tecnologías CSP convencionales (como el análisis geométrico y óptico) son aplicables a las tecnologías CPV/T. No ocurre lo mismo en el análisis térmico del SRC-PVT. Este análisis requiere el ajuste de estrategias de modelado y simulación que consideren la interacción de la etapa fotovoltaica y térmica. Es en esta área, donde se encuentra un nicho de oportunidad, clasificando estudios que aborden el modelado y rendimiento de sistemas CPV/T.

2.2 Metodología de la revisión del estado del arte

La revisión del estado del arte consistió en una búsqueda exhaustiva de estudios enfocados en PTC y CPC acoplados a un SRC-PVT. El proceso se realizó de forma sistemática en los buscadores de Elsevier, MDPI, ASME, Wiley y Google Scholar, con las siguientes palabras clave:

- PTC - PVT: *Parabolic Trough Collector - PhotoVoltaic Thermal*.
- CPC - PVT: *Compound Parabolic Collector - PhotoVoltaic Thermal*.
- CPV/T: *Concentrated PhotoVoltaic Thermal*.
- LCPVT: *Low Concentrating PhotoVoltaic Thermal*.
- HCPVT: *High Concentrating PhotoVoltaic Thermal*.
- PTES: *Photovoltaic Thermal Electrical System*.
- CHAPS: *Combined Heat And Power Solar*.

También se utilizó la herramienta *Research Rabbit*, que se muestra en la Fig. 2.1. Esta plataforma permite identificar los estudios relacionados a una lista de referencias previamente proporcionada. La búsqueda se organiza según criterios como: año, revista, autor, entre otros.

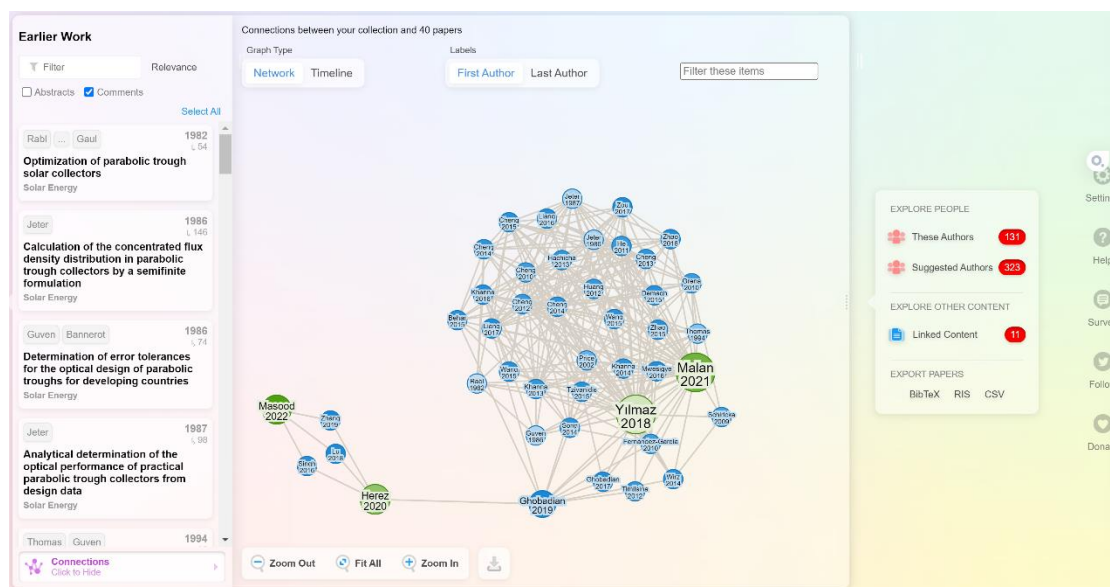


Fig. 2.1. Detección de estudios de interés desde la herramienta Research Rabbit.

El rango de búsqueda de estudios para la revisión del estado del arte, comprende del año 2013 hasta mediados del año 2023. Se dio prioridad a los estudios recientes que presentaron datos numéricos claros. Los estudios consultados se agrupan en la Tabla 2.2 para los enfocados en colectores PTC, y la Tabla 2.3 para los enfocados en colectores CPC.

Dentro de las tablas, las primeras tres columnas corresponden: al año de publicación, el autor del estudio y la revista. Esta jerarquización permite identificar individualmente cada estudio consultado. La columna cuatro indica si la investigación es teórica o si incluye resultados experimentales. La columna cinco presenta la principal aportación del estudio, se estableció una clasificación de siete diferentes tipos de aportaciones para los estudios consultados. Por último, la columna seis brinda anotaciones con respecto a las consideraciones de modelado, para los estudios que abordan este punto.

Tabla 2.2. Estudios de la revisión del estado del arte correspondiente a colectores PTC acoplados a un SRC-PVT.

Año	Autor	Revista	Estudio	Principal aportación del estudio	Consideraciones de modelado
2023 [29]	Azizi	<i>Applied Thermal Engineering</i>	Experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2023 [30]	Hou	<i>Renewable Energy</i>	Teórico	Análisis óptico y espectral	NA
2023 [31]	Renno	<i>Energies</i>	Experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2023 [19]	Santana	<i>Energies</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2023 [32]	Zheng	<i>Applied Energy</i>	Teórico	Estudio paramétrico y de sensibilidad	Eq. balance de energía
2022 [33]	Acosta	<i>Renewable Energy</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario
2022 [34]	Dogahe	<i>Environmental Progress & Sustainable Energy</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2022 [35]	Gorouh	<i>Renewable Energy</i>	Teórico y experimental	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Cuasi-Estacionario, 1D
2022 [36]	Kurşun	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario
2022 [37]	Zhu	<i>Solar Energy</i>	Teórico y experimental	Análisis óptico y espectral	NA
2021 [38]	Cabral	<i>Solar Energy</i>	Experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2021 [22]	Herez	<i>Renewable Energy Focus</i>	Teórico	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Estacionario, 1D
2021 [23]	Herez	<i>Renewable Energy</i>	Teórico	Estudio paramétrico y de sensibilidad	Estacionario, 1D
2021 [39]	Hu	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico	Estudio paramétrico y de sensibilidad	Estacionario
2021 [17]	Renno	<i>Energies</i>	Experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2021 [40]	Zhang	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Eq. balance de energía
2021 [41]	Zima	<i>Energy</i>	Teórico y experimental	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Dinámico, 1D
2020 [18]	Acosta	<i>Energies</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario
2020 [42]	Alayi	<i>Environmental Progress & Sustainable Energy</i>	Teórico	Estudio paramétrico y de sensibilidad	NA
2020 [43]	Felsberger	<i>Energies</i>	Experimental	Desarrollo y prueba experimental	NA
2020 [44]	Gakkhar	<i>Applied Thermal Engineering</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario, 1D
2020 [45]	Huaxu	<i>Energy</i>	Experimental	Análisis óptico y espectral	NA
2020 [46]	Khouya	<i>Applied Thermal Engineering</i>	Teórico	Estudio paramétrico y de sensibilidad	Elementos finitos
2020 [47]	Otanicar	<i>Applied Energy</i>	Teórico y experimental	Desarrollo y prueba experimental	Estacionario
2020 [48]	Renno	<i>Energies</i>	Teórico	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Estacionario, 1d
2020 [49]	Renno	<i>Energies</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2020 [50]	Riahi	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Dinámico
2020 [51]	Wang	<i>Renewable Energy</i>	Teórico	Análisis óptico y espectral	NA
2020 [52]	Wingert	<i>Solar Energy</i>	Experimental	Análisis óptico y espectral	NA
2019 [53]	Adam	<i>Energy</i>	Teórico	Análisis óptico y espectral	Estacionario, 2D
2019 [54]	Alves	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario, 3D, Elementos finitos 3D
2019 [55]	Karathanassis	<i>Renewable Energy</i>	Teórico	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Dinámico
2019 [56]	Liew	<i>Renewable Energy</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	1D, Eq. balance de energía
2019 [57]	Maatallah	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Dinámico, 3D

2019 [58]	Renno	<i>Applied Thermal Engineering</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario
2019 [59]	Renno	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico y experimental	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Estacionario, 1D
2019 [60]	Valizadeh	<i>Renewable Energy</i>	Teórico	Análisis de energía y exergía	Estacionario, 1D
2019 [61]	Wang	<i>Energy</i>	Teórico	Análisis óptico y espectral	Elementos finitos
2019 [62]	Widyolar	<i>Applied Energy</i>	Teórico y experimental	Análisis óptico y espectral	NA
2018 [63]	Ben Youssef	<i>Solar Energy</i>	Teórico y experimental	Estudio paramétrico y de sensibilidad	2D, Elementos finitos
2018 [64]	Ben Youssef	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario
2018 [65]	Otanicar	<i>Applied Energy</i>	Experimental	Análisis óptico y espectral	NA
2018 [12]	Renno	<i>Energies</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario, 1D, Elementos finitos
2018 [66]	Widyolar	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Análisis óptico y espectral	NA
2018 [67]	Widyolar	<i>Applied Energy</i>	Teórico	Análisis óptico y espectral	NA
2017 [68]	An	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico y experimental	Estudio paramétrico y de sensibilidad	Estacionario
2017 [69]	Karathanassis	<i>Renewable Energy</i>	Experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2017 [70]	Mohsenzadeh	<i>Renewable Energy</i>	Experimental	Desarrollo y prueba experimental	NA
2017 [71]	Srivastava	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario, 3D, Elementos finitos
2017 [72]	Wang	<i>Applied Thermal Engineering</i>	Teórico y experimental	Análisis óptico y espectral	NA
2017 [73]	Widyolar	<i>Renewable Energy</i>	Teórico y experimental	Análisis óptico y espectral	Elementos finitos
2017 [21]	Yazdanifard	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico	Estudio paramétrico y de sensibilidad	Cuasi-Estacionario, 1D
2016 [74]	Brekke	<i>Journal of Solar Energy Engineering</i>	Teórico	Simulación y/o validación de un modelo matemático	2D
2016 [75]	Stanley	<i>Applied Energy</i>	Experimental	Análisis óptico y espectral	NA
2015 [76]	Al-Nimr	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Estudio paramétrico y de sensibilidad	Estacionario
2014 [77]	Barrau	<i>Solar Energy</i>	Experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2014 [78]	Xu	<i>Journal of Thermal Science and Engineering Applications</i>	Teórico	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Estacionario, 2D, Elementos finitos
2013 [79]	Calise	<i>Energy</i>	Teórico	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Estacionario
2013 [80]	Karathanassis	<i>Applied Thermal Engineering</i>	Teórico	Estudio de geometrías y/o seguimiento solar	NA

Tabla 2.3. Estudios de la revisión del estado del arte correspondiente a colectores CPC acoplados a un SRC-PVT.

Año	Autor	Revista	Estudio	Principal aportación del estudio	Consideraciones de modelado
2023 [81]	Renno	<i>Energies</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2023 [82]	Renno	<i>Sustainability</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario, Elementos finitos
2023 [83]	Valizadeh	<i>Case Studies in Thermal Engineering</i>	Teórico y experimental	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Estacionario
2020 [84]	Wang	<i>Solar Energy</i>	Experimental	Estudio de geometrías y/o seguimiento solar	Ec. diferencial
2020 [85]	Widyolar	<i>Solar Energy</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Ec. de continuidad
2020 [86]	Ben Youssef	<i>Energy</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Dinámico, Ec. de continuidad
2020 [87]	Ben Youssef	<i>Energies</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario, Elementos finitos, Ec. diferencial
2019 [88]	Otanicar	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Análisis óptico y espectral	Cuasi-Dinámico

2019 [89]	Haiping	<i>Applied Thermal Engineering</i>	Experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2019 [90]	Haiping	<i>Energy</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Cuasi-Estacionario
2019 [91]	Haiping	<i>Journal of Cleaner Production</i>	Teórico y experimental	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Estacionario, 1D
2019 [92]	Wang	<i>Solar Energy</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Dinámico y Estacionario
2019 [93]	Xinxin	<i>Desalination</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario, 1D
2019 [94]	Yang	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico y experimental	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Dinámico
2018 [95]	Cabral	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Estudio de geometrías y/o seguimiento solar	Estacionario, 1D
2018 [96]	Gupta	<i>Desalination</i>	Teórico	Simulación y/o validación de un modelo matemático	Cuasi-Estacionario
2018 [97]	Jaaz	<i>Results in Physics</i>	Experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2018 [98]	Tiwari	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Análisis de energía y exergía	Cuasi-Estacionario, 1D
2018 [99]	Torres	<i>Energies</i>	Teórico	Estudio de geometrías y/o seguimiento solar	NA
2018 [100]	Zhang	<i>Solar Energy</i>	Teórico y experimental	Análisis óptico y espectral	Ec. balance de energía
2017 [101]	Haiping	<i>International Journal of Energy Research</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2017 [102]	Heng	<i>Journal of Solar Energy Engineering</i>	Teórico y experimental	Simulación y/o validación de un modelo matemático	3D, Elementos finitos, Ec. diferencial
2017 [103]	Jaaz	<i>Materials</i>	Experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	NA
2017 [104]	Liu	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario, 3D, Elementos finitos
2017 [105]	Probell	<i>Solar Energy</i>	Experimental	Desarrollo y prueba experimental	NA
2017 [106]	Singh	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Cuasi-Estacionario, Ec. balance de energía
2017 [107]	Tripathi	<i>Solar Energy</i>	Teórico y experimental	Estudio de geometrías y/o seguimiento solar	Cuasi-Estacionario, Ec. balance de energía
2017 [108]	Tripathi	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Cuasi-Estacionario
2017 [109]	Zhang	<i>Renewable Energy</i>	Teórico y experimental	Análisis óptico y espectral	Ec. de no uniformidad
2016 [110]	Atheaya	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Análisis de energía y exergía	Cuasi-Estacionario
2016 [111]	Probell	<i>Solar Energy</i>	Teórico y experimental	Análisis óptico y espectral	Elementos finitos
2016 [112]	Tripathi	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Estudio paramétrico y de sensibilidad	Cuasi-Estacionario, Ec. balance de energía
2016 [113]	Tripathi	<i>Solar Energy</i>	Teórico	Análisis de energía y exergía	Cuasi-Estacionario, 1D, Ec. balance de energía
2016 [114]	Vance	<i>Journal of Solar Energy Engineering</i>	Teórico	Estudio de geometrías y/o seguimiento solar	NA
2016 [115]	Yousef	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Cuasi-Estacionario, Ec. de gobierno
2015 [116]	Li	<i>Solar Energy</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Dinámico
2015 [117]	Li	<i>Applied Energy</i>	Teórico y experimental	Desarrollo y prueba experimental	NA
2015 [118]	Zhou	<i>Energies</i>	Teórico	Análisis óptico y espectral	Estacionario, Elementos finitos
2014 [119]	Bahaidarah	<i>Applied Energy</i>	Teórico y experimental	Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico	Estacionario, 1D, Ec. balance de energía
2014 [120]	Guiqiang	<i>Applied Energy</i>	Teórico y experimental	Análisis óptico y espectral	NA
2014 [121]	Li	<i>Energy Conversion and Management</i>	Teórico y experimental	Análisis óptico y espectral	NA

2.3 Clasificación de los estudios de la revisión del estado del arte

La Fig. 2.2 proporciona una representación porcentual de las editoriales y revistas que acogen estudios enfocados en colectores PTC y CPC acoplados a un SRC-PVT. También se muestra la tendencia de publicación para las cuatro revistas que acogen el mayor número de estudios, y para las editoriales en general.

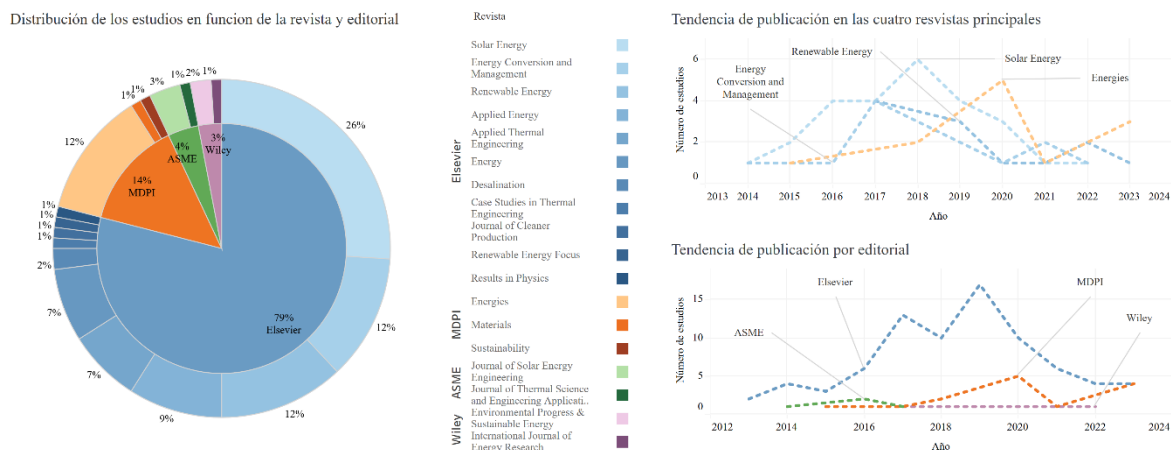


Fig. 2.2. Distribución porcentual de los estudios según editorial y revista, así como la tendencia de publicación en las principales revistas y por editorial [9].

Se observa que la principal editorial con estudios enfocados en colectores tipo PTC y CPC acoplados a un SRC-PVT, es “Elsevier” con las revistas: “Solar Energy” con 26 %, “Renewable Energy” con 12 % y “Energy Conversion and Management” con 12 %. Seguida de la editorial “MDPI” con la revista “Energies” con 12 %. Estas revistas sumadas agrupan el 62 % de los estudios.

Es oportuno destacar a la editorial “ASME” con su revista “Journal of Thermal Science and Engineering Applications”. Esta revista agrupa solo un 4 % de los estudios consultados en esta revisión. Pero se trata de una revista enfocada en temas de energía solar y estudios como el presentado por Brekke et al. [74], que ofrece información oportuna para el modelado de un SRC-PVT. Además de tratarse de un estudio presentado por un grupo de investigación que ha realizado otras aportaciones en el tema de colectores solares.

Como se mostró previamente en la Tabla 2.2 y Tabla 2.3, se asignó un tipo de aportación específica a cada uno de los estudios consultados en la revisión del estado del arte. Siendo un total de siete diferentes tipos de aportación. La aportación asignada está en función del contenido principal y más detallado en cada uno de los estudios consultados. La clasificación excluye aportaciones relacionados con análisis económicos y ambientales. A continuación, se enlistan estos siete tipos de aportación:

- Simulación y/o validación de un modelo matemático.
- Evaluación del rendimiento térmico y/o eléctrico.
- Análisis óptico y espectral.
- Análisis de energía y exergía.
- Estudio paramétrico y de sensibilidad.
- Desarrollo y prueba experimental.
- Estudio de geometrías y/o seguimiento solar.

La Fig. 2.3 presenta la distribución de los estudios consultados en la revisión del estado del arte de acuerdo a su tipo de aportación y de acuerdo a la revista perteneciente. También se muestra la tendencia de publicación de los estudios a lo largo del tiempo, en función de su tipo de aportación.

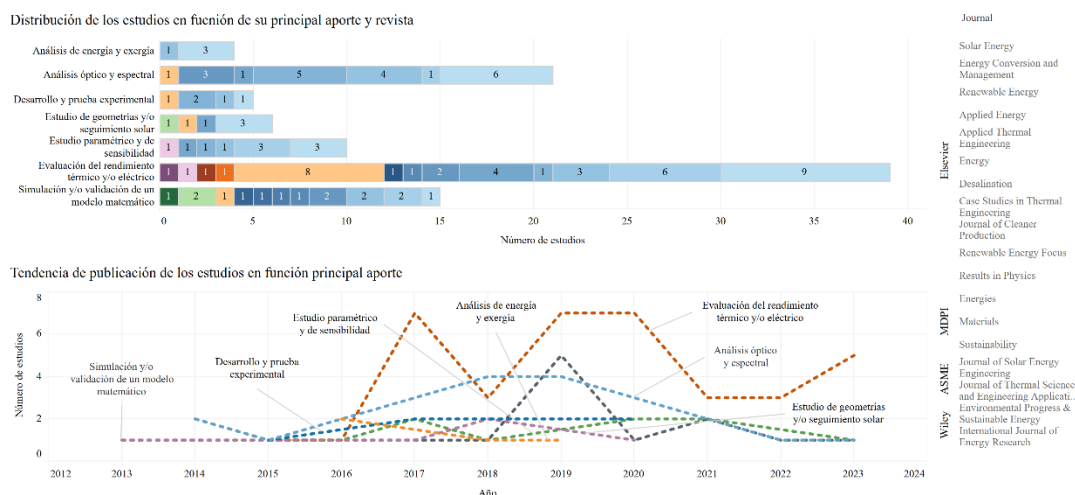


Fig. 2.3. Distribución de los estudios según su principal aportación y revista, así como la tendencia de publicación de los estudios según su principal aportación [9].

Como se comentó previamente, la clasificación excluye las aportaciones de tipo económico y ambiental. Para priorizar las aportaciones de tipo teórico y experimental que están relacionadas con el desarrollo de modelos matemáticos, su validación y pruebas experimentales. Sin embargo, se destacan los siguientes autores por sus aportaciones de tipo económico:

Herez brinda un estudio de revisión del estado del arte de sistemas CPV/T, este estudio se enfocada en la producción de energía eléctrica mediante tecnologías PV y TEG [8]. El autor también propone el modelo para un colector PTC acoplado a un SRC-PVT. Del cual desarrolla un estudio de caso con análisis económico y ambiental [22]. Así como un estudio paramétrico de su modelo propuesto [23].

Acosta y Santana analizan el rendimiento eléctrico y térmico para un colector PTC acoplado a un SRC-PVT, en diferentes aplicaciones. También efectúan un análisis de viabilidad económica de dichas aplicaciones. En sus estudios brindan algunos detalles referentes a las fórmulas matemáticas necesarias para el cálculo de las eficiencias eléctrica y térmica [18], [19], [33], [122].

Otanicar y Brekke presentaron un SRC-PVT capaz de adaptarse a plantas de colectores tipo PTC convencionales. Efectuaron un estudio del impacto económico al emplear esta tecnología [47]. También realizaron pruebas experimentales de un HTF con nanopartículas que sirven como filtro selectivo para la irradiación solar incidente sobre el PV [65]. Y propusieron un modelo matemático propio, basado en su SRC-PVT [74].

2.4 Aplicaciones de los colectores PTC y CPC

Los colectores solares de tipo PTC y CPC pueden alcanzar temperaturas elevadas. Sin embargo, los SRC-PVT presenta un compromiso entre la eficiencia del PV y la temperatura alcanzada por el colector. Ya que la generación de energía eléctrica de los PV es susceptible al incremento de temperatura, como muestra la Fig. 2.4 presentada por Hassanian [123].

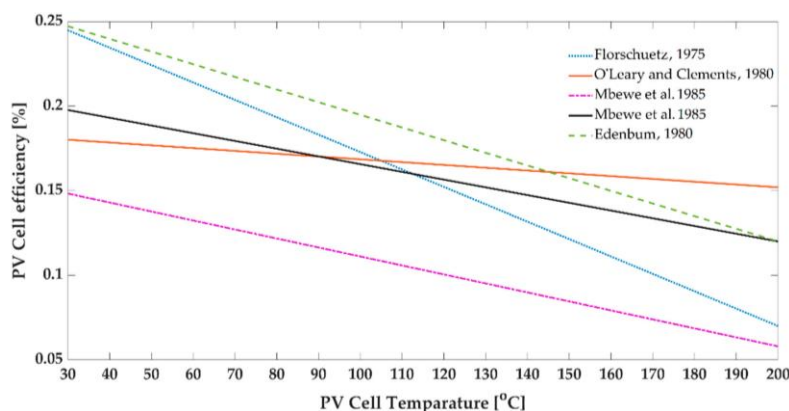


Fig. 2.4. Eficiencia vs temperatura de un PV, según diferentes modelos reportados en la literatura [123].

Por este motivo, los colectores tipo PTC y CPC acoplados a un SRC-PVT, suelen usarse en aplicaciones de media y baja demanda de temperatura. La Tabla 2.4 enlista las aplicaciones donde los colectores PTC y CPC han sido empleados para suministrar energía eléctrica y térmica, según se ha reportado en la literatura.

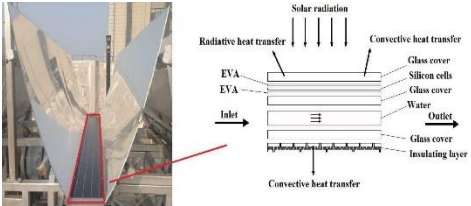
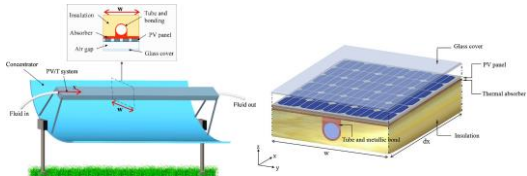
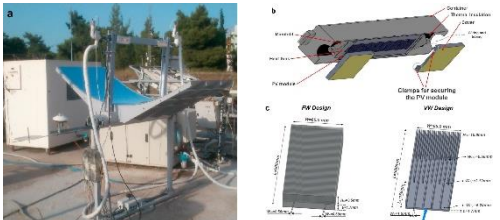
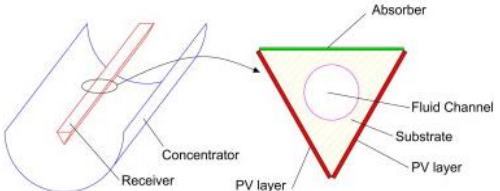
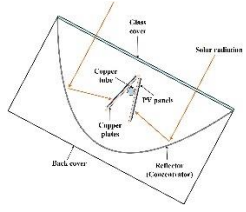
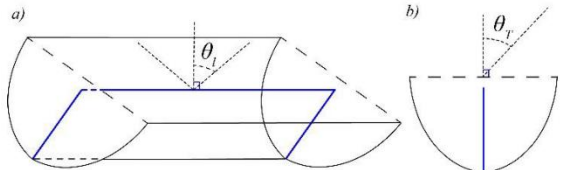
Tabla 2.4. Estudios enfocados en PTC y CPC acoplados a un SRC-PVT para diferentes aplicaciones.

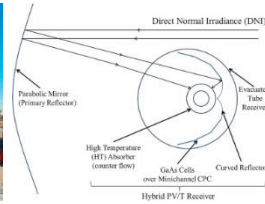
Aplicaciones	Estudio	Principal aportación
Acondicionamiento térmico (Calefacción y refrigeración por absorción)	<i>Energetic and economic analyses of an LCPVT solar hybrid plant for a sports center building in Mexico</i> [18]	Evaluación del rendimiento eléctrico y/o térmico
	<i>Thermal modelling of PVT-CPC integrated vapour absorption refrigeration system</i> [124]	Evaluación del rendimiento eléctrico y/o térmico
Desalinización y destilación	<i>Performance assessment of coupled concentrated photovoltaic-thermal and vacuum membrane distillation (CPVT-VMD) system for water desalination</i> [19]	Evaluación del rendimiento eléctrico y/o térmico
	<i>Modeling of a novel concentrated PV/T distillation system enhanced with a porous evaporator and an internal condenser</i> [76]	Estudio paramétrico
	<i>Experimental study on a flash tank integrated with low concentrating PV/T (FT-LCPVT) hybrid system for desalination</i> [89]	Evaluación del rendimiento eléctrico y/o térmico
Procesos industriales de tipo pasteurización, deshidratación, textiles o similares	<i>Performance assessment of a heat pump and a concentrated photovoltaic thermal system during the wood drying process</i> [46]	Estudio paramétrico
	<i>Assessment viability of a concentrating photovoltaic/thermal-energy cogeneration system (CPV/T) with storage for a textile industry application</i> [64]	Evaluación del rendimiento eléctrico y/o térmico
	<i>Hybridization of a parabolic trough-based thermal plant for industrial heat and power generation</i> [33]	Evaluación del rendimiento eléctrico y/o térmico
Almacenamiento de energía térmica y/o producción de hidrógeno	<i>Techno-economic analysis of a novel solar-driven PEMEC-SOFC-based multi-generation system coupled parabolic trough photovoltaic thermal collector and thermal energy storage</i> [32]	Estudio paramétrico
	<i>Comprehensive energy, exergy, and economic analysis of the scenario of supplementing pumped thermal energy storage (PTES) with a concentrated photovoltaic thermal system</i> [36]	Evaluación del rendimiento eléctrico y/o térmico
Generación de energía eléctrica y ciclos Rankine	<i>Energy and economic analysis of photovoltaic, concentrating photovoltaic, and combined concentrating photovoltaic/thermal-organic Rankine cycle power plants in Iran</i> [34]	Evaluación del rendimiento eléctrico y/o térmico
	<i>Modeling of a CPV/T-ORC combined system adopted for an industrial user</i> [48]	Simulación y validación de un modelo matemático

2.5 Geometrías en los SRC-PVT

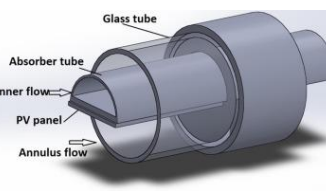
La Tabla 2.5 presenta los principales tipos de SRC-PTV según su geometría, se incluye un ejemplo gráfico y una descripción. Estas características geométricas dependen de las necesidades de producción de energía, complejidad de manufactura y estrategias de extracción de calor.

Tabla 2.5. Principales geometrías en los SRC-PVT acoplados a colectores PTC y CPC [9].

Geometría del SRC-PTV	Ejemplo gráfico	Descripción
Rectangular simple: Xinxin [93] Haiping [91] Xu [78] Hou [30] Maatallah [57] Ben Youssef [64]		Presenta una geometría de prisma rectangular, una de las caras rectangulares de mayor tamaño monta un PV que se coloca en la línea focal del colector. Por la parte trasera de los PV hay una canaleta (también rectangular) por donde circula el HTF.
Rectangular con tubería: Yazdanifard [21] Cabral [88] Ji [125]		Presenta la misma geometría y canaleta que el SRC-PTV “Rectangular Simple”. Pero dentro de la canaleta hay un aislante térmico y una o varias tuberías por donde circula el HTF.
Rectangular con aletas: Karathanassis [55]		Presenta la misma geometría y canaleta que el SRC-PTV “Rectangular Simple”. Pero dentro de la canaleta hay unas protuberancias con forma de aleta que mejoran la transferencia de calor entre el PV y el HTF.
Triangular: Herez [22] Calise [79] Zheng [32] Santana [19] Mohsenzadeh [70]		Presenta una geometría de prisma triangular, las dos caras de frente al colector montan unos PVs que se encuentran en la línea focal del colector. Mientras que la cara superior monta un absorbedor térmico. El HTF circula por una tubería colocada en el centro del prisma.
Cuña: Gorouh [35] Cabral [38]		Presenta una geometría de canaleta en forma de “V” o Cuña. La apertura de la canaleta esta de frente al colector en su línea focal. En el fondo de la canaleta se encuentra una tubería por donde circula el HTF. En la parte externa de la canaleta monta unos PVs.
Bifacial: Cabral [81], [95]		Consiste en dos PVs convencionales colocados en posición opuesta (las caras traseras están juntas). Y perpendiculares al área de apertura del colector. Entre las caras traseras de los PVs, hay una serie de tuberías por donde circula el HTF.

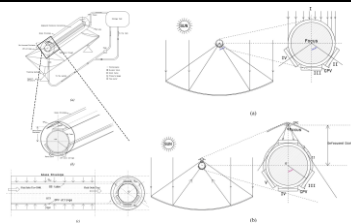


Cilíndrica con PV intermedio:
Gakkhar [44]



Cilíndrica con PVs sobre la tubería:

Srivastava [71]
Felsberger [43]



21

Capítulo III: Fundamentos teóricos

Este capítulo se divide en cinco secciones: La primera sección describe las generalidades de los archivos TMY y los parámetros meteorológicos de interés para los sistemas de concentración solar. La segunda sección brinda los principios básicos de los modos de transferencia de calor, estudiados en Termodinámica. La tercera sección explica el funcionamiento de la analogía de la resistencia térmica, empleada para describir los flujos de calor por diferentes medios. La cuarta sección presenta los conceptos básicos del método de la efectividad de NTU, para analizar intercambiadores de calor. Finalmente, la quinta sección expone los principios de operación de los PV y los factores más importantes en su funcionamiento.

3.1 Archivos TMY y parámetros meteorológicos

3.1.1 Características de los archivos TMY

Los archivos TMY (del inglés: *Typical Meteorological Year*) son una representación de las condiciones meteorológicas de una determinada localidad. Esta representación abarca el total de horas que conforman un año (8760 horas). La Fig. 3.1 muestra cómo se conforma un archivo TMY, a partir de los datos meteorológicos registrados en una serie temporal.

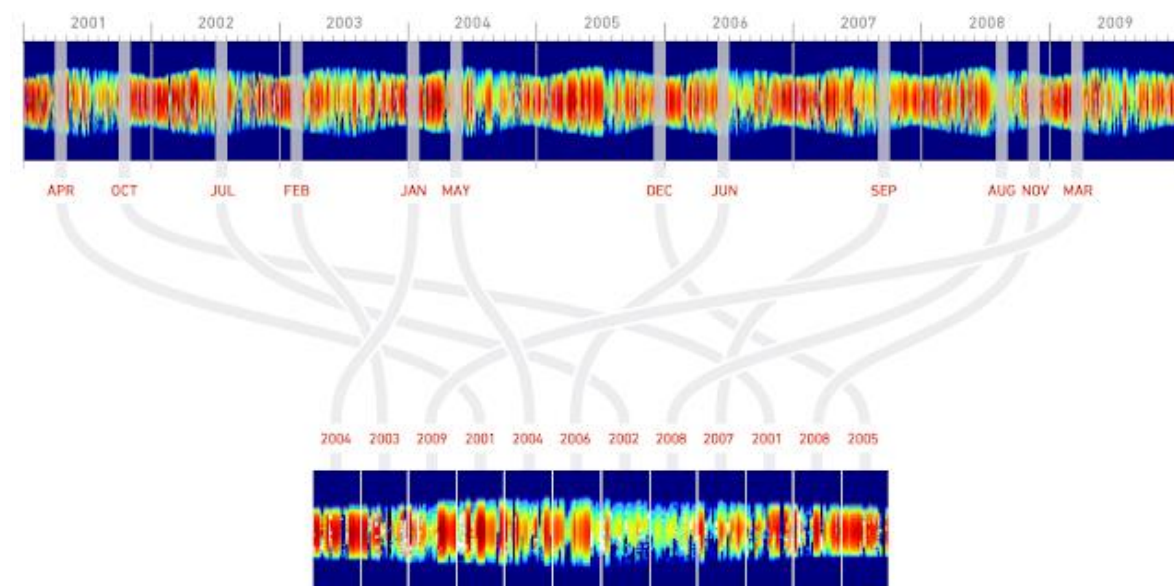


Fig. 3.1. Creación de un archivo TMY con la información meteorológica de una serie temporal [126].

La generación del archivo TMY consiste en seleccionar la información de diferentes meses registrados dentro de la serie temporal. El criterio para seleccionar el mes que integrará al archivo TMY, se basa en obtener el promedio general de la serie temporal y los promedios por mes de la irradiación solar (uno de los datos meteorológicos registrados). El mes con un promedio más cercano al promedio de la serie temporal se considera el más representativo. Este criterio se sigue con cada uno de los 12 meses del año, hasta completar el archivo TMY. Cabe destacar que la serie temporal debe contener mínimo 10 años y los datos meteorológicos corresponden a muestras por hora [127].

El formato de los archivos TMY y los datos meteorológicos incluidos, han evolucionado a lo largo del tiempo. La primera versión fue propuesta en el año de 1978 por el NREL (del inglés: *National Renewable Energy Laboratory*). Actualmente existen cuatro versiones de archivos TMY (TMY1, TMY2, TMY3 y TMYx), que han ido mejorando la calidad y cantidad de los datos meteorológicos incluidos. De manera general, los archivos TMY usados actualmente en simulaciones y análisis de sistemas, cuentan con los siguientes datos meteorológicos [128]:

- Irradiación solar: Global, directa, difusa (en plano horizontal o inclinado).
- Temperatura ambiente.
- Velocidad y dirección del viento.
- Presión atmosférica.
- Humedad relativa.
- Precipitación y nubosidad (opcional en algunas versiones).

La Tabla 3.1 presenta las principales bases de datos para obtener información meteorológica y archivos TMY, sus datos provienen de estaciones meteorológicas, detección satelital, modelos climáticos e interpolación espacial y temporal.

Tabla 3.1. Bases de datos globales para obtener información meteorológica y archivos TMY.

Base de datos	Descripción	Formato de archivos
National Solar Radiation Database (NSRDB)	Base de datos proporcionada por el NREL. Ofrece archivos meteorológicos, incluidos TMY2 y TMY3, para ubicaciones en Estados Unidos y algunos datos globales.	TMY y CSV
Meteonorm	Software que proporciona datos meteorológicos para cualquier lugar del mundo mediante interpolación de datos medidos y simulados.	EPW y TMY
Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)	Proporcionado por la Comisión Europea, ofrece datos meteorológicos y simulaciones específicas para sistemas fotovoltaicos.	TMY, CSV y EPW
Climatic Research Unit (CRU)	Base de datos climática global con información histórica y proyecciones. Utilizada en investigaciones sobre cambio climático.	NetCDF y CSV
NASA Power	Proporcionada por la NASA, ofrece datos meteorológicos para análisis energéticos, agrícolas y climáticos.	EPW

3.1.2 Parámetros meteorológicos de interés

Como este trabajo de tesis aborda el modelo matemático de un colector solar tipo PTC acoplado a un SRC-PVT. Es necesario introducir al modelo una serie de datos meteorológicos como parámetros de entrada. Para el modelo matemático estudiado, los parámetros meteorológicos que resulta de interés extraer de un archivo TYM son los siguientes:

- **Irradiancia horizontal total:** Corresponde al dato denominado “*Total horizontal irradiance*” dentro del TMY, y es la suma de la irradiación solar directa más la irradiación solar difusa.
- **Irradiación normal directa:** Corresponde al dato denominado “*Horizontal beam radiation*” dentro del TMY, tratándose de la irradiación solar directa.
- **Temperatura ambiente:** Corresponde al dato denominado “*Dry bulb temperature*” dentro del TMY, que consiste en la temperatura del aire sin tener en cuenta la humedad relativa.
- **Velocidad del viento:** Corresponde al dato denominado “*Wind velocity*” dentro del TMY.

La Fig. 3.2 muestra los tipos de irradiación solar que inciden sobre un colector solar, con este gráfico se puede entender claramente la diferencia entre los diferentes tipos de irradiación solar.

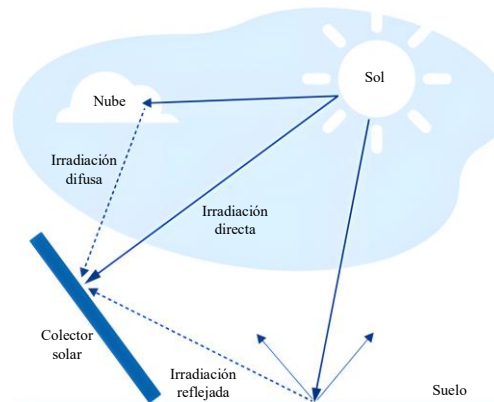


Fig. 3.2. Tipos de irradiación solar incidente.

3.2 Modos de transferencia de calor

El calor es la forma de energía que se puede transferir de un medio a otro, como resultado de la diferencia de temperatura. El calor se transfiere de tres modos diferentes: conducción, convección y radiación. Todos los modos de transferencia de calor requieren la existencia de una diferencia de temperatura y se transfieren del punto que posee la temperatura más elevada, hacia el punto que posee la temperatura más baja. La transferencia de calor se detiene cuando los dos puntos alcanzan la misma temperatura [129]. A continuación, se describen los tres modos de transferencia de calor.

3.2.1 Conducción

La conducción es la transferencia de calor de las partículas más energéticas de una sustancia, hacia las adyacentes, que son menos energéticas. La conducción puede tener lugar en los sólidos, líquidos o gases. En los gases y líquidos la conducción se debe a las colisiones y a la difusión de las moléculas durante su movimiento aleatorio. En los sólidos se debe a la combinación de las vibraciones de las moléculas en una retícula y al transporte de energía por parte de los electrones libres. La Ec. (1) muestra la representación matemática de la transferencia de calor por conducción, que corresponde con la ley de Fourier:

$$\dot{q}_{cond} = -k \cdot A \cdot \frac{dT}{dx} \quad (1)$$

Donde:

$\dot{q}_{cond}$ = Flujo de calor por conducción, W.

K = Conductividad térmica del medio, W/(m·K).

A = Área de transferencia de calor, m².

dT = Diferencia de temperatura, K.

dx = Espesor del medio (longitud característica), m.

3.2.2 Convección

La convección es el modo de transferencia de calor que se ocasiona entre una superficie sólida y un fluido adyacente (líquido o gas) que están en movimiento. Comprende los efectos combinados de la conducción y el movimiento de fluidos. Entre más rápido es el movimiento del fluido, mayor es la transferencia de calor por convección, causando que se acreciente la transferencia de calor entre la superficie sólida y el fluido en movimiento. Por el contrario, en ausencia de cualquier movimiento masivo del fluido, la transferencia de calor entre el área sólida y el fluido adyacente es por conducción pura. La convección se puede dividir en dos casos:

- **Convección natural:** Cuando el movimiento del fluido es causado por las fuerzas de empuje inducidas por las diferencias de densidad, causadas por la variación de temperatura del fluido.
- **Convección forzada:** Cuando el movimiento del fluido es inducido sobre una superficie con medios externos, como un ventilador, una bomba o el viento.

La Ec. (2) muestra la representación matemática de la transferencia de calor por convección, que corresponde con la ley de enfriamiento de Newton:

$$\dot{q}_{conv} = h \cdot A \cdot (T_A - T_{\infty}) \quad (2)$$

Donde:

$\dot{q}_{conv}$ = Flujo de calor por convección, W.

h = Coeficiente de transferencia de calor por convección, W/(m²·K).

A = Área de transferencia de calor, m².

T_A = Temperatura del área de transferencia de calor, K.

T_{∞} = Temperatura del fluido lejano al área de transferencia de calor, K.

3.2.3 Radiación

La radiación es el calor emitido por la materia en forma de ondas electromagnéticas (o fotones) como resultado de los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas. A diferencia de la conducción y la convección, la transferencia de calor por radiación no requiere la presencia de un medio de transmisión (sólido o fluido). La Ec. (3) muestra la representación matemática de la transferencia de calor por radiación, que corresponde con la ley de Stefan-Boltzmann:

$$\dot{q}_{rad} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot A \cdot (T_1^4 - T_2^4) \quad (3)$$

Donde:

$\dot{q}_{rad}$ = Flujo de calor por radiación, W.

ε = Emisividad del medio.

σ = Constante de Stefan-Boltzmann, 5.6704×10⁻⁸ W/(m²·K⁴).

A = Área de transferencia de calor, m².

T_1 = Temperatura en el extremo caliente (emisor de radiación), K.

T_2 = Temperatura en el extremo frío (receptor de radiación o medio ambiente), K.

Finalmente, la Tabla 3.2 compara las principales características de los tres modos de transferencia de calor, para entender su relación con las variaciones de temperatura.

Tabla 3.2. Principales características de los tres modos de transferencia de calor.

Característica	Conducción	Convección	Radiación
Medio necesario	Sólido o fluido estacionario	Fluido en movimiento	No necesita medio material
Velocidad del proceso	Relativamente lenta	Moderada	Rápida
Dirección del flujo	Depende del gradiente de temperatura	Determinada por el fluido	En todas direcciones
Dominio típico	Materiales sólidos	Sistemas con fluidos	Espacios abiertos y vacíos
Propiedades clave	Conductividad térmica	Velocidad, viscosidad, conductividad térmica	Emisividad

3.3 Modelado mediante resistencias térmicas

El modelado mediante resistencias térmicas es una técnica ampliamente utilizada para analizar la transferencia de calor en sistemas térmicos, como los colectores tipo PTC. Este enfoque simplifica el sistema dividiéndolo en componentes térmicos interconectados, donde cada componente se representa como una "resistencia térmica" que opone resistencia al flujo de calor. Es posible hacer una analogía entre el flujo de calor y el flujo de corriente directa en un circuito eléctrico.

La Fig. 3.3 representa la analogía entre el flujo de calor y el flujo de corriente eléctrica. Para el caso eléctrico: I es el flujo de corriente eléctrica, mientras que R es la resistencia eléctrica y $V_1 - V_2$ es la caída de voltaje a lo largo de la resistencia. De este modo es posible establecer la analogía: la transferencia de calor a través de la pared corresponde a la corriente eléctrica, la resistencia térmica corresponde a la resistencia eléctrica y la diferencia de temperatura corresponde a la caída de voltaje.

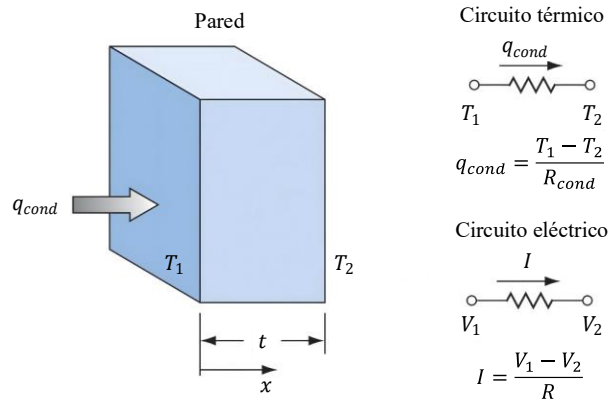


Fig. 3.3. Analogía de la resistencia térmica y eléctrica, para modelar la transferencia de calor en una pared [130].

Partiendo del ejemplo de la conducción de calor en paredes planas, mostrado en Çengel [129]. Así como de la ley Fourier para la conducción de calor, descrita en la Ec. (1). Es posible determinar la resistencia térmica a la conducción de calor que posee la pared, tal como se muestran en la Ec. (4) y la Ec. (5). Es importante mencionar que la resistencia térmica depende de la configuración geométrica y de las propiedades térmicas del medio (en este caso la pared).

$$\dot{q}_{cond,pared} = -k \cdot A \cdot \frac{T_1 - T_2}{t} = \frac{T_1 - T_2}{R_{cond}} \quad (4)$$

$$R_{cond,pared} = \frac{th}{k \cdot A} \quad (5)$$

Donde:

$\dot{q}_{cond,pared}$ = Flujo de calor por conducción a través de la pared, W.

$R_{cond,pared}$ = Resistencia térmica por conducción de la pared, K/W.

T_1 = Temperatura en el extremo caliente de la pared, K.

T_2 = Temperatura en el extremo frío de la pared, K.

th_{pared} = Espesor de la pared (longitud característica), m.

Para el caso de la transferencia de calor por convección y la transferencia de calor radiación, también es posible determinar sus respectivas resistencias térmicas. La Tabla 3.3 agrupa los tres modos de transferencia de calor y sus respectivas leyes, además de las ecuaciones y términos necesarios para determinar las respectivas resistencias térmicas.

Tabla 3.3. Resistencias térmicas para los tres modos de transferencia de calor.

Modo de transferencia	Ecuaciones para determinar la resistencia térmica	Términos adicionales
Conduction (Ley Fourier)	$q_{cond} = -k \cdot A \cdot \frac{T_1 - T_2}{th} = \frac{T_1 - T_2}{R_{cond}} \quad (4)$ $R_{cond} = \frac{t}{k \cdot A} \quad (5)$	R_{cond} = Resistencia térmica por conducción, K/W T_1 = Temperatura en el extremo caliente, K T_2 = Temperatura en el extremo frío, K th = Grosor de pared (longitud característica), m
Convección (Ley de enfriamiento de Newton)	$q_{conv} = h_{conv} \cdot A \cdot (T_A - T_{\infty}) = \frac{T_A - T_{\infty}}{R_{conv}} \quad (6)$ $R_{conv} = \frac{1}{h_{conv} \cdot A} \quad (7)$	R_{conv} = Resistencia térmica por convección, K/W h_{conv} = Coeficiente de transferencia de calor por convección, W/(m ² ·K)
Radiación (Ley de Stefan-Boltzmann)	$q_{rad} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot A \cdot (T_1^4 - T_2^4) = h_{rad} \cdot A \cdot (T_1 - T_2) = \frac{T_1 - T_2}{R_{rad}} \quad (8)$ $R_{rad} = \frac{1}{h_{rad} \cdot A} \quad (9)$	R_{rad} = Resistencia térmica por radiación, K/W h_{rad} = Coeficiente de transferencia de calor por radiación, W/(m ² ·K)

3.4 Método de la efectividad NTU

El Método de la Efectividad NTU (del inglés: *Number of Transfer Units*) es una técnica ampliamente utilizada para analizar el rendimiento de intercambiadores de calor. Este método es especialmente útil cuando se desconocen las temperaturas de salida de los fluidos, ya que relaciona la efectividad del intercambiador (ϵ) con el número de unidades de transferencia (NTU) y la relación de capacidades térmicas (c).

La Ec. (10) describe como se relaciona el número de unidades de transferencia (NTU) con la capacidad de transferencia de calor de un intercambiador. Mientras que la Ec. (11) describe la relación entre las capacidades térmicas (c):

$$NTU = \frac{U \cdot A}{c_{min}} \quad (10)$$

$$c = \frac{c_{min}}{c_{max}} \quad (11)$$

Donde:

A = Área de transferencia de calor, m².

c_{max} = Mayor capacidad térmica posible entre dos fluidos, W/K.

c_{min} = Menor capacidad térmica posible entre dos fluidos, W/K.

U = Coeficiente global de transferencia de calor, W/(m²·K).

La efectividad de un intercambiador de calor (ϵ) se define como la relación entre la transferencia de calor real y la máxima transferencia de calor posible en el intercambiador. La Tabla 3.4 presenta las relaciones matemáticas para la efectividad de los diferentes tipos de intercambiadores de calor.

Tabla 3.4. Relaciones de la efectividad para los intercambiadores de calor.

Tipo de intercambiador de calor	Ecuaciones para determinar la efectividad de la transferencia de calor
De flujo paralelo	$\epsilon = \frac{1 - e^{-NTU(1+c)}}{1 + c} \quad (12)$
De contraflujo	$\epsilon = \frac{1 - e^{-NTU(1-c)}}{1 - c \cdot e^{-NTU(1-c)}} \quad (13)$
De flujo cruzado	$\epsilon = 1 - e^{\left[\frac{NUT^{0.22}}{c} e^{(-c \cdot NTU^{0.78})} - 1 \right]} \quad (14)$
De tubo y coraza	$\epsilon = 2 \cdot \left[1 + c + \sqrt{1 + c^2} \frac{1 + e^{-NTU(\sqrt{1+c^2})}}{1 - e^{-NTU(\sqrt{1+c^2})}} \right]^{-1} \quad (15)$
Todos los intercambiadores con $c = 1$	$\epsilon = \frac{NUT}{1 + NUT} \quad (16)$
Todos los intercambiadores con $c = 0$	$\epsilon = 1 - e^{-NTU} \quad (17)$

3.5 Celdas fotovoltaicas

La Fig. 3.4 ilustra el efecto fotoeléctrico, el cual, es el fenómeno físico fundamental que permite el funcionamiento de los PV. Este fenómeno ocurre cuando la irradiación solar incidente (compuesta por fotones) interactúa con un material semiconductor (como el silicio de un PV). Si la energía de los fotones es suficiente, estos pueden transferir su energía a los electrones del material, liberándolos de sus átomos y generando pares electrón-hueco (portadores de carga).

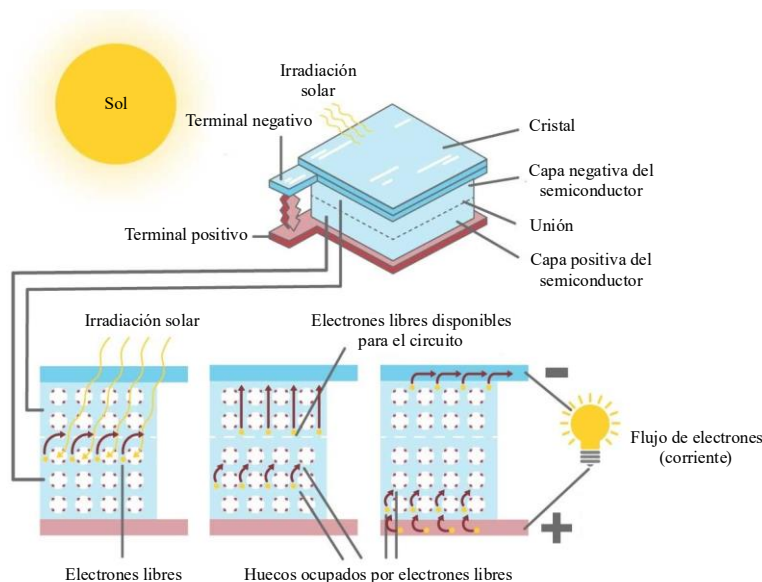


Fig. 3.4. Funcionamiento del efecto fotoeléctrico en un PV.

El rendimiento de un PV se mide por su eficiencia de conversión, que es el porcentaje de irradiación solar incidente convertida en corriente eléctrica utilizable. Existen diversos factores que limitan la capacidad de un PV para convertir la irradiación solar incidente:

- **Longitud de onda:** La irradiación solar que llega a la Tierra abarca un amplio espectro de longitudes de onda, desde ultravioleta hasta infrarrojo, poseyendo fotones con diferentes cantidades de energía. Solo los fotones con energía igual o mayor que el *bandgap* (brecha de energía) del material semiconductor pueden generar portadores de carga (electrones y huecos). Los fotones con menor energía y el exceso de energía de los fotones superiores al *bandgap*, se disipa como calor.
- **Recombinación:** El proceso de recombinación directa ocurre cuando los portadores de carga (electrones y huecos) generados por los fotones encuentran su contraparte y se recombinan, cancelando su contribución a la corriente eléctrica y liberando la energía que tenían en forma de calor. Un fenómeno similar ocurre en la recombinación indirecta, cuando los portadores alcanzan una impureza, un defecto en la estructura cristalina que facilita la recombinación.
- **Temperatura:** Las altas temperaturas provocan un impacto en el rendimiento del PV. La corriente de cortocircuito aumenta ligeramente debido a una mayor generación térmica de portadores de carga. Sin embargo, el voltaje de circuito abierto disminuye significativamente debido a un aumento en la recombinación de portadores. Ocasionando que la eficiencia general del disminuya.

- **Reflexión:** La reflexión de irradiación solar reduce la cantidad de fotones disponibles para generar portadores de carga. El “ángulo de incidencia” juega un papel importante en este aspecto, este es el ángulo existente entre la irradiación solar incidente y la normal (perpendicular) a la superficie del PV.

Con respecto a las longitudes de onda, la Fig. 3.5 muestra los rangos del espectro de irradiación solar que son aprovechables por los PV de diferentes materiales semiconductores.

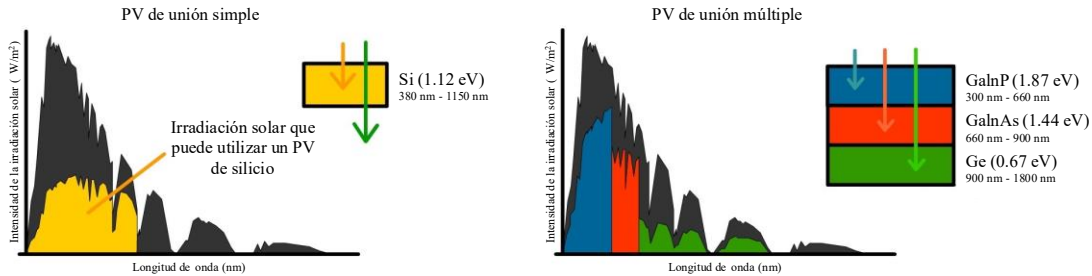


Fig. 3.5. Rangos de longitudes de onda aprovechados por diferentes materiales semiconductores.

Con el paso del tiempo las tecnologías fotovoltaicas han mejorado su eficiencia y confiabilidad. La Fig. 3.6 muestra un gráfico realizado por el NREL, de las eficiencias alcanzadas por varios tipos de PVs en pruebas de laboratorio. En este sentido, la prueba de laboratorio más destacada alcanzó el 47,1% empleando un PV de cuatro uniones y un sistema de concentración [131].

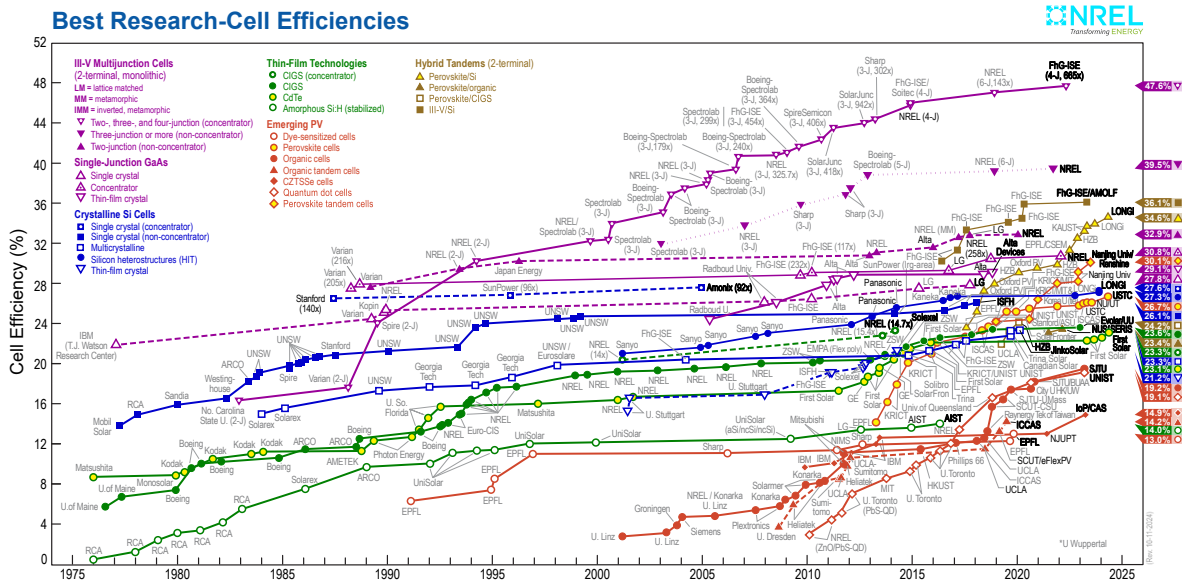


Fig. 3.6. Mejora de la eficiencia de los PV a lo largo de los años [131].

Capítulo IV: Desarrollo del modelo matemático

Este capítulo se divide en nueve secciones: La primera sección describe las ecuaciones de balance de energía que modelan el comportamiento de un colector solar tipo PTC acoplado a un SRC-PVT. De la segunda a la quinta sección se describen los flujos de calor por conducción, convección, radiación, así como la irradiación solar incidente que considera el modelo matemático. La sexta sección presenta las ecuaciones que calculan la potencia y eficiencia generada por el modelo matemático. La séptima sección enlista y clasifica las variables y parámetros del modelo matemático, para realizar un análisis de grados de libertad. La octava sección, describe el algoritmo de solución de las ecuaciones de balance de energía mediante métodos iterativos. Finalmente, la novena sección presenta el proceso de simulación del modelo matemático y su validación.

4.1 Descripción del modelo y las ecuaciones de balance de energía

Como se comentó previamente, se realizó una revisión de estudios enfocados en el análisis de colectores tipo PTC acoplados a un SRC-PVT [9]. De los estudios consultados, se seleccionó un modelo matemático en específico. A continuación, se presenta una descripción del PTC acoplado al SRC-PVT y las ecuaciones de balance de energía que conforman al modelo matemático.

4.1.1 Descripción estructural del PTC acoplado al SRC-PVT

La Fig. 4.1 muestra los elementos estructurales del SRC-PVT, que se caracteriza por su geometría de prisma triangular. Las dos caras orientadas hacia el PTC montan los PV encargados de la generación de energía eléctrica. Estas caras reciben la DNI (del inglés: *Direct Normal Irradiance*) concentrada por el PTC, además de estar en contacto con el medio ambiente. La tercera cara está situada en oposición al PTC e incorpora un absorbedor metálico. Esta cara está expuesta a la GHI (del inglés: *Global Horizontal Irradiance*) proveniente del cielo, y también está en contacto con el medio ambiente. Detrás de las caras del prisma hay un substrato metálico que facilita la transferencia de calor desde los PV y el absorbedor hacia una tubería situada en el centro del prisma. La tubería contiene un HTF, que extrae el calor presente en el SRC-PVT.

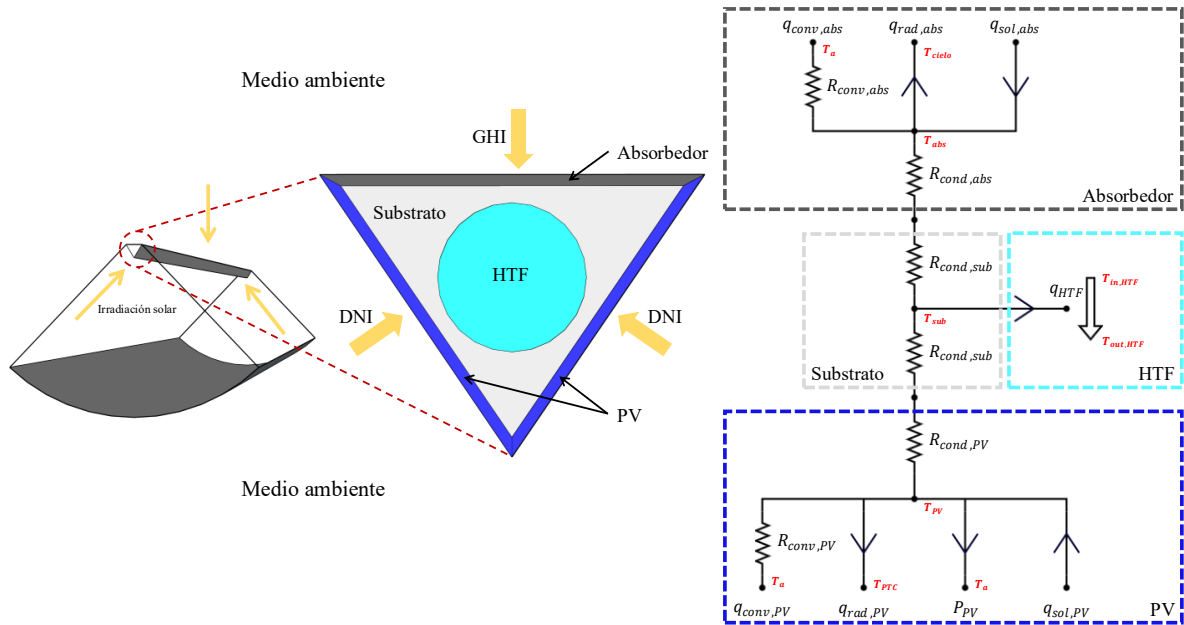


Fig. 4.1. Esquema del PTC acoplado a un SRC-PVT (vista transversal) y su modelo de resistencias térmicas.

Los distintos modos de transferencia de calor (conducción, convección y radiación) que se originan entre los distintos elementos del SRC-PVT, situados entre el medio ambiente y el HTF, se representan como resistencias térmicas. La irradiación solar incidente (GHI y DNI) en los PV y el absorbedor se considera como potencia entrante. Las salidas de potencia del SRC-PVT corresponden a la producción de electricidad por parte de los PV y la producción de calor mediante el HTF. Las diferentes resistencias térmicas, entradas y salidas de potencia se clasifican en cinco grupos, basados en el absorbedor, el substrato, el HTF, los PV y el PTC. Las ecuaciones de balance de energía que modelan al colector solar son definidas a partir de los modos de transferencia de calor, la irradiación solar incidente, la potencia producida por los PV y el HTF.

4.1.2 Descripción general del modelo matemático

El modelo de resistencias térmicas presentado en la Fig. 4.1 y las cinco ecuaciones de balance de energía que modelan el comportamiento térmico del SRC-PVT, están basadas en la propuesta presentada en el estudio de Herez [22]. Cabe señalar, que el modelo es de tipo unidimensional y estacionario. Estas ecuaciones de balance de energía permiten estimar las temperaturas en los elementos que integran al SRC-PVT (PV, absorbedor y sustrato), así como la temperatura del HTF a la salida del SRC-PVT, y la temperatura de la cara frontal del PTC. A continuación, se presentan las ecuaciones de balance de energía y las relaciones que las conforman.

La Ec. (18) describe los flujos de calor e irradiación solar que permiten estimar la temperatura en la superficie frontal del PTC (T_{PTC}):

$$\dot{q}_{sol,PTC} + \dot{q}_{rad,PV} = \dot{q}_{conv,PTC} + \dot{q}_{rad,PTC} \quad (18)$$

La Ec. (19) relaciona los flujos de calor e irradiación solar involucrados en la producción de potencia eléctrica y térmica. A partir de estas relaciones es posible estimar la temperatura del HTF de salida ($T_{out,HTF}$):

$$\dot{q}_{sol,PV} - P_{PV} - \dot{q}_{conv,PV} - \dot{q}_{rad,PV} + \dot{q}_{sol,abs} - \dot{q}_{conv,abs} - \dot{q}_{rad,abs} = \dot{q}_{HTF} \quad (19)$$

La Ec. (20) describe los flujos de calor e irradiación solar que permiten estimar la temperatura en el absorbedor (T_{abs}):

$$\dot{q}_{sol,abs} - \dot{q}_{conv,abs} - \dot{q}_{rad,abs} = \dot{q}_{cond,abs-sub} \quad (20)$$

La Ec. (21) relaciona la transferencia de calor entre el sustrato y el HTF, a partir de esta relación es posible estimar la temperatura en el sustrato (T_{sub}):

$$\dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{out,HTF} - T_{in,HTF}) = \epsilon \cdot \dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{sub} - T_{in,HTF}) \quad (21)$$

La Ec. (22) relaciona los flujos de calor de los PV, absorbedor y sustrato con la producción de potencia térmica, a partir de esta relación es posible estimar la temperatura en los PV (T_{PV}):

$$\dot{q}_{cond,PV-sub} + \dot{q}_{cond,abs-sub} = \dot{q}_{HTF} \quad (22)$$

Donde:

$\dot{q}_{cond,abs-sub}$ = Flujo de calor por conducción a través del absorbedor y sustrato, W.

$\dot{q}_{cond,PV-sub}$ = Flujo de calor por conducción a través de los PV y sustrato, W.

$\dot{q}_{conv,abs}$ = Flujo de calor por convección del absorbedor al medio ambiente, W.

$\dot{q}_{conv,PTC}$ = Flujo de calor por convección de la cara frontal del PTC al medio ambiente, W.

$\dot{q}_{conv,PV}$ = Flujo de calor por convección de los PV al medio ambiente, W.

$\dot{q}_{rad,abs}$ = Flujo de calor por radiación del absorbedor al cielo, W.

$\dot{q}_{rad,PTC}$ = Flujo de calor por radiación de la cara frontal del PTC al cielo, W.

$\dot{q}_{rad,PV}$ = Flujo de calor por radiación de los PV al PTC, W.

$\dot{q}_{sol,abs}$ = Flujo de irradiación solar incidente (GHI) sobre el absorbedor, W.

$\dot{q}_{sol,PTC}$ = Flujo de irradiación solar incidente (DNI) sobre el PTC, W.

$\dot{q}_{sol,PV}$ = Flujo de irradiación solar incidente (DNI) sobre los PV, W.

$\dot{q}_{HTF}$ = Potencia térmica producida por el HTF, W.

P_{PV} = Potencia eléctrica producida por los PV, W.

$T_{in,HTF}$ = Temperatura del HTF a la entrada del SRC-PVT, K.

$T_{out,HTF}$ = Temperatura del HTF a la salida del SRC-PVT, K.

$C_{p,HTF}$ = Calor específico del agua (HTF), J/(kg·K).

$\dot{m}_{HTF}$ = Flujo másico del HTF, kg/s.

ϵ = Efectividad del intercambiador.

Los términos en las ecuaciones de balance de energía se obtienen al calcular diferentes fórmulas, coeficientes y correlaciones, esta información se presenta a lo largo de este capítulo [129], [132]. La solución de las ecuaciones de balance de energía se realiza con el *software* EES, que emplea el método numérico de *Newton-Raphson*. La Fig. 4.1 ilustra el funcionamiento general del modelo matemático.

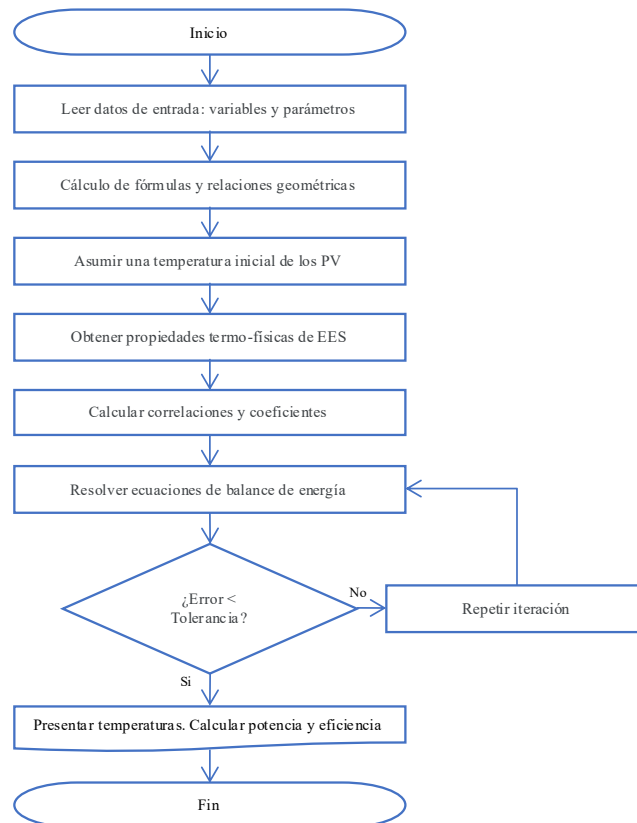


Fig. 4.2. Diagrama de flujo del funcionamiento general del modelo matemático.

4.1.3 Variables y parámetros del modelo matemático

Los parámetros que integran tanto las ecuaciones de balance de energía como las fórmulas y correlaciones necesarias para su solución, se organizan en las siguientes categorías: variables de entrada y parámetros del modelo.

Las variables de entrada y los parámetros del modelo utilizados como referencia para la validación del modelo desarrollado en este trabajo de tesis, corresponden con los propuestos en el estudio de Herez [22]. La Tabla 4.1 presenta las variables de entrada correspondientes a las condiciones meteorológicas que inciden en el comportamiento del colector solar. Por su parte, la Tabla 4.2 presenta los parámetros del modelo obtenidos del estudio de referencia [22].

Tabla 4.1. Variables de entrada (condiciones meteorológicas).

Parámetro	Valor	Unidad
GHI	1000	W/m ²
DNI	800	W/m ²
Temperatura del cielo	25	°C
Temperatura ambiente	25	°C
Temperatura de entrada del fluido	70	°C
Velocidad del aire	5	m/s

Tabla 4.2. Parámetros del modelo.

Parámetro	Valor	Unidad
Área de apertura del PTC	12	m ²
Área del absorbedor	0.6	m ²
Área de los PV	1.2	m ²
Relación de concentración del PTC	10	-
Ancho del receptor (PV)	0.06	m
Diámetro de la tubería del HTF	0.03	m
Calor específico del HTF	4183	J/(kg·K)
Flujo másico del HTF	0.15	Kg/s
Conductividad térmica de los PV	50	W/m ²
Conductividad térmica del absorbedor	205	W/m ²
Conductividad térmica del sustrato	250	W/m ²
Absorbancia del absorbedor	0.9	-
Absorbancia del PTC	0.03	-
Absorbancia de los PV	0.97	-
Emisividad del absorbedor	0.2	-
Emisividad del PTC	0.3	-
Emisividad de los PV	0.2	-
Ángulo de incidencia	0	Grados
Coefficiente eléctrico IAM	0.28	-
Coefficiente térmico IAM	0.14	-

4.2 Flujos de calor por conducción

4.2.1 Resistencias térmicas por conducción

En las ecuaciones de balance de energía se establecieron dos flujos de calor por conducción. Estos corresponden: al calor que circula a través del absorbedor y del sustrato ($\dot{q}_{cond,abs-sub}$) y el calor que circula a través de los PV y del sustrato ($\dot{q}_{cond,PV-sub}$). Debido que cada medio (absorbedor, sustrato y PV) está constituido por diferentes propiedades, se determinó una resistencia térmica diferente. Ambos flujos de calor circulan por dos medios diferentes en su trayecto, por lo que se deben considerar dos resistencias térmicas en serie dentro de las ecuaciones establecidas.

La Ec. (23) describe el flujo de calor por conducción del absorbedor y del sustrato ($\dot{q}_{cond,abs-sub}$) considerando sus respectivas resistencias térmicas en serie. Mientras que la Ec. (24) y la Ec. (25) describe los parámetros para calcular ambas resistencias térmicas:

$$\dot{q}_{cond,abs-sub} = \frac{T_{abs} - T_{sub}}{R_{cond,abs} + R_{cond,sub}} \quad (23)$$

$$R_{cond,abs} = \frac{t_{abs}}{K_{abs} \cdot A_{abs}} \quad (24)$$

$$R_{cond,sub} = \frac{t_{sub}}{K_{sub} \cdot A_{sub}} \quad (25)$$

Donde:

$R_{cond,abs}$ = Resistencia térmica por conducción del absorbedor, K/W.

$R_{cond,sub}$ = Resistencia térmica por conducción del sustrato, K/W.

A_{abs} = Área del absorbedor, m².

A_{sub} = Área del sustrato, m².

T_{abs} = Temperatura del absorbedor, K.

T_{sub} = Temperatura del sustrato, K.

t_{abs} = Espesor del absorbedor, m.

t_{sub} = Espesor del sustrato, m.

K_{abs} = Conductividad térmica del absorbedor, W/(m·K).

K_{sub} = Conductividad térmica del sustrato, W/(m·K).

La Ec. (26) describe el flujo de calor por conducción de los PV y del sustrato ($\dot{q}_{cond,PV-sub}$) considerando sus respectivas resistencias térmicas en serie. Mientras que la Ec. (27) describe los parámetros para calcular la resistencia térmica de los PV:

$$\dot{q}_{cond,PV-sub} = \frac{T_{PV} - T_{sub}}{R_{cond,PV} + R_{cond,sub}} \quad (26)$$

$$R_{cond,PV} = \frac{t_{PV}}{K_{PV} \cdot A_{PV}} \quad (27)$$

Donde:

$R_{cond,PV}$ = Resistencia térmica por conducción de los PV, K/W.

A_{PV} = Área de los PV, m².

T_{PV} = Temperatura de los PV, K.

t_{PV} = Espesor de los PV, m.

K_{PV} = Conductividad térmica de los PV, W/(m·K).

4.2.2 Parámetros para las resistencias por conducción

Las áreas y conductividad térmica vienen dadas en la Tabla 4.2. Mientras que los espesores del absorbedor y del PV al ser de elementos prefabricados, pueden suponerse como valores estándar establecidos en estudios similares. Como los valores propuesto por Yazdanifard [21] para su modelo matemático, o valores de fichas técnicas.

Para el caso del sustrato, se considera que la geometría de prisma triangular del SRC-PVT en vista transversal, es análoga con las relaciones geométricas del “círculo inscrito en un triángulo equilátero”, tal como se muestra en la Fig. 4.3.

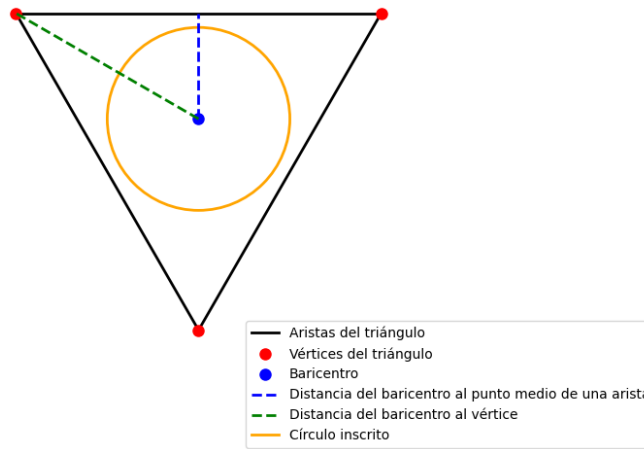


Fig. 4.3. Círculo inscrito en un triángulo equilátero.

Bajo esta consideración, el círculo inscrito corresponde a la tubería del SRC-PVT, mientras que las aristas del triángulo corresponden a las caras del SRC-PVT. A continuación, se muestra el procedimiento para determinar el grosor del sustrato.

Con la Ec. (28) se calcula la longitud existente del baricentro a un vértice del triángulo (L_{ver}), mientras que con la Ec. (29) se calcula la longitud existente del baricentro al punto medio de una arista del triángulo (L_{edg}):

$$L_{ver} = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot W_{abs} \quad (28)$$

$$L_{edg} = \frac{\sqrt{3}}{6} \cdot W_{abs} \quad (29)$$

Donde:

W_{abs} = Ancho del absorbedor, m.

Con la Ec. (30) se calcula el espesor mínimo del sustrato (th_{min}), que corresponde a la distancia mínima entre la circunferencia y una arista del triángulo. Por su parte, con la Ec. (31) se calcula el espesor máximo del sustrato (th_{max}), que corresponde a la distancia mínima entre la circunferencia y un vértice del triángulo:

$$th_{min} = L_{edg} - r_{pipe} \quad (30)$$

$$th_{max} = L_{ver} - r_{pipe} \quad (31)$$

Donde:

r_{pipe} = Radio del círculo (o tubería del SRC-PVT), m.

Para el modelo matemático se considera una aproximación basada en un valor promedio entre los espesores mínimo y máximo del sustrato (th_{sub}), este valor es determinado mediante la Ec (32):

$$th_{sub} = \frac{th_{min} + 2 \cdot th_{max}}{3} \quad (32)$$

4.3 Flujos de calor por convección

4.3.1 Resistencias térmicas por convección

En las ecuaciones de balance de energía se establecieron tres flujos de calor por convección. Estos corresponden: al calor que circula del absorbedor al medio ambiente ($\dot{q}_{conv,abs}$), el calor que circula de los PV al medio ambiente ($\dot{q}_{conv,PV}$) y el calor que circula de la cara frontal del PTC al medio ambiente ($\dot{q}_{conv,PTC}$).

La Ec. (33) describe el flujo de calor por convección del absorbedor al medio ambiente ($\dot{q}_{conv,abs}$). Mientras que la Ec. (34) describe los parámetros para calcular su resistencia térmica:

$$\dot{q}_{conv,abs} = \frac{T_{abs} - T_a}{R_{conv,abs}} \quad (33)$$

$$R_{conv,abs} = \frac{1}{h_{abs} \cdot A_{abs}} \quad (34)$$

Donde:

$R_{conv,abs}$ = Resistencia térmica por convección del absorbedor, K/W.

A_{abs} = Área del absorbedor, m².

h_{abs} = Coeficiente de transferencia de calor por convección del absorbedor, W/(m²·K).

T_a = Temperatura del ambiente, K.

T_{abs} = Temperatura del absorbedor, K.

La Ec. (35) describe el flujo de calor por convección de la cara frontal del PTC al medio ambiente ($\dot{q}_{conv,PTC}$). Mientras que la Ec. (36) describe los parámetros para calcular su resistencia térmica:

$$\dot{q}_{conv,PTC} = \frac{T_{PTC} - T_a}{R_{conv,PTC}} \quad (35)$$

$$R_{conv,PTC} = \frac{1}{h_{PTC} \cdot A_{PTC}} \quad (36)$$

Donde:

$R_{conv,PTC}$ = Resistencia térmica por convección del PTC, K/W.

A_{PTC} = Área del PTC, m².

h_{PTC} = Coeficiente de transferencia de calor por convección del PTC, W/(m²·K).

T_{PTC} = Temperatura del PTC, K.

La Ec. (37) describe el flujo de calor por convección de los PV al medio ambiente ($\dot{q}_{conv,PV}$). Mientras que la Ec. (38) describe los parámetros para calcular su resistencia térmica:

$$\dot{q}_{conv,PV} = \frac{T_{PV} - T_a}{R_{conv,PV}} \quad (37)$$

$$R_{conv,PV} = \frac{1}{h_{PV} \cdot A_{PV}} \quad (38)$$

Donde:

$R_{conv,PV}$ = Resistencia térmica por convección de los PV, K/W.

A_{PV} = Área de los PV, m².

h_{PV} = Coeficiente de transferencia de calor por convección de los PV, W/(m²·K).

T_{PV} = Temperatura de los PV, K.

4.3.2 Parámetros para las resistencias por convección

Las áreas del substrato, PV y PTC vienen dadas en la Tabla 4.2. Mientras que los coeficientes de transferencia de calor por convección deben ser calculados con los números adimensionales de Nusselt, Reynolds y Prandtl, en conjunto con algunas correlaciones. Los fluidos en contacto con el SRC-PVT son: el aire del medio ambiente y el agua del HTF. Se deben considerar las propiedades del fluido involucrado en los cálculos. El coeficiente de transferencia de calor por convección se despeja de la Ec. (39), correspondiente al número de Nusselt [132]:

$$Nu = \frac{h \cdot L}{k} \rightarrow h = \frac{Nu \cdot k}{L} \quad (39)$$

Donde:

Nu = Número de Nusselt.

h = Coeficiente de transferencia de calor por convección, W/(m²·K).

L = Longitud característica, m.

k = Conductividad térmica del medio, W/(m·K).

El número de Nusselt se determina con la correlación de Blasius, presente en la Ec. (40), para las convecciones relacionadas con el aire. Mientras que se emplea la correlación de Dittus-Boelter, presente en la Ec. (41), para la convección relacionada con el agua [22]:

$$Nu = 0.664 \cdot Pr^{1/3} \cdot Re^{1/2} \quad (40)$$

$$Nu = 0.023 \cdot Re^{4/5} \cdot Pr^{2/5} \quad (41)$$

Donde:

Pr = Número de Prandtl.

Re = Número de Reynolds.

El número de Prandtl se obtiene de las tablas de propiedades térmicas para el aire y el agua, adjuntas en el **Anexo I**. El número de Reynolds se obtiene con la Ec. (42) para las convecciones relacionadas con el aire, y con la Ec. (43) para la convección relacionada con el agua:

$$Re = \frac{u \cdot L}{\nu} \quad (42)$$

$$Re = \frac{\rho \cdot u \cdot D}{\mu} \quad (43)$$

Donde:

D = Diámetro de tubería, m.

u = Velocidad, m/s.

ν = Viscosidad cinemática, m²/s.

μ = Viscosidad dinámica, kg/(m·s).

ρ = Densidad, kg/m³.

Es importante recapitular lo siguiente:

- La correlación de Blasius de la Ec. (40) y el número de Reynolds de la Ec. (42) es empleado para el aire del medio ambiente en contacto con el SRC-PVT (absorbedor y PV). Es decir, un fluido en contacto con una superficie expuesta al exterior (convección externa).
- La correlación de Dittus-Boelter de la Ec. (41) y el número de Reynolds de la Ec. (43) es empleado para el agua del HTF en contacto con la tubería del SRC-PVT. Es decir, un fluido en contacto con una geometría aislada del exterior (convección interna).
- En el **Anexo II** se muestra a modo de ejemplo, el procedimiento para calcular los coeficientes de convección externa e interna. Tomando como referencia a las variables de entrada y los parámetros de diseño presentes en la Tabla 4.1 y la Tabla 4.2, respectivamente.

4.4 Flujos de calor por radiación

En las ecuaciones de balance de energía se establecieron tres flujos de calor por radiación. Estos corresponden: al calor que circula del absorbedor al cielo ($\dot{q}_{rad,abs}$), el calor que circula de la cara frontal del PTC al cielo ($\dot{q}_{rad,PTC}$) y el calor que circula de los PV a la cara frontal del PTC ($\dot{q}_{conv,PV}$).

Para el caso de los flujos de calor por radiación, todos los términos que los conforman (excepto las temperaturas) son conocidos y se proporcionan en la Tabla 4.2. Por lo que resulta más conveniente resolver las ecuaciones de forma directa, sin emplear la analogía de la resistencia térmica.

La Ec. (44) describe el flujo de calor por radiación del absorbedor al cielo ($\dot{q}_{rad,abs}$):

$$\dot{q}_{rad,abs} = \varepsilon_{abs} \cdot \sigma \cdot A_{abs} \cdot (T_{abs}^4 - T_{sky}^4) \quad (44)$$

Donde:

ε_{abs} = Emisividad del absorbedor.

σ = Constante de Stephan-Boltzmann, $5.6704 \times 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$.

A_{abs} = Área del absorbedor, m^2 .

T_{abs} = Temperatura del absorbedor, K.

T_{sky} = Temperatura del cielo, K.

La Ec. (45) describe el flujo de calor por radiación de la cara frontal del PTC al cielo ($\dot{q}_{rad,PTC}$):

$$\dot{q}_{rad,PTC} = \varepsilon_{PTC} \cdot \sigma \cdot A_{PTC} \cdot (T_{PTC}^4 - T_{sky}^4) \quad (45)$$

Donde:

ε_{PTC} = Emisividad del PTC.

A_{PTC} = Área del PTC, m^2 .

T_{PTC} = Temperatura del PTC, K.

La Ec. (46) describe el flujo de calor por radiación de los PV a la cara frontal del PTC ($\dot{q}_{rad,PV}$):

$$\dot{q}_{rad,PV} = \varepsilon_{PV} \cdot \sigma \cdot A_{PV} \cdot (T_{PV}^4 - T_{PTC}^4) \quad (46)$$

Donde:

ε_{PV} = Emisividad de los PV.

A_{PV} = Área de los PV, m^2 .

T_{PV} = Temperatura de los PV, K.

4.5 Irradiación solar incidente

En las ecuaciones de balance de energía se establecieron tres términos de irradiación solar. Los cuales son: la incidencia de irradiación solar sobre el absorbedor ($\dot{q}_{sol,abs}$), la incidencia de irradiación solar sobre la cara frontal del PTC ($\dot{q}_{sol,PTC}$) y la incidencia de irradiación solar sobre los PV ($\dot{q}_{rad,PV}$).

Todos los términos que conforman a las ecuaciones de irradiación solar incidente son presentados en la Tabla 4.1 y la Tabla 4.2. Por lo que estas ecuaciones son resueltas directamente, como las ecuaciones de flujos de calor por radiación.

La Ec. (47) describe la incidencia de irradiación solar sobre el absorbedor ($\dot{q}_{rad,abs}$):

$$\dot{q}_{sol,abs} = G_{GHI} \cdot A_{abs} \cdot \alpha_{abs} \quad (47)$$

Donde:

G_{GHI} = Irradiación horizontal global, W/m².

A_{abs} = Área del absorbedor, m².

α_{abs} = Absorbancia del absorbedor.

La Ec. (48) describe la incidencia irradiación solar sobre la cara frontal del PTC ($\dot{q}_{rad,PTC}$):

$$\dot{q}_{sol,PTC} = G_{GHI} \cdot A_{PTC} \cdot \alpha_{PTC} \quad (48)$$

Donde:

A_{PTC} = Área del PTC, m².

α_{PTC} = Absorbancia del PTC.

La Ec. (49) describe la incidencia de irradiación solar sobre los PV ($\dot{q}_{rad,PV}$):

$$\dot{q}_{sol,PV} = G_{DNI} \cdot A_{PV} \cdot \alpha_{PV} \cdot CR_{PTC} \cdot \eta_{opt} \cdot IAM_{th} \quad (49)$$

Donde:

G_{DNI} = Irradiación normal directa, W/m².

A_{PV} = Área de los PV, m².

α_{PV} = Absorbancia de los PV.

CR_{PTC} = Relación de concentración del PTC.

η_{opt} = Eficiencia óptica del PTC.

IAM_{th} = Coeficiente del modificador del ángulo de incidencia térmico.

4.6 Potencia y eficiencia

4.6.1 Ecuaciones de potencia eléctrica y térmica

La potencia eléctrica se determinada por parámetros que afectan a los PV, como la geometría del PTC y la DNI. Además de parámetros propios de los PV como su área y su eficiencia. Mientras que la potencia térmica se deriva de la ecuación de balance de energía (4) que permite estimar el calor absorbido por el HTF.

La Ec. (50) determina la potencia eléctrica producida por los PV (P_{PV}). Mientras que la Ec. (51) determina la eficiencia de los PV (η_{PV}):

$$P_{PV} = G_{DNI} \cdot A_{PV} \cdot CR_{PTC} \cdot \eta_{opt} \cdot \eta_{PV} \cdot IAM_{elec} \quad (50)$$

$$\eta_{PV} = 0.298 + 0.0142 \cdot \ln(CR_{PTC}) + (-0.000715 + 0.0000697 \cdot \ln(CR_{PTC})) \cdot (T_{PV} - 298) \quad (51)$$

Donde:

G_{DNI} = Irradiación normal directa, W/m².

A_{PV} = Área de los PV, m².

CR_{PTC} = Relación de concentración del PTC.

η_{opt} = Eficiencia óptica del PCT.

η_{PV} = Eficiencia de los PV.

IAM_{elec} = Coeficiente del modificador del ángulo de incidencia eléctrico.

T_{PV} = Temperatura de los PV, K.

La Ec. (52) determina la potencia termina entregada por el HTF ($\dot{q}_{HTF}$):

$$\dot{q}_{HTF} = \epsilon \cdot \dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{sub} - T_{in,HTF}) \quad (52)$$

Donde:

$\dot{m}_{HTF}$ = Flujo másico del HTF, Kg/s.

$C_{p,HTF}$ = Calor específico del HTF, J/(kg·K).

$T_{out,HTF}$ = Temperatura de salida del HTF, K.

$T_{in,HTF}$ = Temperaturas de entrada del HTF, K.

T_{sub} = Temperaturas del sustrato, K.

ϵ = Efectividad del intercambiador.

Al tratarse de un intercambiador de calor con capacidad térmica igual acero, la efectividad del intercambiador (ϵ) se calculada con la Ec. (17), según lo visto en la Tabla 3.4. A su vez, es necesario calcular el número de unidades de transferencia (NTU) con la Ec. (53):

$$\epsilon = 1 - e^{-NTU} \quad (17)$$

$$NTU = \frac{\frac{1}{\frac{1}{h_{HTF}} + R_{cond,sub}} \cdot A_{HX}}{\dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF}} \quad (53)$$

Donde:

A_{HX} = Área de contacto del intercambiador de calor, m².

h_{HTF} = Coeficiente de transferencia de calor por convección del HTF W/(m²·K).

$R_{cond,sub}$ = Resistencia térmica por conducción del sustrato, K/W.

4.6.2 Ecuaciones de eficiencia eléctrica y térmica

La eficiencia es una relación entre la potencia producida y la potencia ingresada al modelo. La potencia ingresada, al tratarse de un sistema basado en la captación de irradiación solar, se obtiene de la DNI y el área del colector.

La Ec. (54) calcula la eficiencia eléctrica entregada por los PV (η_{elec}). Mientras que la Ec. (55) calcula la eficiencia térmica entregada por el HTF (η_{th}):

$$\eta_{elec} = \frac{P_{PV}}{I_{DNI} \cdot A_{ap}} \quad (54)$$

$$\eta_{th} = \frac{\dot{q}_{HTF}}{G_{DNI} \cdot A_{ap}} \quad (55)$$

Donde:

A_{ap} = Área de apertura del PTC, m².

G_{DNI} = Irradiación normal directa, W/m².

4.7 Análisis de grados de libertad y variables

El sistema plantea 5 incógnitas principales (Temperaturas nodales y de salida). Para resolverlo, se dispone de un sistema de 5 ecuaciones simultáneas no lineales (Balances de energía en: PTC, PV, absorbedor, HTF y balance global). Dado que $N_V = N_E$, el sistema tiene cero grados de libertad y solución determinada.

La Tabla 4.3 clásica todas las variables empleadas en el modelo matemático. En la sección “Temperaturas” y “Balances de energía” se enlistan las 5 incógnitas y sus 5 respectivas ecuaciones.

Tabla 4.3. Clasificación de variables y análisis de grados de libertad.

Grupos de términos	Tipo de dato	Símbolo	Fuente
Variables de entrada	Datos meteorológicos	$G_{GHI}, G_{DNI}, u_{air}$ $T_a, T_{in,HTF}, T_{sky}$	Archivo TMY
	Condiciones de referencia para las propiedades del aire y agua	$P_{air}, P_{HTF}, \dot{m}_{HTF}$	Estudio de referencia
Parámetros	Propiedades ópticas	$IAM_{elec}, IAM_{th}, \eta_{opt}, \sigma$ $\alpha_{abs}, \alpha_{PTC}, \alpha_{PV}$ $\varepsilon_{abs}, \varepsilon_{PTC}, \varepsilon_{PV}$	Estudio de referencia
	Características geométricas	D_{pipe}, L_{PTC} W_{abs}, W_{PTC}, W_{PV} $th_{abs}, th_{sub}, th_{PV}$	Estudio de referencia
	Fórmulas y relaciones geométricas	$A_{abs}, A_{sub}, A_{PTC}, A_{PV}$ $A_{ap}, A_{CS}, A_{HX}, CR_{PTC}, r_{pipe}$ $L_{SRC-PVT}, L_{ver}, L_{edg}$ $th_{min}, th_{max}, th_{sub}$	Calculada internamente
	Propiedades del SRC-PVT (Parámetros)	K_{abs}, K_{sub}, K_{PV}	Estudio de referencia
Propiedades termo-físicas	Propiedades del aire y agua (Variables Auxiliares)	$C_{p,HTF}$ $Pr_{air}, Pr_{water}, K_{air}, K_{water}$ $\mu_{air}, \mu_{water}, \rho_{air}, \rho_{water}$	Librería de EES
	Correlaciones y Coeficientes (Variables Auxiliares)	$Re_{abs}, Re_{PV}, Re_{PTC}, Re_{HTF}$ $Nu_{abs}, Nu_{PTC}, Nu_{PV}, Nu_{HTF}$ $h_{abs}, h_{HTF}, h_{PTC}, h_{PV}$ $u_{water}, NUT, \varepsilon$	Calculada internamente
Variables de salida	Eficiencias y potencias	$P_{PV}, \dot{q}_{HTF}$ η_{elec}, η_{th}	Calculada internamente
	Temperaturas (Variables dependientes)	5 incógnitas: $T_{abs}, T_{sub}, T_{out,HTF}, T_{PTC}, T_{PV}$	Estimada por métodos numéricos
Ecuaciones disponibles	Balances de energía	5 ecuaciones: $\dot{q}_{sol,PTC} + \dot{q}_{rad,PV} = \dot{q}_{conv,PTC} + \dot{q}_{rad,PTC}$ $\dot{q}_{sol,PV} - P_{PV} - \dot{q}_{conv,PV} - \dot{q}_{rad,PV} + \dot{q}_{sol,abs} - \dot{q}_{conv,abs} - \dot{q}_{rad,abs} = \dot{q}_{HTF}$ $\dot{q}_{sol,abs} - \dot{q}_{conv,abs} - \dot{q}_{rad,abs} = \dot{q}_{cond,abs-sub}$ $\dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{out,HTF} - T_{in,HTF}) = \varepsilon \cdot \dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{sub} - T_{in,HTF})$ $\dot{q}_{cond,PV-sub} + \dot{q}_{cond,abs-sub} = \dot{q}_{HTF}$	Modelo

A continuación, se detalla el análisis de grados de libertad.

Dentro del sistema de ecuaciones se identifican las siguientes variables dependientes o incógnitas (N_V), que corresponden a temperaturas del sistema:

1. T_{abs} = Temperatura del absorbedor, presente en la Ec. (19), la Ec. (20) y la Ec. (22).
2. T_{sub} = Temperatura del sustrato, presente en la Ec. (20), la Ec. (21) y la Ec. (22).
3. $T_{out,HTF}$ = Temperatura del HTF a la salida, presente en la Ec. (19) y la Ec. (21).
4. T_{PTC} = Temperatura del PTC, presente en la Ec. (18).
5. T_{PV} = Temperatura de los PV, presente en la Ec. (18), la Ec. (19) y la Ec. (22).

Total, de variables dependientes: $N_V = 5$.

Por su parte, se dispone de 5 ecuaciones de balance de energía:

1. La Ec. (18): $\dot{q}_{sol,PTC} + \dot{q}_{rad,PV} = \dot{q}_{conv,PTC} + \dot{q}_{rad,PTC}$
2. La Ec. (19): $\dot{q}_{sol,PV} - P_{PV} - \dot{q}_{conv,PV} - \dot{q}_{rad,PV} + \dot{q}_{sol,abs} - \dot{q}_{conv,abs} - \dot{q}_{rad,abs} = \dot{q}_{HTF}$
3. La Ec. (20): $\dot{q}_{sol,abs} - \dot{q}_{conv,abs} - \dot{q}_{rad,abs} = \dot{q}_{cond,abs-sub}$
4. La Ec. (21): $\dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{out,HTF} - T_{in,HTF}) = \epsilon \cdot \dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{sub} - T_{in,HTF})$
5. La Ec. (22): $\dot{q}_{cond,PV-sub} + \dot{q}_{cond,abs-sub} = \dot{q}_{HTF}$

Total, de ecuaciones: $N_E = 5$.

Para el análisis de los grados de libertad (N_F), se desarrolla la Ec. (56):

$$N_F = N_V - N_E \quad (56)$$

$$N_F = 5 - 5 \quad (56.1)$$

$$N_F = 0 \quad (56.2)$$

Al resolver la fórmula se corrobora que el sistema es $N_F = 0$, por lo tanto, tiene cero grados de libertad y está matemáticamente determinado.

4.8 Algoritmo y estrategia de solución de las ecuaciones de balance de energía

Aunque el análisis de grados de libertad (Tabla 4.3) identifica un total de 5 incógnitas (T_{abs} , T_{sub} , $T_{out,HTF}$, T_{PTC} y T_{PV}), la estructura física del sistema permite desacoplar parcialmente las ecuaciones para optimizar la carga computacional. Por lo tanto, el procedimiento de solución implementado en EES incluye dos etapas secuenciales (iteración) dentro del proceso global. El proceso global se compone de cuatro pasos descritos a continuación:

- Paso 1: Asignación de un valor inicial de temperatura T_{PV}

Se asigna un valor inicial de temperatura para los PV (T_{PV}). Este valor semilla permite iniciar el cálculo de las propiedades radiativas y sirve como punto de partida para el proceso global. Este valor debe estar dentro del rango de los valores típicos de temperatura alcanzados en sistemas CPV/T bajo condiciones de operación. Este rango suele oscilar entre los 30 °C a 90 °C, según [13].

- Paso 2 (Etapas secuencial 1): Estimación de T_{PTC} con la Ec. (18)

La temperatura de la cubierta del colector (T_{PTC}) puede estimarse directamente con la Ec. (18), utilizando un método de Newton-Raphson univariable convencional, con el siguiente procedimiento: Se reescribe según sus respectivas variables y parámetros.

$$\dot{q}_{sol,PTC} + \dot{q}_{rad,PV} = \dot{q}_{conv,PTC} + \dot{q}_{rad,PTC} \quad (18)$$

$$[G_{GHI} \cdot A_{PTC} \cdot \alpha_{PTC}] + [\varepsilon_{PV} \cdot \sigma \cdot A_{PV} \cdot (T_{PV}^4 - T_{PTC}^4)] = \frac{T_{PTC} - T_a}{R_{conv,PTC}} + [\varepsilon_{PTC} \cdot \sigma \cdot A_{PTC} \cdot (T_{PTC}^4 - T_{sky}^4)] \quad (18.1)$$

Luego se reorganiza como una función “ $f(T_{PTC})$ ” y se obtiene su derivada “ $f'(T_{PTC})$ ”.

$$f(T_{PTC}) = [G_{GHI} \cdot A_{PTC} \cdot \alpha_{PTC}] + [\varepsilon_{PV} \cdot \sigma \cdot A_{PV} \cdot (T_{PV}^4 - T_{PTC}^4)] - \frac{T_{PTC} - T_a}{R_{conv,PTC}} - [\varepsilon_{PTC} \cdot \sigma \cdot A_{PTC} \cdot (T_{PTC}^4 - T_{sky}^4)] \quad (18.2)$$

$$f'(T_{PTC}) = -4T_{PV}^3 \cdot [\varepsilon_{PV} \cdot \sigma \cdot A_{PV}] - \frac{1}{R_{conv,PTC}} - 4T_{PTC}^3 \cdot [\varepsilon_{PTC} \cdot \sigma \cdot A_{PTC}] \quad (18.3)$$

La Ec. (57) muestra la regla de actualización del método de Newton–Raphson empleado.

$$T_{PTC}^{(i+1)} = T_{PTC}^{(i)} - \frac{f(T_{PTC}^{(i)})}{f'(T_{PTC}^{(i)})} \quad (57)$$

La tolerancia para la convergencia del método es de 1×10^{-6} K y el límite de iteraciones es 100.

- Paso 3 (Etapas secuencial 2): Estimación de $T_{out,HTF}$, T_{abs} y T_{sub} con las Ec. (19), (20) y (21)

Se forma un sistema de tres ecuaciones y tres incógnitas. Conformado por la Ec. (19), la Ec. (20) y la Ec. (21), siendo las incógnitas la temperatura de la salida del HTF ($T_{out,HTF}$), el absorbedor (T_{abs}) y el sustrato (T_{sub}). Este sistema es resuelto mediante el método de Newton–Raphson multivariable, mediante el siguiente procedimiento:

Se define un vector de incógnitas (x) que contiene las tres variables que se desean determinar en el sistema ($T_{out,HTF}$, T_{abs} y T_{sub}), tal como muestra la Ec. (58).

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_{out,HTF} \\ T_{abs} \\ T_{sub} \end{bmatrix} \quad (58)$$

Similar al Paso 2, la Ec. (19), Ec. (20) y Ec. (21) son reescritas en función de sus respectivas variables y parámetros, además de reorganizar como $f_n(x)$.

$$\dot{q}_{sol,PV} - P_{PV} - \dot{q}_{conv,PV} - \dot{q}_{rad,PV} + \dot{q}_{sol,abs} - \dot{q}_{conv,abs} - \dot{q}_{rad,abs} = \dot{q}_{HTF} \quad (19)$$

$$f_1(x) = [G_{GHI} \cdot A_{abs} \cdot \alpha_{abs}] + [G_{DNI} \cdot A_{PV} \cdot \alpha_{PV} \cdot CR_{PTC} \cdot \eta_{opt} \cdot IAM_{th}] - P_{PV} - [\varepsilon_{abs} \cdot \sigma \cdot A_{abs} \cdot (T_{abs}^4 - T_{sky}^4)] \\ - [\varepsilon_{PV} \cdot \sigma \cdot A_{PV} \cdot (T_{PV}^4 - T_{PTC}^4)] - \frac{T_{PV} - T_a}{R_{conv,PV}} - \frac{T_{abs} - T_a}{R_{conv,abs}} - [\dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{out,HTF} - T_{in,HTF})] \quad (19.1)$$

$$\dot{q}_{sol,abs} - \dot{q}_{conv,abs} - \dot{q}_{rad,abs} = \dot{q}_{cond,abs-sub} \quad (20)$$

$$f_2(x) = [G_{GHI} \cdot A_{abs} \cdot \alpha_{abs}] - [\varepsilon_{abs} \cdot \sigma \cdot A_{abs} \cdot (T_{abs}^4 - T_{sky}^4)] - \frac{T_{abs} - T_a}{R_{conv,abs}} - \frac{T_{abs} - T_{sub}}{R_{cond,abs} + R_{cond,sub}} \quad (20.1)$$

$$\dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{out,HTF} - T_{in,HTF}) = \dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{sub} - T_{in,HTF}) \quad (21)$$

$$f_3(x) = \dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{out,HTF} - T_{in,HTF}) - \dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{sub} - T_{in,HTF}) \quad (21.1)$$

Para cada una de las tres funciones se obtienen sus derivadas parciales para cada incógnita.

$$\frac{\partial f_1}{\partial x_1} = -4T_{abs}^3 \cdot [\varepsilon_{abs} \cdot \sigma \cdot A_{abs}] - \frac{1}{R_{conv,abs}} \quad (19.2)$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial x_2} = 0 \quad (19.3)$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial x_3} = -\dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \quad (19.4)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial x_1} = -4T_{abs}^3 \cdot [\varepsilon_{abs} \cdot \sigma \cdot A_{abs}] - \frac{1}{R_{conv,abs}} - \frac{1}{R_{cond,abs} + R_{cond,sub}} \quad (20.2)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial x_2} = -\frac{1}{R_{cond,abs} + R_{cond,sub}} \quad (20.3)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial x_3} = 0 \quad (20.4)$$

$$\frac{\partial f_3}{\partial x_1} = 0 \quad (21.2)$$

$$\frac{\partial f_3}{\partial x_2} = -\dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \quad (21.3)$$

$$\frac{\partial f_3}{\partial x_3} = \dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \quad (21.4)$$

Las derivadas parciales conforman la matriz jacobiana (J) mostrada en la Ec. (59), esta se agrega en el sistema lineal de la Ec. (60). Siendo esta última ecuación, la regla de actualización del método de Newton Raphson Multivariable empleado.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_3} & \frac{\partial f_2}{\partial x_3} & \frac{\partial f_3}{\partial x_3} \end{bmatrix} \quad (59)$$

$$J^{(i)} \Delta x^{(i)} = -f^{(i)} \quad (60)$$

La tolerancia para la convergencia del método es de 1×10^{-6} K y el límite de iteraciones es 100.

- Paso 4: Obtención del valor final de T_{PV}

Finalmente, se obtiene un valor de temperatura explícito para los PV (T_{PV}) mediante la Ec. (22). Esta ecuación permite calcular el valor de temperatura de T_{PV} a partir de los valores de temperatura previamente estimados (T_{PTC} , $T_{out,HTF}$, T_{abs} y T_{sub}). El procedimiento solo requiere reescribir la ecuación según sus respectivas variables y parámetros:

$$\dot{q}_{cond,PV-sub} + \dot{q}_{cond,abs-sub} = \dot{q}_{HTF} \quad (22)$$

$$\dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{out,HTF} - T_{in,HTF}) = \dot{m}_{HTF} \cdot C_{p,HTF} \cdot (T_{sub} - T_{in,HTF}) \quad (22.1)$$

El cálculo de T_{PV} no requieren procesos iterativos, el *software* EES es capaz de obtener el valor de forma analítica.

Nota: Las propiedades termo-físicas del aire y del agua (HTF) se actualizan en cada iteración mediante las funciones de librería interna de EES: density, viscosity, prandtl, conductivity y cp.

4.9 Interconexión y validación del modelo matemático.

Para efectuar las simulaciones se establece una interconexión entre los *software* TRNSyS y EES. El modelo matemático se ejecuta dentro de EES, se proporciona el *script* del modelo matemático desarrollado en [133], [134] y en el **Anexo III**. El modelo matemático aprovecha las funciones de EES para actualizar las propiedades físicas y térmicas de los fluidos involucrados (aire y agua), esta función permite calcular los números adimensionales de forma más exacta. Mientras que TRNSyS se encarga de controlar los tiempos de simulación y la administración de los datos.

4.9.1 Interconexión entre TRNSyS y EES

La interconexión entre TRNSyS y EES se detalla en el diagrama de flujo de la Fig. 4.4.

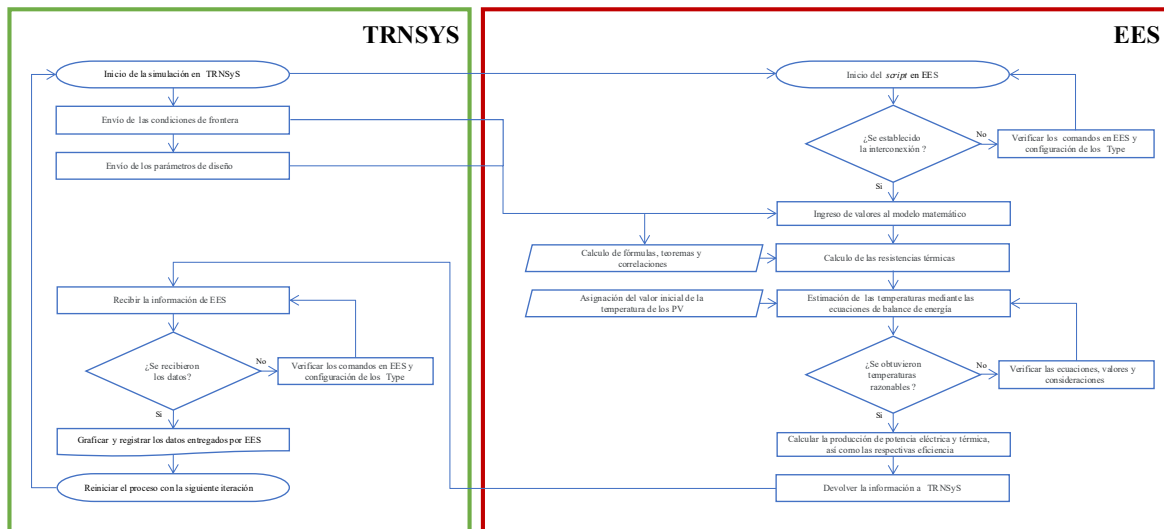


Fig. 4.4. Integración del modelo matemático en los *software* TRNSyS y EES.

La Fig. 4.5 muestra el entorno de simulación de TRNSyS y un grupo de bloques denominados “Type”. Estos bloques son necesarios para efectuar la integración de TRNSyS y ESS.

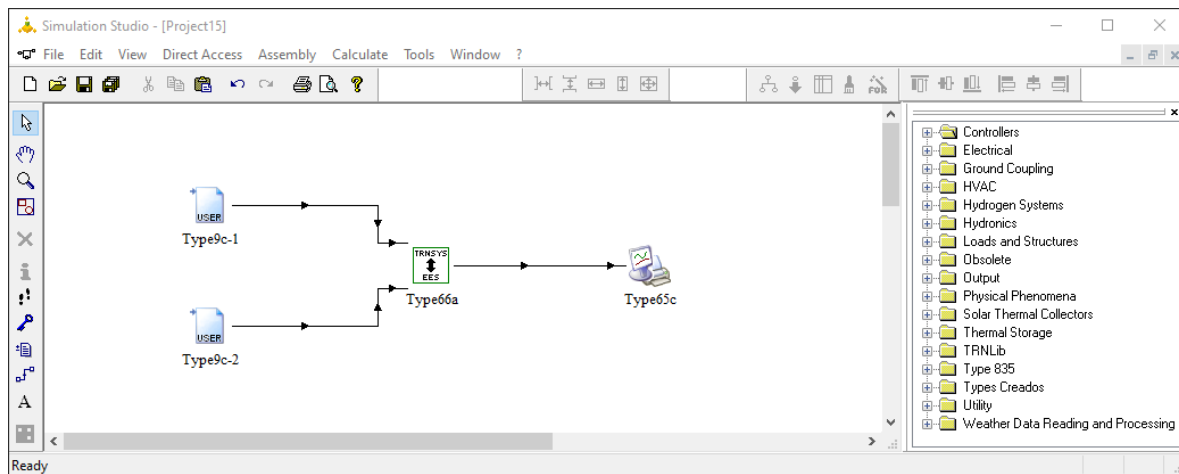


Fig. 4.5. Bloques Type usados en la etapa de TRNSyS.

Cada uno de los Type realiza una función específica y comunican su información mediante el trazo con flechas negras (que indican la dirección de la información). A continuación, se brinda una descripción de las funciones realizadas por cada Type:

- **Type9c:** Este bloque tiene la función de leer los datos de un archivo de texto “.TXT”, además puede convertirlos a un sistema de unidades deseado. En los Type9c presentes en la Fig. 4.5 se ingresan los valores de las variables de entrada y los parámetros de diseño.
- **Type66a:** Este bloque es el encargado de la interconexión entre TRNSYS y EES, permitiendo el envío y recepción de información con EES. El Type66a de la Fig. 4.5 se interconecta con el *script* en EES del modelo matemático desarrollado.
- **Type65c:** Este bloque permite graficar y almacenar en un archivo de tipo Excel “.XLSX” la información proporcionada por otros bloques. El Type65c de la Fig. 4.5 registra los valores de temperatura, potencias y eficiencias calculados por el modelo matemático desarrollado.

4.9.2 Validación del modelo

La validación del modelo es de tipo numérica y se basa en la estrategia mostrada en los estudios de los autores Herez [22] y Calise [79]. En esta estrategia se comparan las temperaturas estimadas por el modelo matemático, con respecto a las temperaturas de un estudio de referencia (Herez compara sus resultados con respecto a los valores reportados por Calise). Se determina el porcentaje de divergencia entre los valores de temperatura estimados por el modelo matemático y los valores de temperatura de referencia.

Para la validación del modelo matemático desarrollado en este trabajo de tesis, se tomaron las condiciones del estudio de Herez [22] y los valores resultantes de temperatura reportados Calise [79]. Es decir, la referencia original con la cual se comparó Herez. Las condiciones del estudio de Herez corresponden a las variables de entrada de la Tabla 4.1 y los parámetros de la Tabla 4.2.

En la Tabla 4.4 se muestran los porcentajes de divergencia entre los valores estimados por el modelo matemático desarrollado y los valores de referencia. Se observa que el porcentaje de divergencia es menor al 5 %, por lo tanto, el modelo matemático desarrollado se considera válido.

Tabla 4.4. Validación del modelo matemático mediante sus valores de temperatura estimados.

Elemento	Estimado por Herez (°C)	Referencia de Calise (°C)	Modelo matemático desarrollado (Comparado con respecto a Calise)	
			Estimada (°C)	Divergencia (%)
PV	83.75	82.30	79.83	3.00
Absorbedor	79.90	82.70	79.40	3.99
Substrato	79.70	80.50	79.37	1.40
HTF de salida	78.64	79.30	78.45	1.07

Capítulo V: Resultados

Este capítulo se divide en dos secciones: La primera sección es un estudio de caso que expone un análisis del comportamiento del modelo matemático, para las condiciones meteorológicas de las localidades de Cuernavaca y Mexicali. La segunda sección corresponde a un estudio paramétrico que presenta un análisis del comportamiento del modelo matemático, al variar los parámetros geométricos del SRC-PVT y el flujo másico del HTF.

5.1 Estudio de caso

Este estudio analiza el impacto que las variables de entrada (parámetros meteorológicos) tienen sobre el comportamiento del modelo matemático. Los resultados permiten estimar el rendimiento eléctrico y térmico del colector para las condiciones meteorológicas de una ubicación geográfica específica. Esta información resulta de utilidad para el dimensionamiento de un campo de colectores y el análisis de su viabilidad tecno-económica, al atender una aplicación específica.

5.1.1 Consideraciones en los valores de irradiación solar (GHI y DNI)

Al analizar la metodología empleada por Herez en su estudio [22], se pone de evidente que para calcular la producción de energía a lo largo de cada mes se aplicó el siguiente procedimiento:

- **Paso 1:** El modelo matemático se alimenta con valores puntuales de irradiación solar (GHI y DNI). Los datos corresponden a los valores de irradiación característicos del mediodía, que representan el momento de mayor irradiación solar a lo largo del día.
- **Paso 2:** El modelo matemático genera valores puntuales de potencia eléctrica y térmica producida a partir de los valores de irradiación solar introducidos, junto con el resto de condiciones meteorológicas determinadas (temperaturas circundantes al SRC-PVT).
- **Paso 3:** Para calcular la energía generada en cada mes, los valores puntuales de potencia se multiplican por el número de horas diurnas y el número de días del mes en concreto.

Al revisar un archivo TMY, se puede constatar una disminución de la irradiación solar entre las primeras y las últimas horas del día (aurora y penumbra). Si se multiplica la potencia puntual correspondiente al mediodía por el número de horas diurnas se plantea un escenario donde: “la cantidad máxima de irradiación solar está disponible durante todo el día”. Esto introduce un sesgo en el análisis, ya que supone unas condiciones demasiado favorables.

Para evitar este sesgo, se sugiere proporcionar al modelo valores de irradiación solar (GHI y DNI), promediados a lo largo de las horas diurnas y los días del mes en concreto. Es decir: “se considera la irradiación solar atenuada debido a las auroras y penumbras de las primeras y últimas horas diurnas del día”. La Fig. 5.1 muestra los valores de irradiación solar por hora del mes de enero según un archivo TMY (de la localidad de Angers, Francia), se contrastan los valores representativos de este mes, propuestos Herez y por la estrategia de promediado sugerida. Esta comparación hace evidente el sesgo en la potencia introducida al modelo al emplear el método de Herez.

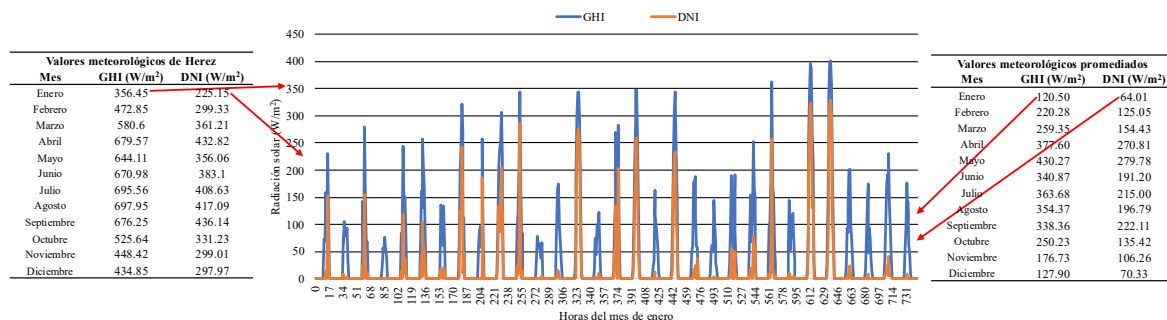


Fig. 5.1. Comparación de los rangos de irradiación solar presentados por Herez vs los valores promedio sugeridos.

Por su parte, la Tabla 5.1 enlista los valores de los coeficientes de convección, número de Reynolds, Prandtl, Nusselt y resistencias térmicas que el modelo matemático obtuvo en el proceso de validación, mediante las funciones del *software* EES.

Tabla 5.1. Resumen de los valores de coeficientes de convección, número de Reynolds, Prandtl, Nusselt y resistencias térmicas.

Parámetro	Valor	Valor
Coefficiente de transferencia de calor del absorbedor (h_{abs})	35.22	W/(m ² ·K)
Coefficiente de transferencia de calor del HTF (h_{HTF})	1,684.90	W/(m ² ·K)
Coefficiente de transferencia de calor del PTC (h_{PTC})	7.87	W/(m ² ·K)
Coefficiente de transferencia de calor de los PV (h_{PV})	24.90	W/(m ² ·K)
Número de Reynolds para el absorbedor (Re_{abs})	19,206.14	-
Número de Reynolds para el HTF (Re_{HTF})	15,751.29	-
Número de Reynolds para el PTC (Re_{PTC})	384,122.91	-
Número de Reynolds para el PV (Re_{PV})	38,412.29	-
Número de Prandtl para el absorbedor (Pr_{abs})	0.7296	-
Número de Prandtl para el HTF (Pr_{HTF})	2.55	-
Número de Prandtl para el PTC (Pr_{PTC})	0.7296	-
Número de Prandtl para el PV (Pr_{PV})	0.7296	-
Número de Nusselt para el absorbedor (Nu_{abs})	82.84	-
Número de Nusselt para el HTF (Nu_{HTF})	76.24	-
Número de Nusselt para el PTC (Nu_{PTC})	370.48	-
Número de Nusselt para el PV (Nu_{PV})	117.15	-
Resistencia térmica por conducción del absorbedor ($R_{cond,abs}$)	0.00002439	K/W
Resistencia térmica por conducción del sustrato ($R_{cond,sub}$)	0.00001799	K/W
Resistencia térmica por conducción de los PV ($R_{cond,PV}$)	0.00005	K/W
Resistencia térmica por convección del absorbedor ($R_{conv,abs}$)	0.0464	K/W
Resistencia térmica por convección del PTC ($R_{conv,PTC}$)	0.00415	K/W
Resistencia térmica por convección de los PV ($R_{conv,PV}$)	0.03281	K/W

5.1.2 Datos meteorológicos

Los archivos TMY con las condiciones meteorológicas de la localidad de Cuernavaca y de Mexicali se obtuvieron de la base de datos PVGIS [135]. Estas condiciones corresponden a los datos de: la irradiación solar (GHI y DNI), las temperaturas del ambiente, del HTF de entrada, del cielo y la velocidad del aire. En su conjunto conforman los parámetros meteorológicos introducidos al modelo matemático. En el estudio de caso, las condiciones meteorológicas varían para cada mes del año. El **Anexo IV** detalla el procedimiento efectuado a los datos meteorológicos de los archivos TMY y su procesamiento para la obtención de los valores mensuales, siguiendo estas consideraciones:

- De PVGIS se obtiene un archivo TMY de la localidad de interés. El TMY comprende un total de 8,760 horas y proporciona un valor por hora para cada uno de los parámetros meteorológicos.
- Se obtiene un valor promedio de la irradiación solar (GHI y DNI) a partir de los valores analizados del TMY, el promedio solo toma en cuenta las horas diurnas en cada uno de los meses.
- La temperatura ambiente y de entrada del HTF corresponden a la temperatura de bulbo seco del archivo TMY. Estas temperaturas se promedian a lo largo de todas las horas que abarca cada mes.
- Siguiendo las recomendaciones de Forristal [136]. Se ha determinado que la temperatura del cielo es 8 °C inferior a la temperatura ambiente.
- Se agrego la velocidad del aire como parámetro meteorológico, este nuevo parámetro se promedió de igual manera que los valores de temperatura.

La Tabla 5.2 y la Tabla 5.3 presentan las condiciones meteorológicas de las localidades de Cuernavaca y Mexicali promediadas por mes, respectivamente.

Tabla 5.2. Datos meteorológicos de la localidad de Cuernavaca.

Mes	GHI (W/m ²)	DNI (W/m ²)	Temp. ambiente y HTF de entrada (°C)	Temperatura del cielo (°C)	Velocidad del aire (W/m ²)
Enero	486.90	297.50	16.39	8.39	1.71
Febrero	508.20	326.60	18.54	10.54	1.56
Marzo	551.50	394.50	19.49	11.49	1.78
Abril	547.10	334.80	21.80	13.80	1.52
Mayo	547.50	359.70	20.48	12.48	1.22
Junio	568.10	361.10	21.36	13.36	1.16
Julio	531.90	406.10	19.92	11.92	1.17
Agosto	483.40	274.60	19.89	11.89	1.05
Septiembre	463.90	294.10	18.95	10.95	0.98
Octubre	481.60	303.10	19.58	11.58	1.18
Noviembre	501.60	370.30	16.63	8.63	1.61
Diciembre	478.10	322.60	16.20	8.20	1.54

Tabla 5.3. Datos meteorológicos de la localidad de Mexicali.

Mes	GHI (W/m ²)	DNI (W/m ²)	Temp. ambiente y HTF de entrada (°C)	Temperatura del cielo (°C)	Velocidad del aire (W/m ²)
Enero	372.80	318.80	11.43	3.43	2.23
Febrero	430.80	353.40	19.43	11.43	1.55
Marzo	539.70	441.00	17.30	9.30	1.99
Abril	582.30	491.30	19.98	11.98	2.09
Mayo	580.40	478.80	29.13	21.13	1.97
Junio	622.40	521.60	30.23	22.23	1.96
Julio	585.10	513.00	33.21	25.21	1.83
Agosto	540.90	447.50	32.21	24.21	1.73
Septiembre	548.30	453.80	29.47	21.47	1.79
Octubre	474.40	413.30	22.22	14.22	2.11
Noviembre	419.30	340.50	16.76	8.76	2.06
Diciembre	316.00	238.90	14.81	6.81	1.58

5.1.3 Resultados del estudio de caso

La Fig. 5.2 presenta el comportamiento por mes de las diferentes temperaturas del SRC-PVT (PV, absorbedor, HTF de salida) y del HTF de entrada, para las localidades de Cuernavaca y Mexicali.

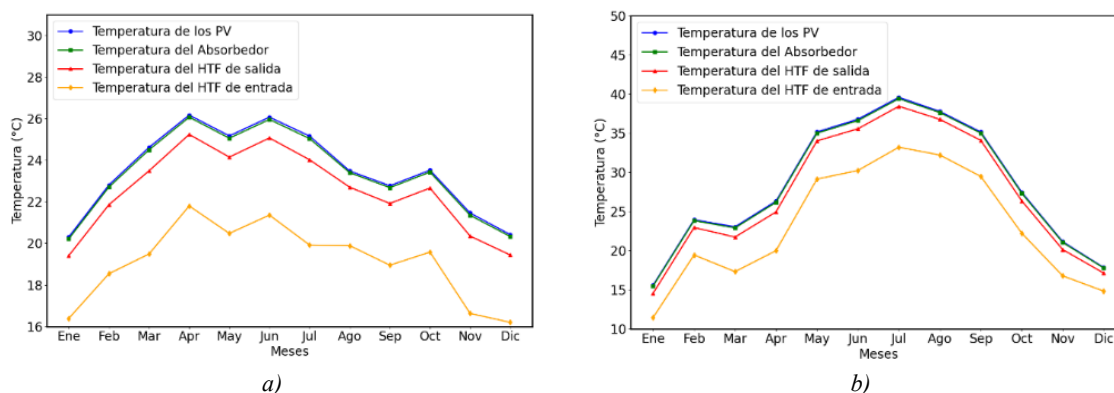


Fig. 5.2. Temperaturas por mes para las localidades de: a) Cuernavaca y b) Mexicali.

Para el caso de Cuernavaca, las temperaturas más elevadas se alcanzaron en abril y las más bajas en diciembre. Las temperaturas variaron de 16 °C a 26 °C a lo largo del año. La ganancia de temperatura del HTF tuvo un promedio de 3.42 °C.

Para el caso de Mexicali las temperaturas más elevadas se alcanzaron en julio y las más bajas en enero. Las temperaturas variaron de 10 °C a 40 °C a lo largo del año. La ganancia de temperatura del HTF tuvo un promedio de 4.19 °C.

Las curvas de temperatura del SRC-PVT observadas en ambas gráficas, reflejan una estrecha relación con la temperatura del HTF de entrada (una condición de frontera del modelo matemático). Es importante tomar en cuenta que la temperatura del HTF de entrada esta influenciada por otras condiciones meteorológicas, como la temperatura ambiente. Las ganancias y variaciones en las curvas de temperatura del SRC-PVT son principalmente influenciadas por la irradiación solar (GHI y DNI) y la velocidad del viento.

La Fig. 5.3 muestra el comportamiento de la potencia eléctrica y térmica producidos por mes, para las localidades de Cuernavaca y Mexicali.

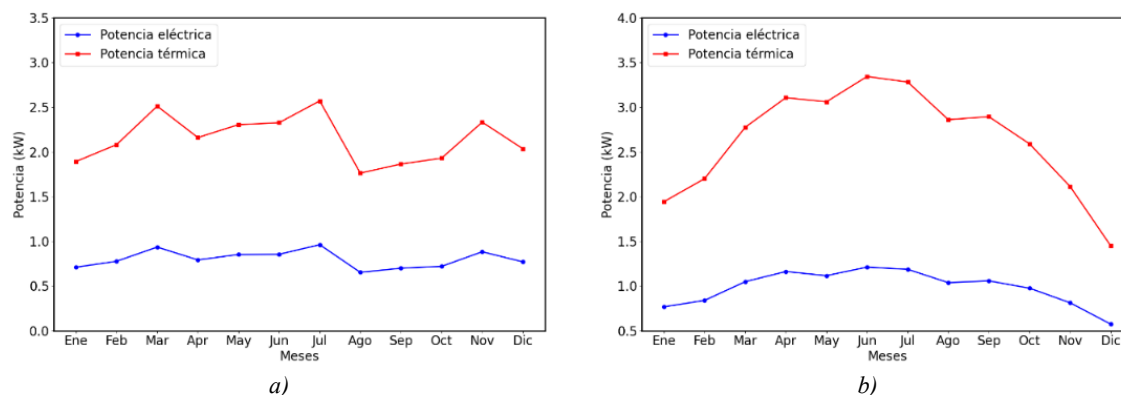


Fig. 5.3. Potencias por mes para las localidades de: a) Cuernavaca y b) Mexicali.

La Tabla 5.4 permite comparar diferentes indicadores de la producción de potencia eléctrica y térmica, para ambas localidades.

Tabla 5.4. Indicadores de potencia para las localidades de Cuernavaca y Mexicali.

Indicador	Potencia eléctrica (kW)	Potencia térmica (kW)
Localidad de Cuernavaca		
Mayor producción	0.96	2.57
Menor producción	0.65	1.76
Diferencia de producción (mayor vs menor)	0.31	0.81
Producción anual	9.61	25.77
Promedio de producción por mes	0.80	2.14
Localidad de Mexicali		
Mayor producción	1.21	3.34
Menor producción	0.57	1.44
Diferencia de producción (mayor vs menor)	0.64	1.90
Producción anual	11.79	31.62
Promedio de producción por mes	0.98	2.63

En la localidad de Cuernavaca el mes con mayor producción de potencia eléctrica y térmica es julio (0.96 kW y 2.57 kW), mientras que el mes con menor producción de potencia eléctrica y térmica es agosto (0.65 kW y 1.76 kW). Para estas condiciones meteorológicas la potencia producida presenta una variación moderada. Ya que la diferencia de potencia entre el mes de mayor producción vs el mes de menor producción es de: 0.31 kW para el caso eléctrico y 0.81 kW para el caso térmico.

En la localidad de Mexicali el mes con mayor producción de potencia eléctrica y térmica es junio (1.21 kW y 3.34 kW), mientras que el mes con menor producción de potencia eléctrica y térmica es diciembre (0.57 kW y 1.44 kW). Para estas condiciones meteorológicas, la potencia producida presenta una variación significativa. Ya que la diferencia de potencia entre el mes de mayor producción vs el mes de menor producción es de: 0.64 kW para el caso eléctrico y 1.90 kW para el caso térmico (el doble que en Cuernavaca). Existe una tendencia definida entre el verano y el invierno.

La Fig. 5.4 presenta el comportamiento de la energía eléctrica y térmica producida por mes, para las localidades de Cuernavaca y Mexicali. Los resultados se obtienen multiplicando la potencia producida, por el número de horas diurnas para cada mes y el número de días del mes. Cabe destacar que las horas diurnas varían para cada localidad, por lo que fueron consultadas en [137], [138].

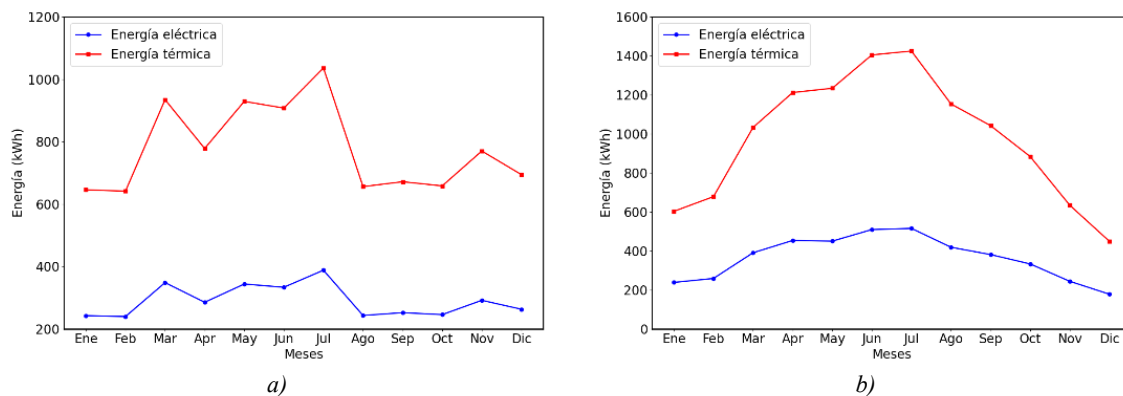


Fig. 5.4. Energías por mes para las localidades de: a) Cuernavaca y b) Mexicali.

La Tabla 5.5 permite comparar diferentes indicadores de la eficiencia eléctrica y térmica, para ambas localidades.

Tabla 5.5. Indicadores de energía para las localidades de Cuernavaca y Mexicali.

Indicador	Energía eléctrica (kWh)	Energía térmica (kWh)
Localidad de Cuernavaca		
Mayor producción	387.93	1,036.11
Menor producción	293.38	641.26
Diferencia de producción (mayor vs menor)	94.55	394.85
Producción anual	3,474.64	9,321.28
Promedio de producción por mes	291.99	784.27
Localidad de Mexicali		
Mayor producción	515.16	1,424.39
Menor producción	177.69	448.88
Diferencia de producción (mayor vs menor)	337.47	975.51
Producción anual	4,367.32	11,747.89
Promedio de producción por mes	363.94	978.99

En la localidad de Cuernavaca el mes con mayor producción de energía eléctrica y térmica es julio (387.93 kWh y 1,036.11 kWh), mientras que el mes con menor producción de energía eléctrica y térmica es febrero (239.38 kWh y 641.26 kWh). Los meses de menor producción de potencia (agosto) y menor producción de energía (febrero), muestran el impacto de las horas diurnas en el rendimiento. En febrero se produjo más potencia, pero con menos horas diurnas se consiguió menos energía.

En la localidad de Mexicali el mes con mayor producción de energía eléctrica y térmica es julio (515.16 kWh y 1,424.39 kWh), mientras que el mes con menor producción de energía eléctrica y térmica es diciembre (177.69 kWh y 448.88 kWh). Los meses de mayor producción de potencia (junio) y mayor producción de energía (julio), muestran nuevamente el impacto de las horas diurnas. En julio se produjo menos potencia, pero con más horas diurnas se consiguió más energía.

La Fig. 5.5 muestra el comportamiento de la eficiencia eléctrica y térmica por mes, para las localidades de Cuernavaca y Mexicali.

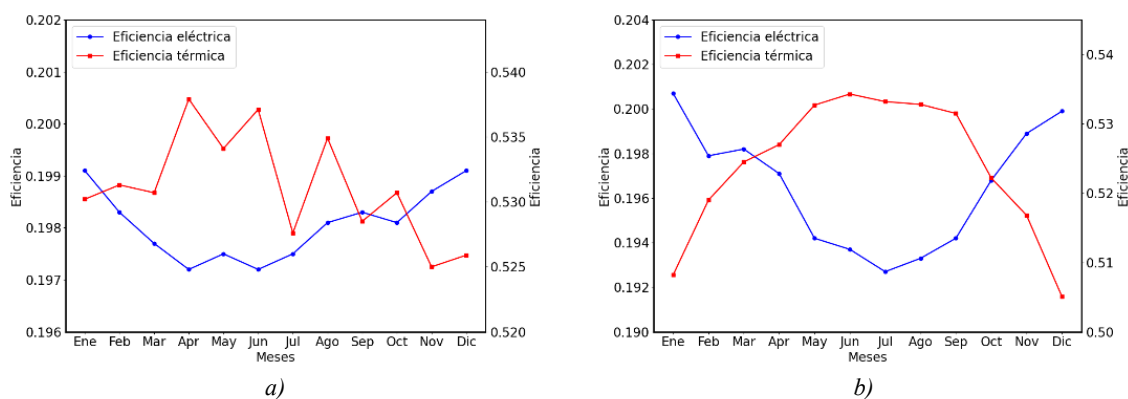


Fig. 5.5. Eficiencias por mes para las localidades de: a) Cuernavaca y b) Mexicali.

La Tabla 5.6 permite comparar diferentes indicadores de la eficiencia eléctrica y térmica, para ambas localidades.

Tabla 5.6. Indicadores de eficiencia para las localidades de Cuernavaca y Mexicali.

Indicador	Eficiencia eléctrica	Eficiencia térmica
Localidad de Cuernavaca		
Mayor eficiencia	0.199	0.537
Menor eficiencia	0.197	0.525
Diferencia de eficiencia (mayor vs menor)	0.002	0.012
Promedio de eficiencia por mes	0.198	0.531
Localidad de Mexicali		
Mayor eficiencia	0.200	0.534
Menor eficiencia	0.192	0.505
Diferencia de eficiencia (mayor vs menor)	0.008	0.029
Promedio de eficiencia por mes	0.196	0.523

En la localidad de Cuernavaca los meses con mayor eficiencia eléctrica son enero y diciembre (0.199), por el contrario, los meses con menor eficiencia eléctrica son abril y junio (0.197). Mientras que el mes con mayor eficiencia térmica es abril (0.537), y el mes con menor eficiencia térmica es noviembre (0.525).

En la localidad de Mexicali el mes con mayor eficiencia eléctrica es enero (0.200), por el contrario, el mes con menor eficiencia eléctrica es julio (0.192). Mientras que el mes con mayor eficiencia térmica es junio (0.534), y el mes con menor eficiencia térmica es diciembre (0.505).

Se observa que las eficiencias eléctricas aumentan durante los meses de invierno, cuando la irradiación solar y la temperatura ambiente es más baja, este comportamiento muestra el impacto de la temperatura sobre el rendimiento de los PV. Cabe destacar que, a pesar de la mayor variabilidad inherente al clima extremo de Mexicali, las eficiencias promedio (eléctrica y térmica) para ambas localidades son similares.

5.2 Estudio paramétrico

Este estudio analiza el impacto que las características geométricas del SRC-PVT tienen sobre el comportamiento del modelo matemático. Los resultados permiten prever el rendimiento del colector bajo determinadas dimensiones, información que resulta de utilidad para el desarrollo de prototipos experimentales.

Tomando como referencia los estudios de Calise [79] y Yazdanifard [21], se consideró oportuno variar los valores de los siguientes parámetros: longitud de la tubería del SRC-PVT, ancho de las caras del SRC-PVT, diámetro de la tubería del SRC-PVT y adicionalmente el flujo másico del HTF. Este último, no es una característica geométrica del SRC-PVT, pero es un parámetro que permite regular la extracción de energía térmica del colector solar.

5.2.1 Rangos de variación de los parámetros

En el estudio paramétrico se consideraron los valores de la validación (Tabla 4.1 y Tabla 4.2). Para establecer los rangos de variación de los parámetros geométricos analizados y el flujo másico, se tomaron en cuenta las dimensiones típicas de receptores comerciales (paneles solares y tuberías de colectores solares convencionales). Esta información se consultó en el estudio de Tagle-Salazar [6]. A continuación, se enlistan las consideraciones para asignar los rangos a cada parámetro analizado:

- Los SRC comerciales empleados en colectores convencionales suelen rondar los 8 m de longitud. En la validación se manejó un valor de 10 m de longitud. En este caso se optó por determinar un rango de ± 3 m sobre el valor de la validación, siendo por tanto una variación de 7 m a 13 m.
- Los PV comerciales de menor tamaño son de 3 cm de ancho y el diámetro de un tubo de vacío de un SRC convencional ronda los 12 cm. Mientras que en la validación el PV media 6 cm de ancho. Por lo que se consideró conveniente asignar un rango de 3 cm a 12 cm.
- Las tuberías de los colectores tipo *heat pipe* rondan de 8 mm a 14 mm de diámetro, mientras que una tubería interna de un PTC puede alcanzar los 9 cm de diámetro. Por su parte, en la validación el diámetro de la tubería fue de 3 cm. Por lo que se asignó un rango de 1.5 cm a 9 cm.
- Al consultar algunos estudios [131], [132] basados en sistemas CPV/T, se encontró que los rangos del flujo másico oscilaban entre 0.02 kg/s a 0.18 kg/s. Mientras que en la validación se usó un flujo masico de 0.15 kg/s. Por lo cual, se adoptó el rango de los estudios consultados.

La Tabla 5.7 enlista los parámetros analizados en el estudio paramétrico, comparando el valor inicial utilizado en la validación del modelo matemático, con respecto a los rangos asignados.

Tabla 5.7. Parámetros analizados en el estudio paramétrico.

Parámetro	Valor en la validación	Rango de variación
Longitud del SRC-PVT (m)	10	7 a 13
Ancho de las caras del SRC-PVT (m)	0.06	0.03 a 0.12
Diámetro de la tubería del SRC-PVT (m)	0.03	0.015 a 0.09
Flujo másico del HTF (kg/s)	0.15	0.02 a 0.18

Se realizó una consideración en la variación de los valores del ancho de las caras y diámetro de la tubería del SRC-PVT. Físicamente el prisma triangular que forman las caras del SRC-PVT rodea y es más grande que la tubería. Por lo cual, no sería lógico simular un escenario donde el ancho de las caras tenga un valor de 0.03 m (valor mínimo de su análisis paramétrico) y el diámetro de la tubería tenga un valor de 0.09 m (valor máximo de su análisis paramétrico). Ya que esto implicaría que la tubería es más grande que el SRC-PVT y lo contiene en su interior. Por lo cual, se hizo este ajuste:

- Variación del ancho de las caras del SRC-PVT: El ancho de las caras y diámetro de la tubería incrementan de forma proporcional, el diámetro varío en un rango de 0.008 a 0.03 m.
- Variación del diámetro de la tubería del SRC-PVT: El ancho de las caras se dejó fijo en un valor de 0.6 m, mientras el diámetro de la tubería incrementa gradualmente según lo indicado.

Cada uno de los parámetros analizados tiene una diferente incidencia en el comportamiento del modelo, debido a que se generan influencias en el resto de variables que integran al propio modelo. Existen variables influenciadas que destacan más en el cambio del comportamiento del modelo, según el parámetro bajo estudio. La Tabla 5.8 agrupa estas variables más influenciadas, según el parámetro bajo estudio, y sus rangos adoptados en concordancia a los rangos del estudio paramétrico.

Tabla 5.8. Variables influenciadas por los parámetros analizados en el estudio paramétrico.

Parámetro bajo análisis y rango de variación	Variables influenciadas	Rango de variación adoptado	Incidencia en el comportamiento del modelo
Longitud del SRC-PVT 7 a 13 (m)	Área del absorbedor (A_{abs})	0.42 a 0.78 (m ²)	Aumenta la superficie de captación de irradiación solar y el área de intercambio de calor.
	Área de los PV (A_{PV})	0.84 a 1.56 (m ²)	
	Área del intercambiador de calor (A_{HX})	0.659 a 1.225 (m ²)	
	Efectividad del intercambiador (ϵ)	0.804 a 0.956	
Ancho de las caras del SRC-PVT 0.03 a 0.12 (m)	Coefficiente de transferencia de calor por convección del absorbedor (h_{abs})	71.83 a 35.92 W/(m ² ·K)	Aumenta área del SRC-PVT en contacto con el aire del ambiente y el área de intercambio de calor
	Coefficiente de transferencia de calor por convección de los PV (h_{PV})	50.79 a 25.40 W/(m ² ·K)	
	Coefficiente de transferencia de calor por convección del HTF (h_{HTF})	17976 a 1665 W/(m ² ·K)	
	Área del intercambiador de calor (A_{HX})	0.251 a 0.942 (m ²)	
	Efectividad del intercambiador (ϵ)	0.991 a 0.907	
Diámetro de la tubería 0.015 a 0.09 (m)	Coefficiente de transferencia de calor por convección del HTF (h_{HTF})	5798 a 230.5 W/(m ² ·K)	Estudio de referencia
	Espesor aproximado del sustrato (th_{sub})	0.136 a 0.099 (m)	
	Área del intercambiador de calor (A_{HX})	0.471 a 2.827 (m ²)	
	Efectividad del intercambiador (ϵ)	0.959 a 0.642	
Flujo másico del HTF 0.02 a 0.18 (kg/s)	Coefficiente de transferencia de calor por convección del HTF (h_{HTF})	332.2 a 1927 W/(m ² ·K)	Aumenta el coeficiente de transferencia de calor del agua y la velocidad del HTF
	Velocidad del agua o HTF (u_{water})	0.028 a 0.260 (m/s)	
	Efectividad del intercambiador (ϵ)	0.975 a 0.897	

5.2.2 Resultados del estudio paramétrico

La Fig. 5.6 presenta las temperaturas del SRC-PVT (PV, absorbedor y HTF), las potencias producidas (eléctrica y térmica) y sus respectivas eficiencias, al variar el parámetro de la longitud de la tubería del SRC-PVT.

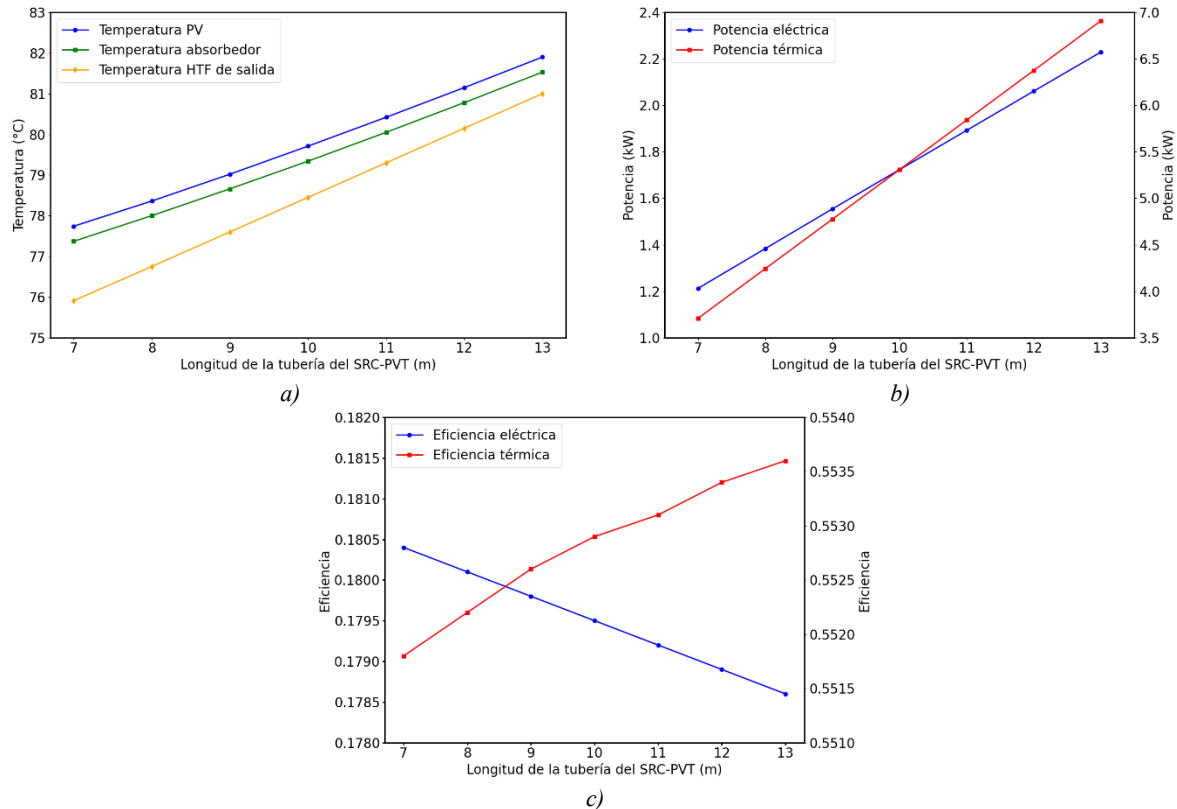


Fig. 5.6. Resultados al variar la longitud de la tubería del SRC-PVT: a) Temperatura, b) Potencia y c) Eficiencia.

En el análisis de la longitud del SRC-PVT, se observa que las variables influenciadas son principalmente las áreas del absorbedor y los PV, así como el área del intercambiador de calor. Todas estas variables presentan incrementos proporcionales a la extensión del colector. Las curvas de temperatura para los PV, el absorbedor y el HTF mostraron una tendencia creciente conforme aumenta la longitud. Esto se debe a que, al existir mayor área de captación de irradiación solar y mantenerse el flujo másico constante, se incrementa la carga térmica específica sobre el fluido. Los aumentos en la potencia eléctrica y térmica son consecuencia directa de lo anterior: una mayor superficie de captación y de contacto permite generar más electricidad y transferir más calor al fluido.

Sin embargo, se registra una reducción en la eficiencia eléctrica. Esto ocurre porque el aumento de temperatura en los PV, provocado por la mayor acumulación de calor en el fluido, que penaliza el propio rendimiento eléctrico de los PV, resultando en un menor aprovechamiento porcentual de la irradiación solar incidente.

Aunque se observa un incremento en la potencia térmica con la longitud, este comportamiento es asintótico. A medida que la temperatura del receptor aumenta, las pérdidas térmicas radiativas y convectivas hacia el ambiente se incrementan proporcionalmente. Existe una longitud crítica a partir de la cual las pérdidas térmicas igualarían a la ganancia solar, haciendo ineficiente cualquier extensión adicional del SRC-PVT.

La Fig. 5.7 muestra las temperaturas del SRC-PVT (PV, absorbedor y HTF), las potencias producidas (eléctrica y térmica) y sus respectivas eficiencias, al variar el parámetro del ancho de la cara del SRC-PVT.

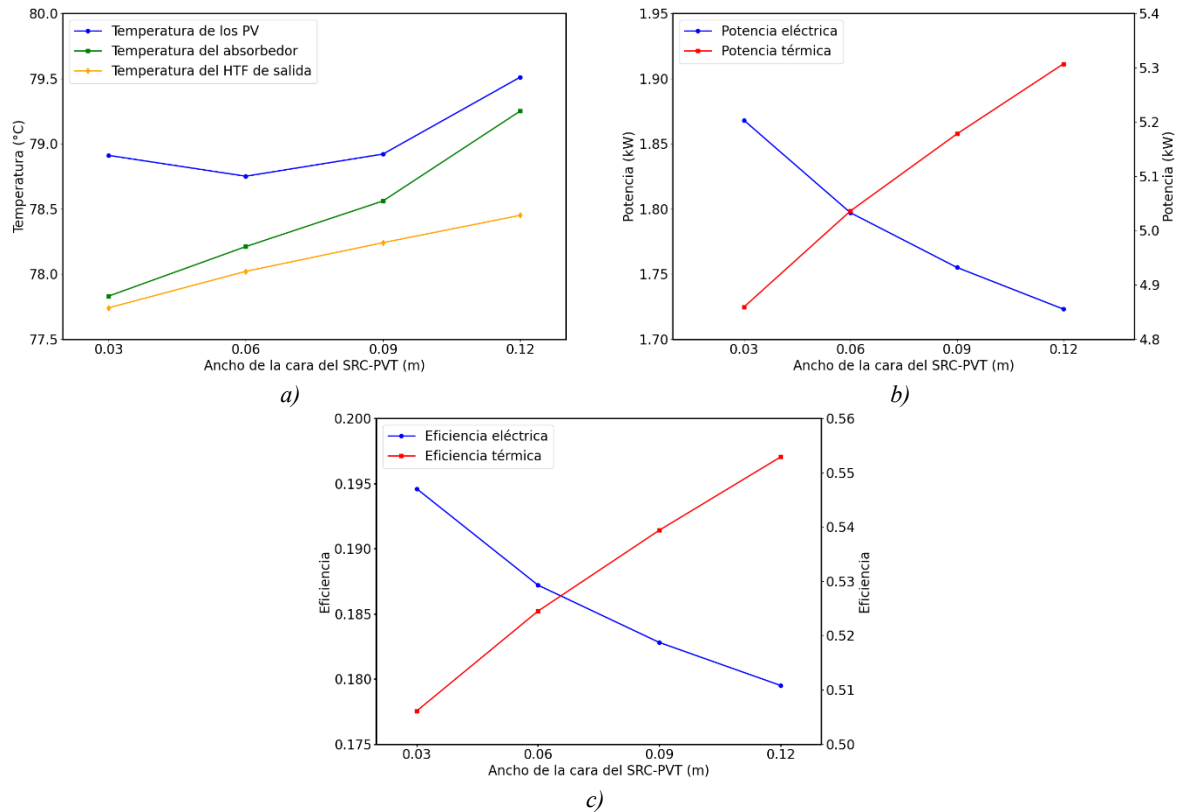


Fig. 5.7. Resultados al variar el ancho de las caras del SRC-PVT: a) Temperatura, b) Potencia y c) Eficiencia.

Los incrementos proporcionales en el ancho de las caras y el diámetro de la tubería del SRC-PVT provocaron que los coeficientes de transferencia de calor del absorbedor y los PV disminuyeran alrededor de un 50%. Por su parte, el coeficiente del HTF mostró una reducción aún más significativa, cercana al 90%. Esto se explica mediante la hidrodinámica: un aumento en el área de la sección transversal de la tubería, manteniendo el flujo másico constante, ocasiona un descenso drástico en la velocidad del fluido.

Respecto a las curvas de temperatura, se observa un incremento marcado en el absorbedor y los PV, lo cual es consecuencia directa de la alta resistencia térmica generada por la disminución del coeficiente de transferencia de calor interno (perteneciente al HTF).

Tanto la potencia como la eficiencia eléctrica se ven afectadas negativamente por la reducción de los coeficientes de convección: el fluido no extrae el calor eficazmente y el aire circundante limita la disipación térmica externa, provocando el sobrecalentamiento de los PV. En contraste, la eficiencia térmica presenta un fenómeno de compensación: a pesar de que la efectividad del intercambiador desciende levemente por la reducción de la convección interna del HTF, la eficiencia térmica global aumenta gracias a la expansión del área de transferencia de calor.

Finalmente, es importante notar que la severa reducción de la velocidad del fluido acerca al modelo a un escenario donde la transferencia de calor se degradaría críticamente y las correlaciones de Nusselt utilizadas perderían validez.

La Fig. 5.8 presenta las temperaturas del SRC-PVT (PV, absorbedor y HTF), las potencias producidas (eléctrica y térmica) y sus respectivas eficiencias, al variar el parámetro del diámetro de la tubería del SRC-PVT.

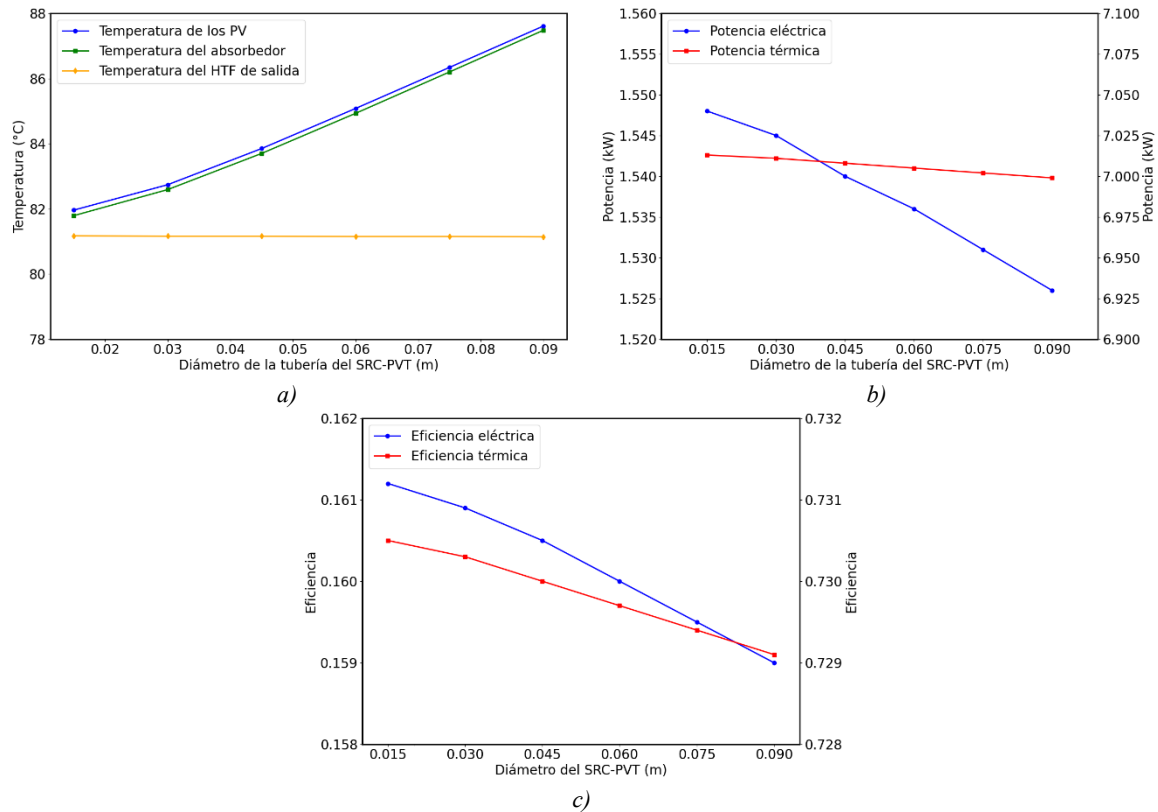


Fig. 5.8. Resultados al variar el diámetro de la tubería: a) Temperatura, b) Potencia y c) Eficiencia.

Al incrementar el diámetro de la tubería, manteniendo el flujo másico constante, se genera un aumento del área transversal que provoca una caída drástica en la velocidad del fluido. Una consecuencia directa es el desplome del coeficiente de transferencia de calor por convección.

El impacto de reducir el coeficiente convectivo se manifiesta como un aumento en la resistencia térmica interna. Esto se observa claramente en las curvas de temperatura: conforme crece el diámetro, la temperatura del Absorbedor y de los PV se incrementa progresivamente.

El calentamiento excesivo del SRC-PVT provoca una caída en la eficiencia eléctrica y en la potencia generada. Simultáneamente, la potencia y eficiencia térmica disminuyen ligeramente, esto ocurre porque al estar el SRC-PVT más caliente que el HTF, el calor excedente se pierde hacia el ambiente por convección y radiación, en lugar de ser absorbido por el HTF.

Es importante señalar que, aunque los resultados térmicos y eléctricos favorecen el uso de diámetros pequeños, el modelo no está penalizando por la caída de presión. En una aplicación real, usar diámetros muy pequeños (como el de 0.015 m) incrementaría enormemente la fricción, exigiendo una potencia de bombeo muy alta que podría anular la ganancia eléctrica obtenida. Por tanto, aunque aumentar el diámetro perjudica la transferencia de calor, también reduce el consumo energético de la bomba, un factor de equilibrio que este modelo no contempla.

La Fig. 5.9 muestra las temperaturas del SRC-PVT (PV, absorbedor y HTF), las potencias producidas (eléctrica y térmica) y sus respectivas eficiencias, al variar el parámetro del flujo másico del HTF.

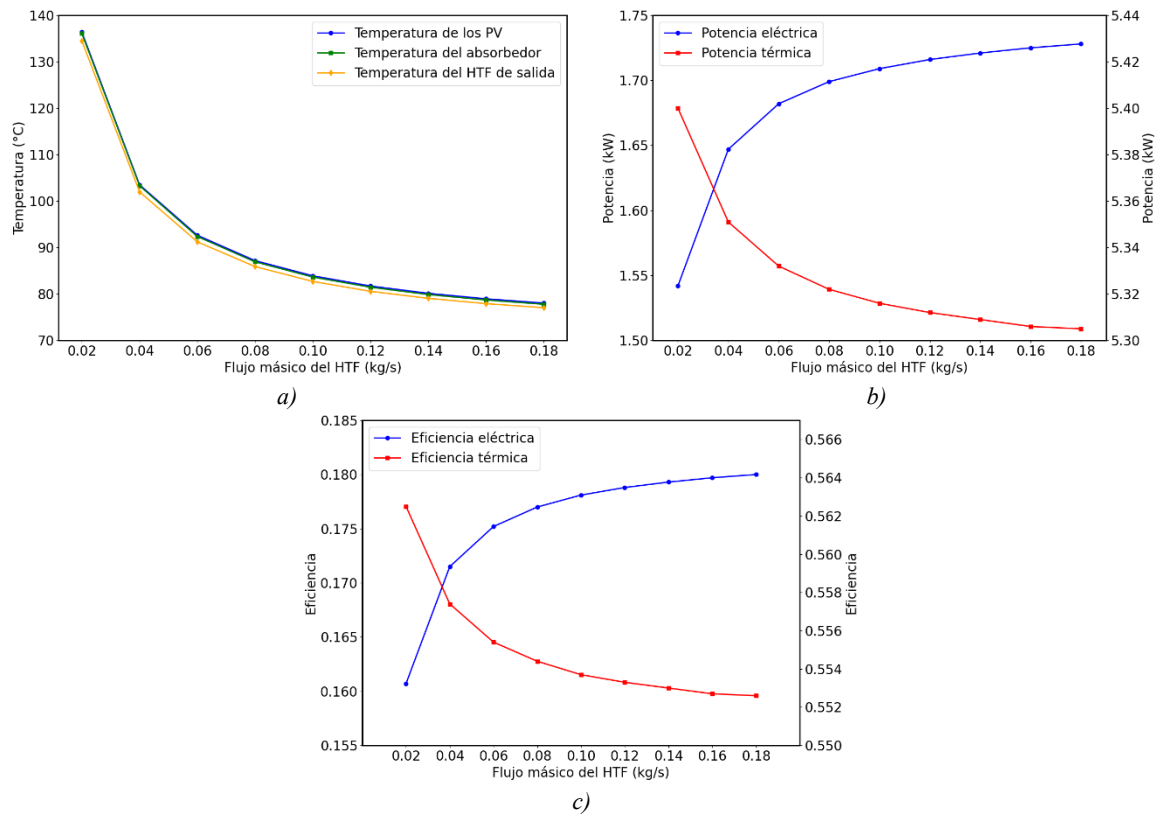


Fig. 5.9. Resultados al variar el flujo másico del HTF: a) Temperatura, b) Potencia y c) Eficiencia.

Al incrementar el flujo másico, se observó un aumento en la velocidad del fluido dentro de la tubería, así como un incremento sustancial en el coeficiente de transferencia de calor por convección. Esto disminuye drásticamente la resistencia térmica entre el fluido y el absorbedor.

Las curvas de temperatura mostraron una reducción progresiva con una tendencia de decaimiento exponencial. Esto ocurre porque, al disponer de una mayor masa de fluido por unidad de tiempo para remover la carga térmica, el HTF experimenta un menor incremento de temperatura entre la entrada y la salida. Esto reduce la temperatura media de todo el sistema.

La potencia y eficiencia eléctrica exhiben un crecimiento logarítmico; la pendiente inicial es pronunciada, indicando que pequeños aumentos en el caudal generan grandes mejoras en la refrigeración de las celdas y, consecuentemente, en su eficiencia de conversión. A caudales mayores, la curva tiende a la estabilidad (asíntota), ya que la temperatura de la celda se aproxima a la temperatura de entrada del fluido, impidiendo mejoras adicionales significativas.

Por el contrario, la potencia y eficiencia térmica disminuyen progresivamente, también de forma logarítmica. Este fenómeno valida el principio de conservación de energía: el incremento sustancial en la eficiencia eléctrica implica que una mayor fracción de la irradiación solar incidente es convertida en electricidad, restando la fracción de irradiación solar incidente que de otro modo se habría convertido en calor. En conclusión, el aumento del flujo másico optimiza la generación de electricidad, con un sacrificio marginal en la producción térmica.

5.2.3 Comparativa de los comportamientos registrados

A partir de los comportamientos de potencia y eficiencia (eléctrica y térmica) registrados al variar los rangos, se realizó una comparativa que determinara el grado de impacto de cada parámetro. Para lo cual, se contrasta los valores iniciales vs los valores finales, y su variación porcentual.

La Fig. 5.10 muestra que el parámetro con mayor impacto sobre la potencia eléctrica es la longitud de la tubería, con una variación del 84.29 %. Por el contrario, el diámetro de la tubería es el parámetro menos significativo al presentar una variación del 1.42 %. El incremento en la longitud de la tubería y en el flujo másico favorece la potencia eléctrica, pasando de 1.21 kW a 2.23 kW y de 1.54 kW a 1.72 kW, respectivamente. Por su parte, el incremento en el ancho de las caras y en el diámetro de la tubería reduce la potencia eléctrica, pasando de 1.86 kW a 1.72 kW y de 1.54 kW a 1.52 kW, respectivamente.

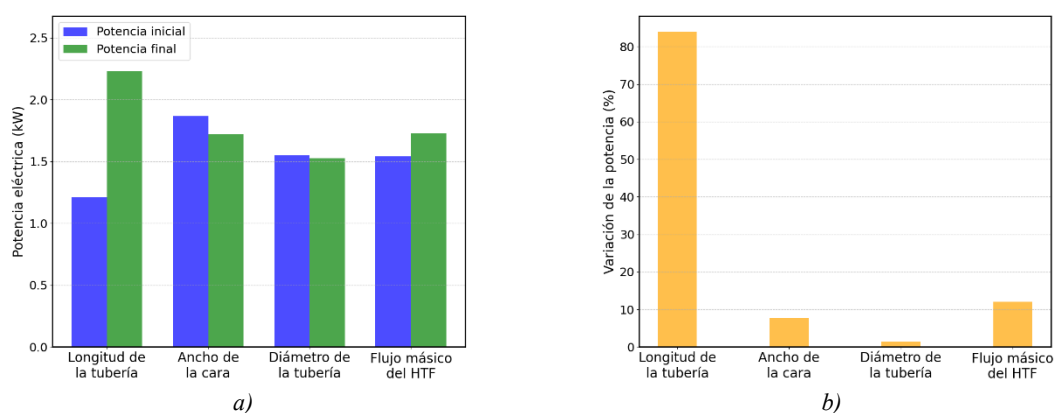


Fig. 5.10. Comportamiento de la potencia eléctrica: a) Valor inicial vs final y b) Variación porcentual.

La Fig. 5.11 indica que el parámetro con mayor impacto sobre la potencia térmica es la longitud de la tubería, con una variación del 86.19 %. Por el contrario, el parámetro con menor impacto es el diámetro de la tubería que registra una variación casi imperceptible de solo 0.19 %. El incremento en la longitud de la tubería y el ancho de las caras favorece la potencia térmica, pasando de 3.71 kW a 6.9 kW y de 4.86 kW a 5.3 kW, respectivamente. Por su parte, El incremento en el diámetro de la tubería y en el flujo másico reduce ligeramente la potencia térmica, pasando de 7.01 kW a 6.99 kW y de 5.4 kW a 5.3 kW, respectivamente.

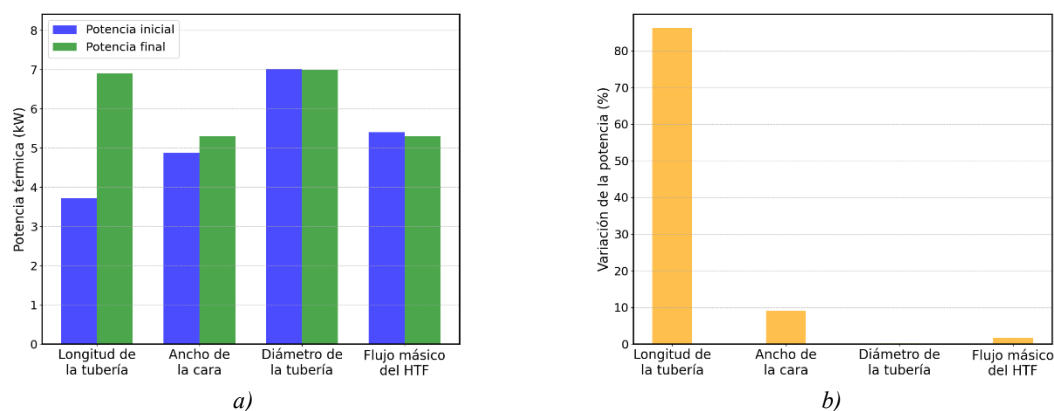


Fig. 5.11. Comportamiento de la potencia térmica: a) Valor inicial vs final y b) Variación porcentual.

La Fig. 5.12 muestra que los parámetros con mayor influencia sobre la eficiencia eléctrica son el ancho de las caras y el flujo másico, con variaciones del 7.81 % y 12.02 %, respectivamente. Mientras que la longitud y diámetro de la tubería muestran variaciones más pequeñas de 0.77 % y 1.36 %, respectivamente. El incremento del flujo másico favorece la eficiencia eléctrica, pasando de 0.16 a 0.179. Por su parte, el incremento en la longitud de la tubería, el ancho de las caras y el diámetro de la tubería reduce la eficiencia eléctrica, pasando de 0.18 a 0.178, de 0.194 a 0.179 y de 0.161 a 0.159, respectivamente.

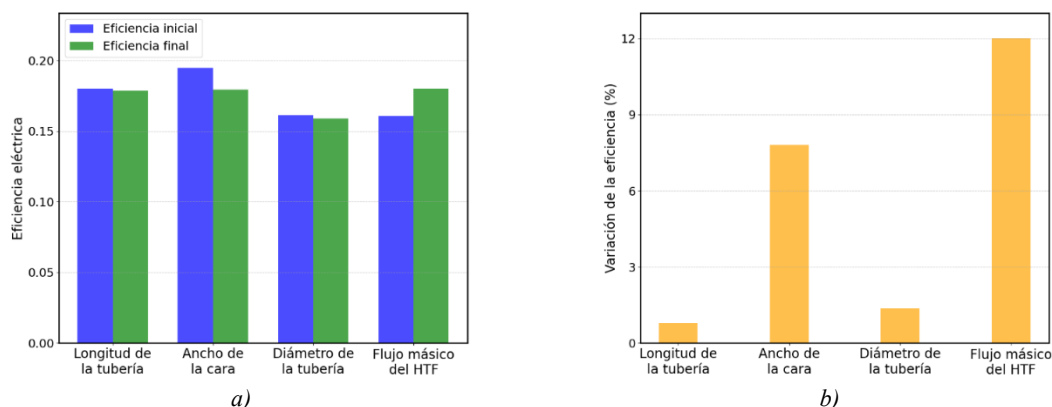


Fig. 5.12. Comportamiento de la eficiencia eléctrica: a) Valor inicial vs final y b) Variación porcentual.

Finalmente, la Fig. 5.13 indica que el parámetro con mayor influencia sobre la eficiencia térmica es el ancho de las caras, con una variación porcentual del 9.03 %. Por el contrario, los parámetros menos significativos son la longitud y el diámetro de la tubería ya que presentan variaciones porcentuales de 0.27 % y 0.19 %, respectivamente. El incremento en el ancho de las caras y en la longitud de la tubería favorece la eficiencia térmica, pasando de 0.507 a 0.552 y de 0.552 a 0.553, respectivamente. Por su parte, el incremento en el diámetro de la tubería y en el flujo másico genera una reducción en los valores de eficiencia térmica, pasando de 0.73 a 0.729 y de 0.562 a 0.552, respectivamente.

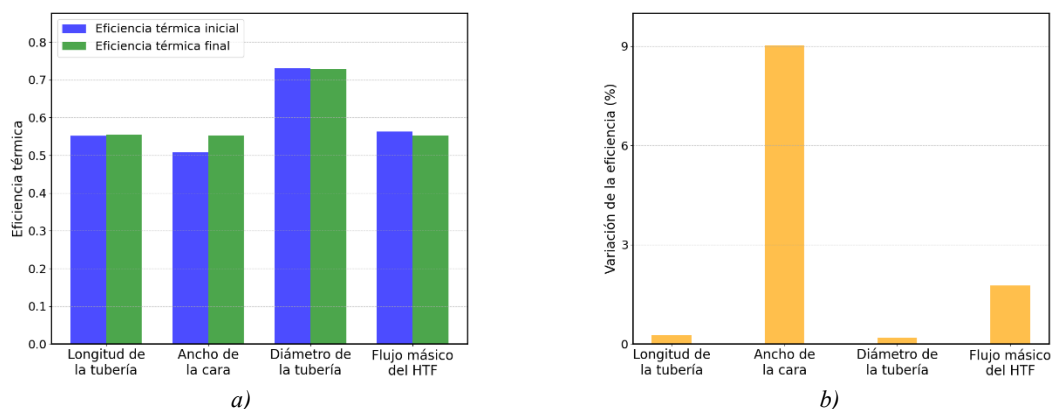


Fig. 5.13. Comportamiento de la eficiencia térmica: a) Valor inicial vs final y b) Variación porcentual.

Capítulo VI: Discusión y conclusiones

Este capítulo brinda el cierre del trabajo tesis, y se divide en tres secciones: La primera sección corresponde a la discusión de resultados, donde se hace una comparación de los resultados obtenidos por el modelo matemático con respecto a estudios similares. La segunda sección son las conclusiones del análisis de los resultados obtenidos. Finalmente, la tercera sección sugiere trabajos futuros que pueden desarrollarse a partir de los resultados y productos obtenidos en este trabajo de tesis.

6.1 Discusión de resultados

A continuación, se resumen los puntos destacables de un grupo de estudios de caso y paramétricos enfocados en el rendimiento de colectores PTC acoplados a un SRC-PVT:

Herez [22] realizó un estudio de caso para tres localidades: Baalbek, Angers y Abu Dhabi. Se compararon los valores de temperatura dados por el modelo matemático, las eficiencias y la producción de energía para los tres casos. Se identificó a la irradiación solar y la temperatura de entrada del fluido como los principales factores que afectan al rendimiento del colector solar. Las mayores eficiencias eléctrica y térmica se alcanzaron en la localidad de Líbano durante el mes de enero (27,9 %) y el mes de junio (50,8 %), respectivamente.

Renno [31] también presentó un estudio de caso para las condiciones meteorológicas de tres localidades con diferentes climas: Ámsterdam (clima frío), Marrakech (clima cálido) y Salerno (clima templado). Su estudio encontró que las condiciones climáticas tienen un gran impacto en el rendimiento del colector solar, destacando la DNI, la temperatura ambiente y las horas diurnas. Marrakech (localidad de clima cálido) presentó las mayores variaciones de temperatura y producción de potencia entre el verano y el invierno. Sin embargo, es la localidad con mayor potencial para la cogeneración de energía.

Gorou [35] efectuó un análisis paramétrico enfocado en determinar el impacto del flujo másico y la temperatura del HTF sobre la potencia y eficiencia del colector solar. Sus resultados señalan que: La sensibilidad de la potencia térmica a la temperatura del HTF de entrada supera a la de la potencia eléctrica. Un aumento del flujo másico del HTF conduce a un aumento de la potencia eléctrica y térmica del colector, mientras que se observa una disminución de la temperatura de salida del HTF. El aumento de la diferencia entre la temperatura del HTF y la temperatura ambiente tiene un impacto significativo en la eficiencia térmica.

Ben Youssef [63] evaluó el rendimiento de un colector solar desde el punto de vista energético y económico. Los resultados de su estudio destacan lo siguiente: A medida que disminuye la velocidad del viento, se reduce la eficiencia eléctrica de los PV. Una disminución drástica de la relación de concentración impacta significativamente en la transferencia de calor y las eficiencias.

Yazdanifard [21] examina con un estudio paramétrico los efectos de la relación de concentración, la longitud y el diámetro de la tubería, en el desempeño del colector solar. Los resultados mostraron que: Al aumentar la relación de concentración, se incrementan la temperatura del HTF de salida. El aumento de la longitud de la tubería se asoció con el incremento de la temperatura de los PV y del HTF de salida. Mientras que el aumento del diámetro de la tubería se asocia con una disminución de las eficiencias eléctrica y térmica.

Calise [79] desarrolló un estudio paramétrico con el objetivo de evaluar el impacto de las características geométricas del SRC-PTC sobre el rendimiento del colector solar. Su estudio arrojó los siguientes resultados: El aumento de la longitud y el diámetro de las tuberías provoca una disminución de la eficiencia eléctrica y térmica. El aumento del ancho de las caras del prisma incrementa la relación de concentración del PTC, lo que es favorable para la eficiencia eléctrica. El modelo funciona adecuadamente incluso a temperaturas superiores a 100 °C. Sin embargo, sus eficiencias son muy susceptibles a los cambios en la irradiación solar.

La Tabla 6.1 efectúa una comparativa entre los y puntos destacados de los estudios previamente mostrados, con respecto a los resultados y observaciones obtenidos en este trabajo de tesis.

Tabla 6.1. Comparativa de resultados entre estudios previos y el trabajo de tesis.

Puntos destacados de los estudios	Conclusiones y observaciones del trabajo de tesis
Renno [31] y Herez [22] concluyen que: La irradiación solar, la temperatura del HTF de entrada y las horas diurnas son los principales parámetros que afectan al rendimiento de un colector solar. También encontraron que las mayores eficiencias se alcanzaron en una localidad clima cálido.	El estudio de caso evaluó el modelo matemático para las condiciones meteorológicas de localidades con un clima templado relativamente estable (Cuernavaca) y un clima desértico extremo (Mexicali): Se observó que la radiación solar (GHI y DNI) y la temperatura del HTF de entrada dictan el rendimiento del modelo matemático. También se deben considerar las horas diurnas, ya que estas pueden tener un efecto diferenciador sobre la producción de energía. Se registró que las mayores eficiencias (eléctrica y térmica) se alcanzaron en el clima extremo de Mexicali. Por lo tanto, los puntos señalados por los autores Renno y Herez coinciden con los resultados obtenidos en este trabajo de tesis.
Gorou [35] señala que: La potencia térmica es más sensible a la temperatura de entrada del HTF, que la potencia eléctrica. Un aumento del flujo másico del HTF conduce a un aumento de la potencia eléctrica y térmica del colector, mientras que se observa una disminución de la temperatura de salida del HTF. El aumento de la diferencia entre la temperatura del HTF y la temperatura ambiente tiene un impacto significativo en la eficiencia térmica.	En el estudio de caso se observó que efectivamente la potencia térmica está directamente relacionada a la temperatura de entrada del HTF, pero también a la radiación solar incidente (GHI y DNI). Tanto las gráficas de potencia como de eficiencia muestran que la potencia térmica es más susceptible a los cambios de estos parámetros. El estudio paramétrico mostro que el flujo masico del HTF es capaz efectuar una mejora significativa de la potencia y eficiencia eléctrica, pero a costa de causar una reducción moderada en la potencia y eficiencia térmica. La temperatura del HTF de salida se ve mayormente reducida frente a flujos masicos bajos.
Ben Youssef [63] mostro que: La velocidad del viento afecta el comportamiento de los PV, una reducción de la velocidad del viento se ve reflejada en la eficacia eléctrica. Una disminución drástica de la relación de concentración tiene un impacto significativo en la transferencia de calor, que afecta a las eficiencias eléctrica y térmica.	El modelo matemático incorpora las variaciones mensuales de la velocidad del viento como una condición de frontera. Una revisión de las ecuaciones de balance de energía muestra que la velocidad el viento influye en el cálculo de los flujos de calor por convección del PV, absorbedor y PTC. En el estudio paramétrico no se realizó una variación de la relación de concentración, pero el ancho de las caras del SRC-PVT altera la relación de concentración debido al cambio de área de los PV. Se observó que a menor relación de concentración la diferencia de temperatura entre los PV y el HTF incrementaba, lo que significa una disminución de la transferencia de calor. La eficiencia térmica se ve mermada y la eficiencia eléctrica favorecida.
Yazdanifard [21] y Calise [79] encontraron que: Al aumentar la relación de concentración, se incrementan la temperatura del HTF de salida y eficiencia eléctrica de los PV. El ancho de las caras del prisma interviene en la relación de concentración. El aumento de la longitud de la tubería se asoció con el incremento de la temperatura de los PV y del HTF de salida. Así como una disminución de la eficiencia eléctrica y térmica. Mientras que el aumento del diámetro de la tubería se asocia con una disminución de las eficiencias eléctrica y térmica.	Con respecto a la relación de concentración, los puntos destacados por los autores Yazdanifard y Calise coinciden con lo señalado por el autor Ben Youssef. Así como, con las observaciones realizadas en este trabajo de tesis, que involucran a la relación de concentración con el ancho de las caras del SRC-PVT. El estudio paramétrico arrojo que efectivamente, un aumento de la longitud de la tubería incrementa la temperatura de los PV y HTF de salida. Mientras que la eficiencia eléctrica disminuye. Pero se difiere con el comportamiento de la eficiencia térmica, ya que esta muestra incrementos. Con respecto al incremento en el diámetro de la tubería, se coincide en que este afecta la eficiencia eléctrica. Pero nuevamente se difiere con respecto al comportamiento de la eficiencia térmica. Ya que este registro incrementos en lugar de reducciones, como señalan los autores Yazdanifard y Calise.

En lo referente a la validación del modelo matemático, se destaca que tanto Herez [22] como Calise [79], proponen las mismas condiciones, las cuales se presentan en la Tabla 4.1 y la Tabla 4.2. La Tabla 6.2 muestra la divergencia de los valores de temperatura estimados por el modelo desarrollado en este trabajo de tesis, con respecto a las referencias reportadas por Herez y Calise.

Tabla 6.2. Comparativa de valores de temperatura estimados con respecto a las referencias.

Elemento	Temperatura estimada (°C)	Comparado con Herez		Comparado con Calise	
		Referencia (°C)	Divergencia (%)	Referencia (°C)	Divergencia (%)
PV	79.83	83.75	4.79	82.30	3.00
Absorbedor	79.40	79.90	0.63	82.70	3.99
Substrato	79.37	79.70	0.41	80.50	1.40
HTF de salida	78.45	78.64	0.24	79.30	1.07

6.2 Conclusiones del trabajo de tesis

El rendimiento de los colectores solares tipo PTC acoplados a SRC-PVT es particularmente susceptible a los cambios de irradiación solar incidente y las temperaturas involucradas. El efecto de estos cambios se puede analizar directamente desde las variables de entrada mediante los parámetros de la GHI, la DNI, la temperatura ambiente y la temperatura del HTF a la entrada.

Mientras que, desde los parámetros de diseño, el efecto de estos cambios se puede estudiar a partir de las características geométricas del SRC-PVT y el flujo másico del HTF. Ya que estos parámetros determinan la irradiación solar incidente sobre el SRC-PVT y la transferencia de calor al HTF.

El estudio de caso permitió analizar el rendimiento del colector según las variables de entrada, que corresponden a las condiciones meteorológicas específicas de las localidades de Cuernavaca y Mexicali. El estudio arrojó los siguientes resultados:

- Para la localidad de Cuernavaca, el modelo presentó menor variación por mes de la producción de potencia eléctrica y térmica (387.93 kWh a 239.38 kWh y 1,036.11 kWh a 641.26 kWh).
- Para la localidad de Mexicali, el modelo presentó variaciones más significativas por mes para la producción de potencia térmica y eléctrica (515.16 kWh a 177.69 kWh y 1,424.39 a 448.88 kWh).
- La producción de energía térmica es superior a la producción de energía eléctrica. Pero es más susceptible a las variaciones ocasionadas por la irradiación solar incidente, la temperatura ambiente y las horas diurnas del mes.
- Las eficiencias eléctricas promedio para ambas localidades fueron de 0.196 y 0.198. Esto señala que la etapa fotovoltaica, aunque con menor capacidad de producción, resulta menos susceptible a los cambios de condiciones meteorológicas.

El estudio de parámetros ayudó a conocer el impacto que determinados parámetros de diseño tienen sobre el rendimiento del colector. Estos parámetros corresponden a las características geométricas del SRC-PVT y el flujo másico del HTF. Su análisis arrojó los siguientes resultados:

- La longitud de la tubería es el parámetro con mayor impacto sobre la producción de potencia eléctrica y térmica (1.21 kW a 2.22 kW y 3.7 kW a 6.9 kW).
- El diámetro también tiene impacto significativo en la producción de potencia térmica (5.23 kW a 7.1 kW), además de la eficiencia eléctrica y térmica (0.18 a 0.15 y 0.54 a 0.74).
- El flujo másico permite incrementar la potencia y eficiencia eléctrica (1.54 kW a 1.72 kW y 0.16 a 0.18), sin causar una reducción pronunciada de la potencia y eficiencia térmica (5.4 kW a 5.3 kW y 0.56 a 0.55).
- Se destaca que el correcto ajuste del flujo másico del HTF puede mejorar la potencia y eficiencia eléctrica, sin comprometer significativamente la potencia y eficiencia térmica.

6.3 Trabajos futuros

Este trabajo de tesis sienta las bases para el desarrollo de los siguientes trabajos futuros:

- Analizar el rendimiento del colector para un determinado perfil de demanda de energía, bajo diferentes condiciones meteorológicas.
- Derivado del punto anterior, determinar una fracción solar y un dimensionamiento de un campo de colectores solares. Acompañado de un estudio de su viabilidad económica.
- Incluir nuevas consideraciones en el modelo matemático desarrollado como: nanofluidos, filtros selectivos, celdas TEG, materiales de cambio de fase, entre otros.
- Desarrollar un prototipo experimental.

Referencias

- [1] H. E. Murdock *et al.*, “Renewables 2021 - Global status report”, France, 978-3-948393-03-8, 2021.
- [2] W. Ajbar, A. Parrales, A. Huicochea, y J. A. Hernández, “Different ways to improve parabolic trough solar collectors’ performance over the last four decades and their applications: A comprehensive review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 156, p. 111947, mar. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.111947.
- [3] M. T. Islam, N. Huda, A. B. Abdullah, y R. Saidur, “A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, pp. 987–1018, ago. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.097.
- [4] A. A. Hachicha, B. A. A. Yousef, Z. Said, y I. Rodríguez, “A review study on the modeling of high-temperature solar thermal collector systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 112, pp. 280–298, sep. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.05.056.
- [5] A. Hasan, J. Sarwar, y A. H. Shah, “Concentrated photovoltaic: A review of thermal aspects, challenges and opportunities”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, pp. 835–852, oct. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.014.
- [6] P. D. Tagle-Salazar, “Parabolic trough solar collectors: A general overview of technology, industrial applications, energy market, modeling, and standards”. Consultado: el 19 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/gps-2020-0059/html>
- [7] A. H. Jaaz, H. A. Hasan, K. Sopian, M. H. B. Haji Ruslan, y S. H. Zaidi, “Design and development of compound parabolic concentrating for photovoltaic solar collector: Review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, pp. 1108–1121, sep. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.127.
- [8] A. Herez, H. El Hage, T. Lemenand, M. Ramadan, y M. Khaled, “Review on photovoltaic/thermal hybrid solar collectors: Classifications, applications and new systems”, *Sol. Energy*, vol. 207, pp. 1321–1347, sep. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.07.062.
- [9] B. Chavarria-Domínguez, S. E. De León-Aldaco, N. Velázquez-Limón, M. Ponce-Silva, J. A. Aguilar-Jiménez, y F. Chavarria-Domínguez, “A Review of the Modeling of Parabolic Trough Solar Collectors Coupled to Solar Receivers with Photovoltaic/Thermal Generation”, *Energies*, vol. 17, núm. 7, Art. núm. 7, ene. 2024, doi: 10.3390/en17071582.
- [10] B. Chavarria-Domínguez *et al.*, “Performance Analysis of a Parabolic Trough Collector with Photovoltaic—Thermal Generation: Case Study and Parametric Study”, *Energies*, vol. 18, núm. 2, Art. núm. 2, ene. 2025, doi: 10.3390/en18020356.
- [11] L. R. Bernardo, B. Perers, H. Håkansson, y B. Karlsson, “Performance evaluation of low concentrating photovoltaic/thermal systems: A case study from Sweden”, *Sol. Energy*, vol. 85, núm. 7, pp. 1499–1510, jul. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.04.006.
- [12] C. Renno, “Experimental and Theoretical Analysis of a Linear Focus CPV/T System for Cogeneration Purposes”, *Energies*, vol. 11, núm. 11, Art. núm. 11, nov. 2018, doi: 10.3390/en11112960.
- [13] S. Sripadmanabhan Indira *et al.*, “A review on various configurations of hybrid concentrator photovoltaic and thermoelectric generator system”, *Sol. Energy*, vol. 201, pp. 122–148, may 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.02.090.
- [14] X. Ren, J. Li, D. Jiao, D. Gao, y G. Pei, “Temperature-dependent performance of amorphous silicon photovoltaic/thermal systems in the long term operation”, *Appl. Energy*, vol. 275, p. 115156, oct. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115156.
- [15] A. M. Elbreki *et al.*, “The role of climatic-design-operational parameters on combined PV/T collector performance: A critical review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 602–647, may 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.077.
- [16] S. Ghosh, V. K. Yadav, y V. Mukherjee, “Impact of environmental factors on photovoltaic performance and their mitigation strategies—A holistic review”, *Renew. Energy Focus*, vol. 28, pp. 153–172, mar. 2019, doi: 10.1016/j.ref.2018.12.005.

- [17] C. Renno, A. Perone, D. D'Agostino, y F. Minichiello, "Experimental and Economic Analysis of a Concentrating Photovoltaic System Applied to Users of Increasing Size", *Energies*, vol. 14, núm. 16, Art. núm. 16, ene. 2021, doi: 10.3390/en14164968.
- [18] I. Acosta-Pazmiño, C. Rivera-Solorio, y M. Gijón-Rivera, "Energetic and Economic Analyses of an LCPV/T Solar Hybrid Plant for a Sports Center Building in Mexico", *Energies*, vol. 13, núm. 21, Art. núm. 21, ene. 2020, doi: 10.3390/en13215681.
- [19] J. P. Santana, C. I. Rivera-Solorio, J. W. Chew, Y. Z. Tan, M. Gijón-Rivera, y I. Acosta-Pazmiño, "Performance Assessment of Coupled Concentrated Photovoltaic-Thermal and Vacuum Membrane Distillation (CPVT-VMD) System for Water Desalination", *Energies*, vol. 16, núm. 3, Art. núm. 3, ene. 2023, doi: 10.3390/en16031541.
- [20] F. Calise y L. Vanoli, "Parabolic Trough Photovoltaic/Thermal Collectors: Design and Simulation Model", *Energies*, vol. 5, núm. 10, Art. núm. 10, oct. 2012, doi: 10.3390/en5104186.
- [21] F. Yazdanifard, E. Ebrahimnia-Bajestan, y M. Ameri, "Performance of a parabolic trough concentrating photovoltaic/thermal system: Effects of flow regime, design parameters, and using nanofluids", *Energy Convers. Manag.*, vol. 148, pp. 1265–1277, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.06.075>.
- [22] A. Herez, H. E. Hage, T. Lemenand, M. Ramadan, y M. Khaled, "Parabolic trough Photovoltaic/Thermal hybrid system: Thermal modeling, case studies, and economic and environmental analyzes", *Renew. Energy Focus*, vol. 38, pp. 9–21, sep. 2021, doi: 10.1016/j.ref.2021.05.001.
- [23] A. Herez, H. El Hage, T. Lemenand, M. Ramadan, y M. Khaled, "Parabolic trough photovoltaic/thermal hybrid system: Thermal modeling and parametric analysis", *Renew. Energy*, vol. 165, pp. 224–236, mar. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.11.009.
- [24] M. Bayareh y A. Usefian, "Simulation of parabolic trough solar collectors using various discretization approaches: A review", *Eng. Anal. Bound. Elem.*, vol. 153, pp. 126–137, ago. 2023, doi: 10.1016/j.enganabound.2023.05.025.
- [25] R. K. Singh y P. Chandra, "Parabolic trough solar collector: A review on geometrical interpretation, mathematical model, and thermal performance augmentation", *Eng. Res. Express*, vol. 5, núm. 1, p. 012003, mar. 2023, doi: 10.1088/2631-8695/acc00a.
- [26] F. Masood *et al.*, "The compound parabolic concentrators for solar photovoltaic applications: Opportunities and challenges", *Energy Rep.*, vol. 8, pp. 13558–13584, nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.10.018.
- [27] A. Malan y K. Ravi Kumar, "A comprehensive review on optical analysis of parabolic trough solar collector", *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 46, p. 101305, ago. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101305.
- [28] İ. H. Yılmaz y A. Mwesigye, "Modeling, simulation and performance analysis of parabolic trough solar collectors: A comprehensive review", *Appl. Energy*, vol. 225, pp. 135–174, sep. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.014.
- [29] M. Azizi, R. Tabatabaeeekoloor, A. Motevali, y S. Reza Mousavi Seyedi, "Evaluation of mono and hybrid nano-fluids on energy and exergy parameters of a photovoltaic-thermal system equipped with an eccentric parabolic trough concentrator", *Appl. Therm. Eng.*, vol. 223, p. 119979, mar. 2023, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2023.119979.
- [30] Y. Hou, X. Yu, B. Yang, S. Liu, y Y. Qi, "Optical performance investigation on flat receiver for parabolic trough solar collector based on the MCRT method", *Renew. Energy*, vol. 202, pp. 525–536, ene. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2022.11.109.
- [31] C. Renno, A. Perone, D. D'Agostino, y F. Minichiello, "Performance Evaluation of a Linear CPV/T System in Different Working Conditions", *Energies*, vol. 16, núm. 5, Art. núm. 5, ene. 2023, doi: 10.3390/en16052115.
- [32] N. Zheng, H. Zhang, L. Duan, Q. Wang, A. Bischì, y U. Desideri, "Techno-economic analysis of a novel solar-driven PEMEC-SOFC-based multi-generation system coupled parabolic trough photovoltaic thermal collector and thermal energy storage", *Appl. Energy*, vol. 331, p. 120400, feb. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120400.
- [33] I. P. Acosta-Pazmiño, C. I. Rivera-Solorio, y M. Gijón-Rivera, "Hybridization of a parabolic trough-based thermal plant for industrial heat and power generation", *Renew. Energy*, vol. 191, pp. 961–973, may 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.04.074.
- [34] S. A. Dogahe, E. J. Javaran, y M. Abdolzadeh, "Energy and economic analysis of photovoltaic, concentrating photovoltaic, and combined concentrating photovoltaic/thermal-organic Rankine cycle power plants in Iran", *Environ. Prog. Sustain. Energy*, vol. 41, núm. 3, p. e13763, 2022, doi: 10.1002/ep.13763.

- [35] H. Afzali Gorouh *et al.*, “Thermal modelling and experimental evaluation of a novel concentrating photovoltaic thermal collector (CPVT) with parabolic concentrator”, *Renew. Energy*, vol. 181, pp. 535–553, ene. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2021.09.042.
- [36] B. Kurşun y K. Ökten, “Comprehensive energy, exergy, and economic analysis of the scenario of supplementing pumped thermal energy storage (PTES) with a concentrated photovoltaic thermal system”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 260, p. 115592, may 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115592.
- [37] T. Zhu, Q. Li, y A. Yu, “Analysis of the solar spectrum allocation in a spectral-splitting photovoltaic-thermochemical hybrid system”, *Sol. Energy*, vol. 232, pp. 63–72, ene. 2022, doi: 10.1016/j.solener.2021.12.022.
- [38] D. Cabral, J. Gomes, A. Hayati, y B. Karlsson, “Experimental investigation of a CPVT collector coupled with a wedge PVT receiver”, *Sol. Energy*, vol. 215, pp. 335–345, feb. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2020.12.038.
- [39] Y. Hu, L. Zhang, H. Zhang, H. Lv, y C. Xu, “Thermodynamic analysis of a spectral-splitting hybrid PV-thermal system with LiBr/H₂O absorption heat transformer”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 249, p. 114868, dic. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114868.
- [40] J. J. Zhang, Z. G. Qu, Q. Wang, J. F. Zhang, y Y. L. He, “Multiscale investigation of the plasmonic solar cell in the spectral splitting concentrating photovoltaic-thermal system”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 250, p. 114846, dic. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114846.
- [41] W. Zima, P. Cisek, y A. Cebula, “Mathematical model of an innovative double U-tube sun-tracked PTC and its experimental verification”, *Energy*, vol. 235, p. 121293, nov. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121293.
- [42] R. Alayi, A. Kasaeian, y F. Atabi, “Optical modeling and optimization of parabolic trough concentration photovoltaic/thermal system”, *Environ. Prog. Sustain. Energy*, vol. 39, núm. 2, p. e13303, 2020, doi: 10.1002/ep.13303.
- [43] R. Felsberger, A. Buchroithner, B. Gerl, y H. Wegleiter, “Conversion and Testing of a Solar Thermal Parabolic Trough Collector for CPV-T Application”, *Energies*, vol. 13, núm. 22, Art. núm. 22, ene. 2020, doi: 10.3390/en13226142.
- [44] N. Gakkhar, M. K. Soni, y S. Jakhar, “Experimental and theoretical analysis of hybrid concentrated photovoltaic/thermal system using parabolic trough collector”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 171, p. 115069, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.115069>.
- [45] L. Huaxu *et al.*, “Experimental investigation of cost-effective ZnO nanofluid based spectral splitting CPV/T system”, *Energy*, vol. 194, p. 116913, mar. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.116913.
- [46] A. Khouya, “Performance assessment of a heat pump and a concentrated photovoltaic thermal system during the wood drying process”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 180, p. 115923, nov. 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.115923.
- [47] T. P. Otanicar, R. Wingert, M. Orosz, y C. McPheeters, “Concentrating photovoltaic retrofit for existing parabolic trough solar collectors: Design, experiments, and levelized cost of electricity”, *Appl. Energy*, vol. 265, p. 114751, may 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114751.
- [48] C. Renno, F. Petito, D. D’Agostino, y F. Minichiello, “Modeling of a CPV/T-ORC Combined System Adopted for an Industrial User”, *Energies*, vol. 13, núm. 13, Art. núm. 13, ene. 2020, doi: 10.3390/en13133476.
- [49] C. Renno, “Theoretical and Experimental Evaluation of the Working Fluid Temperature Levels in a CPV/T System”, *Energies*, vol. 13, núm. 12, Art. núm. 12, ene. 2020, doi: 10.3390/en13123077.
- [50] A. Riahi, A. Ben Haj Ali, A. Fadhel, A. Guizani, y M. Balghouthi, “Performance investigation of a concentrating photovoltaic thermal hybrid solar system combined with thermoelectric generators”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 205, p. 112377, feb. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112377.
- [51] G. Wang, Y. Yao, J. Lin, Z. Chen, y P. Hu, “Design and thermodynamic analysis of a novel solar CPV and thermal combined system utilizing spectral beam splitter”, *Renew. Energy*, vol. 155, pp. 1091–1102, ago. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.024.
- [52] R. Wingert, H. O’Hern, M. Orosz, P. Harikumar, K. Roberts, y T. Otanicar, “Spectral beam splitting retrofit for hybrid PV/T using existing parabolic trough power plants for enhanced power output”, *Sol. Energy*, vol. 202, pp. 1–9, may 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.03.066.
- [53] S. A. Adam, X. Ju, Z. Zhang, M. M. Abd El-Samie, y C. Xu, “Theoretical investigation of different CPVT configurations based on liquid absorption spectral beam filter”, *Energy*, vol. 189, p. 116259, dic. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.116259.

- [54] P. Alves, J. F. P. Fernandes, J. P. N. Torres, P. J. Costa Branco, C. Fernandes, y J. Gomes, “From Sweden to Portugal: The effect of very distinct climate zones on energy efficiency of a concentrating photovoltaic/thermal system (CPV/T)”, *Sol. Energy*, vol. 188, pp. 96–110, ago. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.05.038.
- [55] I. K. Karathanassis, E. Papanicolaou, V. Belessiotis, y G. C. Bergeles, “Dynamic simulation and exergetic optimization of a Concentrating Photovoltaic/ Thermal (CPVT) system”, *Renew. Energy*, vol. 135, pp. 1035–1047, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.085>.
- [56] N. J. Y. Liew y H.-J. Lee, “Numerical analysis of hybrid photovoltaic-thermal systems utilizing different spectral bandpass filters”, *Renew. Energy*, vol. 144, pp. 15–29, dic. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.12.016.
- [57] T. Maatallah y W. B. Youssef, “Simulation and performance analysis of concentrating photovoltaic/thermal collector (CPV/T) with three-sided thermal insulation based on coupled optothermal model”, *Sol. Energy*, vol. 181, pp. 308–324, mar. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.02.002.
- [58] C. Renno, D. D’Agostino, F. Minichiello, F. Petito, y I. Balen, “Performance analysis of a CPV/T-DC integrated system adopted for the energy requirements of a supermarket”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 149, pp. 231–248, feb. 2019, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.12.007.
- [59] C. Renno y F. Petito, “Modelling of a linear focus concentrating photovoltaic and thermal system for different load scenarios of a residential user”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 188, pp. 214–229, may 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.03.024.
- [60] M. Valizadeh, F. Sarhaddi, y M. Mahdavi Adeli, “Exergy performance assessment of a linear parabolic trough photovoltaic thermal collector”, *Renew. Energy*, vol. 138, pp. 1028–1041, ago. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.039.
- [61] G. Wang, Y. Yao, Z. Chen, y P. Hu, “Thermodynamic and optical analyses of a hybrid solar CPV/T system with high solar concentrating uniformity based on spectral beam splitting technology”, *Energy*, vol. 166, pp. 256–266, ene. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.10.089.
- [62] B. Widyolar *et al.*, “Theoretical and experimental performance of a two-stage (50X) hybrid spectrum splitting solar collector tested to 600 °C”, *Appl. Energy*, vol. 239, pp. 514–525, abr. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.172.
- [63] W. Ben Youssef, T. Maatallah, C. Menezo, y S. Ben Nasrallah, “Modeling and optimization of a solar system based on concentrating photovoltaic/thermal collector”, *Sol. Energy*, vol. 170, pp. 301–313, ago. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.05.057.
- [64] W. Ben Youssef, T. Maatallah, C. Menezo, y S. Ben Nasrallah, “Assessment viability of a concentrating photovoltaic/thermal-energy cogeneration system (CPV/T) with storage for a textile industry application”, *Sol. Energy*, vol. 159, pp. 841–851, ene. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2017.11.058.
- [65] T. Otanicar *et al.*, “Experimental evaluation of a prototype hybrid CPV/T system utilizing a nanoparticle fluid absorber at elevated temperatures”, *Appl. Energy*, vol. 228, pp. 1531–1539, oct. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.07.055.
- [66] B. Widyolar, L. Jiang, M. Abdelhamid, y R. Winston, “Design and modeling of a spectrum-splitting hybrid CSP-CPV parabolic trough using two-stage high concentration optics and dual junction InGaP/GaAs solar cells”, *Sol. Energy*, vol. 165, pp. 75–84, may 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.03.015.
- [67] B. Widyolar, L. Jiang, y R. Winston, “Spectral beam splitting in hybrid PV/T parabolic trough systems for power generation”, *Appl. Energy*, vol. 209, pp. 236–250, ene. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.078.
- [68] W. An, J. Li, J. Ni, R. A. Taylor, y T. Zhu, “Analysis of a temperature dependent optical window for nanofluid-based spectral splitting in PV/T power generation applications”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 151, pp. 23–31, nov. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.08.080.
- [69] I. K. Karathanassis, E. Papanicolaou, V. Belessiotis, y G. C. Bergeles, “Design and experimental evaluation of a parabolic-trough concentrating photovoltaic/thermal (CPVT) system with high-efficiency cooling”, *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 467–483, feb. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.09.013.
- [70] M. Mohsenzadeh, M. B. Shafii, y H. Jafari mosleh, “A novel concentrating photovoltaic/thermal solar system combined with thermoelectric module in an integrated design”, *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 822–834, dic. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.06.047.
- [71] S. Srivastava y K. S. Reddy, “Simulation studies of thermal and electrical performance of solar linear parabolic trough concentrating photovoltaic system”, *Sol. Energy*, vol. 149, pp. 195–213, jun. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.04.004.

- [72] G. Wang, Z. Chen, y P. Hu, “Design and experimental investigation of a Multi-segment plate concentrated photovoltaic solar energy system”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 116, pp. 147–152, abr. 2017, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2017.01.045.
- [73] B. K. Widyolar *et al.*, “Design, simulation and experimental characterization of a novel parabolic trough hybrid solar photovoltaic/thermal (PV/T) collector”, *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 1379–1389, feb. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.10.014.
- [74] N. Brekke, T. Otanicar, D. DeJarnette, y P. Hari, “A Parametric Investigation of a Concentrating Photovoltaic/Thermal System With Spectral Filtering Utilizing a Two-Dimensional Heat Transfer Model”, *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 138, núm. 021007, feb. 2016, doi: 10.1115/1.4032452.
- [75] C. Stanley, A. Mojiri, M. Rahat, A. Blakers, y G. Rosengarten, “Performance testing of a spectral beam splitting hybrid PVT solar receiver for linear concentrators”, *Appl. Energy*, vol. 168, pp. 303–313, abr. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.01.112.
- [76] M. A. Al-Nimr y M.-E. Dahdolan, “Modeling of a novel concentrated PV/T distillation system enhanced with a porous evaporator and an internal condenser”, *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 593–602, oct. 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.08.006.
- [77] J. Barrau, A. Perona, A. Dollet, y J. Rosell, “Outdoor test of a hybrid jet impingement/micro-channel cooling device for densely packed concentrated photovoltaic cells”, *Sol. Energy*, vol. 107, pp. 113–121, sep. 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.05.040.
- [78] Z. Xu y C. Kleinstreuer, “Computational Analysis of Nanofluid Cooling of High Concentration Photovoltaic Cells”, *J. Therm. Sci. Eng. Appl.*, vol. 6, núm. 031009, mar. 2014, doi: 10.1115/1.4026355.
- [79] F. Calise, A. Palombo, y L. Vanoli, “A finite-volume model of a parabolic trough photovoltaic/thermal collector: Energetic and exergetic analyses”, *Energy*, vol. 46, núm. 1, pp. 283–294, oct. 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.08.021.
- [80] I. K. Karathanassis, E. Papanicolaou, V. Belessiotis, y G. C. Bergeles, “Multi-objective design optimization of a micro heat sink for Concentrating Photovoltaic/Thermal (CPVT) systems using a genetic algorithm”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 59, núm. 1, pp. 733–744, sep. 2013, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2012.06.034.
- [81] D. Cabral, A. Hayati, J. Gomes, H. A. Gorouh, P. Nasserian, y M. Salmazadeh, “Experimental Electrical Assessment Evaluation of a Vertical n-PERT Half-Size Bifacial Solar Cell String Receiver on a Parabolic Trough Solar Collector”, *Energies*, vol. 16, núm. 4, Art. núm. 4, ene. 2023, doi: 10.3390/en16042007.
- [82] D. N. Korres, T. Papiniotis, I. Koronaki, y C. Tzivanidis, “Thermal and Optical Analyses of a Hybrid Solar Photovoltaic/Thermal (PV/T) Collector with Asymmetric Reflector: Numerical Modeling and Validation with Experimental Results”, *Sustainability*, vol. 15, núm. 13, Art. núm. 13, ene. 2023, doi: 10.3390/su15139932.
- [83] Z. Saberi *et al.*, “Performance assessment of double pass photovoltaic/thermal solar air collector using bifacial PV with CPC and mirror reflector under Malaysian climate”, *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 44, p. 102811, abr. 2023, doi: 10.1016/j.csite.2023.102811.
- [84] G. Li *et al.*, “Small scale optimization in crystalline silicon solar cell on efficiency enhancement of low-concentrating photovoltaic cell”, *Sol. Energy*, vol. 202, pp. 316–325, may 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.03.094.
- [85] G. Li, Y. Lu, Q. Xuan, G. Pei, J. Ji, y X. Zhao, “Performance analysis on a crystalline silicon photovoltaic cell under non-uniform illumination distribution with a high electrical efficiency”, *Sol. Energy*, vol. 203, pp. 275–283, jun. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.04.060.
- [86] G. Li, Y. Lu, S. Shittu, y X. Zhao, “Scale effect on electrical characteristics of CPC-PV”, *Energy*, vol. 192, p. 116726, feb. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116726.
- [87] P. Nasserian *et al.*, “Numerical and Experimental Study of an Asymmetric CPC-PVT Solar Collector”, *Energies*, vol. 13, núm. 7, Art. núm. 7, ene. 2020, doi: 10.3390/en13071669.
- [88] D. Cabral, J. Gomes, y B. Karlsson, “Performance evaluation of non-uniform illumination on a transverse bifacial PVT receiver in combination with a CPC geometry”, *Sol. Energy*, vol. 194, pp. 696–708, dic. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.10.069.
- [89] C. Haiping, G. Xinxin, Z. Heng, L. Yang, L. Haowen, y B. Yuegang, “Experimental study on a flash tank integrated with low concentrating PV/T (FT-LCPVT) hybrid system for desalination”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 159, p. 113874, ago. 2019, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.113874.

- [90] C. Haiping, H. Jiguang, Z. Heng, L. Kai, L. Haowen, y L. Shuangyin, “Experimental investigation of a novel low concentrating photovoltaic/thermal–thermoelectric generator hybrid system”, *Energy*, vol. 166, pp. 83–95, ene. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.10.046.
- [91] C. Haiping, L. Haowen, Z. Heng, L. Kai, G. Xinxin, y Y. Boran, “Numerical simulation and experimental analysis of an LCPV/T system under real operating conditions”, *J. Clean. Prod.*, vol. 209, pp. 903–915, feb. 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.10.256.
- [92] Z. Wang, J. Wei, G. Zhang, H. Xie, y M. Khalid, “Design and performance study on a large-scale hybrid CPV/T system based on unsteady-state thermal model”, *Sol. Energy*, vol. 177, pp. 427–439, ene. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2018.11.043.
- [93] G. Xinxin, Z. Heng, C. Haiping, L. Kai, H. Jiguang, y L. Haowen, “Experimental and theoretical investigation on a hybrid LCPV/T solar still system”, *Desalination*, vol. 468, p. 114063, oct. 2019, doi: 10.1016/j.desal.2019.07.003.
- [94] L. Yang, Z. Heng, C. Haiping, Y. Han, y Y. Fei, “Simulating and experimental research on a low-concentrating PV/T triple-generation system”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, p. 111942, nov. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.111942.
- [95] D. Cabral y B. O. Karlsson, “Electrical and thermal performance evaluation of symmetric truncated C-PVT trough solar collectors with vertical bifacial receivers”, *Sol. Energy*, vol. 174, pp. 683–690, nov. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.09.045.
- [96] V. S. Gupta, D. B. Singh, R. K. Mishra, S. K. Sharma, y G. N. Tiwari, “Development of characteristic equations for PVT-CPC active solar distillation system”, *Desalination*, vol. 445, pp. 266–279, nov. 2018, doi: 10.1016/j.desal.2018.08.009.
- [97] A. H. Jaaz, K. Sopian, y T. S. Gaaz, “Study of the electrical and thermal performances of photovoltaic thermal collector-compound parabolic concentrated”, *Results Phys.*, vol. 9, pp. 500–510, jun. 2018, doi: 10.1016/j.rinp.2018.03.004.
- [98] G. N. Tiwari, Md. Meraj, y M. E. Khan, “Exergy analysis of N-photovoltaic thermal-compound parabolic concentrator (N-PVT-CPC) collector for constant collection temperature for vapor absorption refrigeration (VAR) system”, *Sol. Energy*, vol. 173, pp. 1032–1042, oct. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.08.031.
- [99] J. P. N. Torres *et al.*, “Effect of Reflector Geometry in the Annual Received Radiation of Low Concentration Photovoltaic Systems”, *Energies*, vol. 11, núm. 7, Art. núm. 7, jul. 2018, doi: 10.3390/en11071878.
- [100] G. Zhang, J. Wei, H. Xie, Z. Wang, Y. Xi, y M. Khalid, “Performance investigation on a novel spectral splitting concentrating photovoltaic/thermal system based on direct absorption collection”, *Sol. Energy*, vol. 163, pp. 552–563, mar. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.02.033.
- [101] C. Haiping, Z. Heng, B. Yuegang, L. Haowen, y Z. Xuelei, “The performance analysis and evaluation of C-PV/T aided power generation system”, *Int. J. Energy Res.*, vol. 42, núm. 2, pp. 863–876, 2018, doi: 10.1002/er.3833.
- [102] Z. Heng, L. Haowen, C. Haiping, G. Xinxin, L. Kai, y Y. Pengbo, “Research on the Performance of Flat-Box Photovoltaic/Thermal Collector With Cooling Channels”, *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 140, núm. 021002, dic. 2017, doi: 10.1115/1.4038621.
- [103] A. H. Jaaz, H. A. Hasan, K. Sopian, A. A. H. Kadhum, T. S. Gaaz, y A. A. Al-Amiery, “Outdoor Performance Analysis of a Photovoltaic Thermal (PVT) Collector with Jet Impingement and Compound Parabolic Concentrator (CPC)”, *Materials*, vol. 10, núm. 8, Art. núm. 8, ago. 2017, doi: 10.3390/ma10080888.
- [104] L. Liu, Y. Jia, Y. Lin, G. Alva, y G. Fang, “Numerical study of a novel miniature compound parabolic concentrating photovoltaic/thermal collector with microencapsulated phase change slurry”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 153, pp. 106–114, dic. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.10.005.
- [105] M. Proell, P. Osgyan, H. Karrer, y C. J. Brabec, “Experimental efficiency of a low concentrating CPC PVT flat plate collector”, *Sol. Energy*, vol. 147, pp. 463–469, may 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.03.055.
- [106] D. B. Singh y G. N. Tiwari, “Performance analysis of basin type solar stills integrated with N identical photovoltaic thermal (PVT) compound parabolic concentrator (CPC) collectors: A comparative study”, *Sol. Energy*, vol. 142, pp. 144–158, ene. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2016.11.047.
- [107] R. Tripathi y G. N. Tiwari, “Annual performance evaluation (energy and exergy) of fully covered concentrated photovoltaic thermal (PVT) water collector: An experimental validation”, *Sol. Energy*, vol. 146, pp. 180–190, abr. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.02.041.

- [108] R. Tripathi, G. N. Tiwari, y V. K. Dwivedi, “Energy matrices evaluation and exergoeconomic analysis of series connected N partially covered (glass to glass PV module) concentrated-photovoltaic thermal collector: At constant flow rate mode”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 145, pp. 353–370, ago. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.05.012.
- [109] H. Zhang, H. Chen, Y. Han, H. Liu, y M. Li, “Experimental and simulation studies on a novel compound parabolic concentrator”, *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 784–794, dic. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.06.044.
- [110] D. Atheaya, A. Tiwari, y G. N. Tiwari, “Exergy analysis of photovoltaic thermal (PVT) compound parabolic concentrator (CPC) for constant collection temperature mode”, *Sol. Energy*, vol. 135, pp. 222–231, oct. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.05.055.
- [111] M. Proell, H. Karrer, C. J. Brabec, y A. Hauer, “The influence of CPC reflectors on the electrical incidence angle modifier of c-Si cells in a PVT hybrid collector”, *Sol. Energy*, vol. 126, pp. 220–230, mar. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.01.012.
- [112] R. Tripathi, G. N. Tiwari, y I. M. Al-Helal, “Thermal modelling of N partially covered photovoltaic thermal (PVT) – Compound parabolic concentrator (CPC) collectors connected in series”, *Sol. Energy*, vol. 123, pp. 174–184, ene. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2015.11.014.
- [113] R. Tripathi y G. N. Tiwari, “Energetic and exergetic analysis of N partially covered photovoltaic thermal-compound parabolic concentrator (PVT-CPC) collectors connected in series”, *Sol. Energy*, vol. 137, pp. 441–451, nov. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.08.048.
- [114] W. Vance, M. Gustafson, H. Huang, y J. Menart, “Computational Study of a Fixed Orientation Photovoltaic Compound Parabolic Concentrator”, *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 139, núm. 021002, nov. 2016, doi: 10.1115/1.4035066.
- [115] M. S. Yousef, A. K. Abdel Rahman, y S. Ookawara, “Performance investigation of low – Concentration photovoltaic systems under hot and arid conditions: Experimental and numerical results”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 128, pp. 82–94, nov. 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.09.061.
- [116] G. Li, G. Pei, J. Ji, M. Yang, Y. Su, y N. Xu, “Numerical and experimental study on a PV/T system with static miniature solar concentrator”, *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 565–574, oct. 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.07.046.
- [117] G. Li, G. Pei, J. Ji, y Y. Su, “Outdoor overall performance of a novel air-gap-lens-walled compound parabolic concentrator (ALCPC) incorporated with photovoltaic/thermal system”, *Appl. Energy*, vol. 144, pp. 214–223, abr. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.01.112.
- [118] H. Zhou, Y. Su, M. Bottarelli, M. Bortoloni, y S. Wu, “Numerical Validation of a New Approach to Model Single Junction Low Concentration PV Cells under Non-Uniform Illumination”, *Energies*, vol. 8, núm. 5, Art. núm. 5, may 2015, doi: 10.3390/en8054529.
- [119] H. M. Bahaidarah, B. Tanweer, P. Gandhidasan, N. Ibrahim, y S. Rehman, “Experimental and numerical study on non-concentrating and symmetric unglazed compound parabolic photovoltaic concentration systems”, *Appl. Energy*, vol. 136, pp. 527–536, dic. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.060.
- [120] L. Guiqiang, P. Gang, S. Yuehong, W. Yunyun, y J. Jie, “Design and investigation of a novel lens-walled compound parabolic concentrator with air gap”, *Appl. Energy*, vol. 125, pp. 21–27, jul. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.03.042.
- [121] G. Li, G. Pei, M. Yang, J. Ji, y Y. Su, “Optical evaluation of a novel static incorporated compound parabolic concentrator with photovoltaic/thermal system and preliminary experiment”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 85, pp. 204–211, sep. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.05.082.
- [122] I. P. Acosta-Pazmiño, C. I. Rivera-Solorio, y M. A. Gijón-Rivera, “Performance assessment of an LCPV/T solar hybrid plant for a wellness center building in Mexico”, 2020.
- [123] R. Hassanian, M. Riedel, A. Helgadottir, N. Yeganeh, y R. Unnthorsson, “Implicit Equation for Photovoltaic Module Temperature and Efficiency via Heat Transfer Computational Model”, *Thermo*, vol. 2, núm. 1, Art. núm. 1, mar. 2022, doi: 10.3390/thermo2010004.
- [124] M. Meraj *et al.*, “Thermal modelling of PVT-CPC integrated vapour absorption refrigeration system”, *Mater. Today Proc.*, vol. 38, pp. 391–396, ene. 2021, doi: 10.1016/j.matpr.2020.07.547.
- [125] X. Ji, M. Li, W. Lin, W. Wang, L. Wang, y J. Xi, “Modeling and Characteristic Parameters Analysis of a Trough Concentrating Photovoltaic/Thermal System with GaAs and Super Cell Arrays”, *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, oct. 2012, doi: 10.1155/2012/782560.

- [126] “Datos, software y servicios para proyectos solares | Solargis”. Consultado: el 25 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://solargis.com/es/>
- [127] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. en EngineeringPro collection. Elsevier Science, 2009. [En línea]. Disponible en: https://books.google.com.mx/books?id=B_E33NK7-YkC
- [128] S. Wilcox y W. Marion, “Users Manual for TMY3 Data Sets”, *Tech. Rep.*, 2008.
- [129] Y. A. Çengel, *Transferencia de calor y masa: fundamentos y aplicaciones*. McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2011.
- [130] F. Kreith, M. S. Bohn, y R. M. Manglik, *Principios de transferencia de calor*. CENGAGE Learning, 2012.
- [131] “Best Research-Cell Efficiency Chart”. Consultado: el 27 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- [132] F. P. Incropera y D. P. DeWitt, *Fundamentos de transferencia de calor*. Pearson Educación, 1999.
- [133] “SRC-PVT Model (Fortran) - myCompiler”. Consultado: el 12 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.mycompiler.io/view/1NYQRM2YDkF>
- [134] “BenChavarria/SRC_PVT_Model”. Consultado: el 31 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: https://github.com/BenChavarria/SRC_PVT_Model/tree/master
- [135] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission”. Consultado: el 25 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [136] R. Forristall, “Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver”, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), NREL/TP-550-34169, oct. 2003. doi: 10.2172/15004820.
- [137] W. Atlas, “Anual y Mensual del Tiempo - Cuernavaca, México”, Weather Atlas. Consultado: el 17 de octubre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.weather-atlas.com/es/mexico/cuernavaca-clima>
- [138] W. Atlas, “Anual y Mensual del Tiempo - Mexicali, México”, Weather Atlas. Consultado: el 17 de octubre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.weather-atlas.com/es/mexico/mexicali-clima>
- [139] “EnergyPlus”. Consultado: el 2 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://energyplus.net/>
- [140] “EnergyPlus™ Version 22.1.0 Documentation”. Consultado: el 1 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://energyplus.net/assets/nrel_custom/pdfs/pdfs_v22.1.0/AuxiliaryPrograms.pdf
- [141] “RC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission”. Consultado: el 7 de octubre de 2024. [En línea]. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR

Anexos

Anexo I

Propiedades termo-físicas para el HTF

854
APÉNDICE 1

TABLA A-9

Propiedades del agua saturada

Temp., T °C	Presión de saturación, P _{sat} , kPa	Densidad, ρ kg/m ³		Entalpía de vaporización, h _{fg} , kJ/kg	Calor específico, c _p , J/kg · K		Conductividad térmica, k W/m · K		Viscosidad dinámica, μ kg/m · s		Número de Prandtl, Pr		Coeficiente de expansión volumétrica, β 1/K
		Líquido	Vapor		Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	
0.01	0.6113	999.8	0.0048	2 501	4 217	1 854	0.561	0.0171	1.792 × 10 ⁻³	0.922 × 10 ⁻⁵	13.5	1.00	-0.068 × 10 ⁻³
5	0.8721	999.9	0.0068	2 490	4 205	1 857	0.571	0.0173	1.519 × 10 ⁻³	0.934 × 10 ⁻⁵	11.2	1.00	0.015 × 10 ⁻³
10	1.2276	999.7	0.0094	2 478	4 194	1 862	0.580	0.0176	1.307 × 10 ⁻³	0.946 × 10 ⁻⁵	9.45	1.00	0.733 × 10 ⁻³
15	1.7051	999.1	0.0128	2 466	4 186	1 863	0.589	0.0179	1.138 × 10 ⁻³	0.959 × 10 ⁻⁵	8.09	1.00	0.138 × 10 ⁻³
20	2.339	998.0	0.0173	2 454	4 182	1 867	0.598	0.0182	1.002 × 10 ⁻³	0.973 × 10 ⁻⁵	7.01	1.00	0.195 × 10 ⁻³
25	3.169	997.0	0.0231	2 442	4 180	1 870	0.607	0.0186	0.891 × 10 ⁻³	0.987 × 10 ⁻⁵	6.14	1.00	0.247 × 10 ⁻³
30	4.246	996.0	0.0304	2 431	4 178	1 875	0.615	0.0189	0.798 × 10 ⁻³	1.001 × 10 ⁻⁵	5.42	1.00	0.294 × 10 ⁻³
35	5.628	994.0	0.0397	2 419	4 178	1 880	0.623	0.0192	0.720 × 10 ⁻³	1.016 × 10 ⁻⁵	4.83	1.00	0.337 × 10 ⁻³
40	7.384	992.1	0.0512	2 407	4 179	1 885	0.631	0.0196	0.653 × 10 ⁻³	1.031 × 10 ⁻⁵	4.32	1.00	0.377 × 10 ⁻³
45	9.593	990.1	0.0655	2 395	4 180	1 892	0.637	0.0200	0.596 × 10 ⁻³	1.046 × 10 ⁻⁵	3.91	1.00	0.415 × 10 ⁻³
50	12.35	988.1	0.0831	2 383	4 181	1 900	0.644	0.0204	0.547 × 10 ⁻³	1.062 × 10 ⁻⁵	3.55	1.00	0.451 × 10 ⁻³
55	15.76	985.2	0.1045	2 371	4 183	1 908	0.649	0.0208	0.504 × 10 ⁻³	1.077 × 10 ⁻⁵	3.25	1.00	0.484 × 10 ⁻³
60	19.94	983.3	0.1304	2 359	4 185	1 916	0.654	0.0212	0.467 × 10 ⁻³	1.093 × 10 ⁻⁵	2.99	1.00	0.517 × 10 ⁻³
65	25.03	980.4	0.1614	2 346	4 187	1 926	0.659	0.0216	0.433 × 10 ⁻³	1.110 × 10 ⁻⁵	2.75	1.00	0.548 × 10 ⁻³
70	31.19	977.5	0.1983	2 334	4 190	1 936	0.663	0.0221	0.404 × 10 ⁻³	1.126 × 10 ⁻⁵	2.55	1.00	0.578 × 10 ⁻³
75	38.58	974.7	0.2421	2 321	4 193	1 948	0.667	0.0225	0.378 × 10 ⁻³	1.142 × 10 ⁻⁵	2.38	1.00	0.607 × 10 ⁻³
80	47.39	971.8	0.2935	2 309	4 197	1 962	0.670	0.0230	0.355 × 10 ⁻³	1.159 × 10 ⁻⁵	2.22	1.00	0.653 × 10 ⁻³
85	57.83	968.1	0.3536	2 296	4 201	1 977	0.673	0.0235	0.333 × 10 ⁻³	1.176 × 10 ⁻⁵	2.08	1.00	0.670 × 10 ⁻³
90	70.14	965.3	0.4235	2 283	4 206	1 993	0.675	0.0240	0.315 × 10 ⁻³	1.193 × 10 ⁻⁵	1.96	1.00	0.702 × 10 ⁻³
95	84.55	961.5	0.5045	2 270	4 212	2 010	0.677	0.0246	0.297 × 10 ⁻³	1.210 × 10 ⁻⁵	1.85	1.00	0.716 × 10 ⁻³
100	101.33	957.9	0.5978	2 257	4 217	2 029	0.679	0.0251	0.282 × 10 ⁻³	1.227 × 10 ⁻⁵	1.75	1.00	0.750 × 10 ⁻³
110	143.27	950.6	0.8263	2 230	4 229	2 071	0.682	0.0262	0.255 × 10 ⁻³	1.261 × 10 ⁻⁵	1.58	1.00	0.798 × 10 ⁻³
120	198.53	943.4	1.121	2 203	4 244	2 120	0.683	0.0275	0.232 × 10 ⁻³	1.296 × 10 ⁻⁵	1.44	1.00	0.858 × 10 ⁻³
130	270.1	934.6	1.496	2 174	4 263	2 177	0.684	0.0288	0.213 × 10 ⁻³	1.330 × 10 ⁻⁵	1.33	1.01	0.913 × 10 ⁻³
140	361.3	921.7	1.965	2 145	4 286	2 244	0.683	0.0301	0.197 × 10 ⁻³	1.365 × 10 ⁻⁵	1.24	1.02	0.970 × 10 ⁻³
150	475.8	916.6	2.546	2 114	4 311	2 314	0.682	0.0316	0.183 × 10 ⁻³	1.399 × 10 ⁻⁵	1.16	1.02	1.025 × 10 ⁻³
160	617.8	907.4	3.256	2 083	4 340	2 420	0.680	0.0331	0.170 × 10 ⁻³	1.434 × 10 ⁻⁵	1.09	1.05	1.145 × 10 ⁻³
170	791.7	897.7	4.119	2 050	4 370	2 490	0.677	0.0347	0.160 × 10 ⁻³	1.468 × 10 ⁻⁵	1.03	1.05	1.178 × 10 ⁻³
180	1 002.1	887.3	5.153	2 015	4 410	2 590	0.673	0.0364	0.150 × 10 ⁻³	1.502 × 10 ⁻⁵	0.983	1.07	1.210 × 10 ⁻³
190	1 254.4	876.4	6.388	1 979	4 460	2 710	0.669	0.0382	0.142 × 10 ⁻³	1.537 × 10 ⁻⁵	0.947	1.09	1.280 × 10 ⁻³
200	1 553.8	864.3	7.852	1 941	4 500	2 840	0.663	0.0401	0.134 × 10 ⁻³	1.571 × 10 ⁻⁵	0.910	1.11	1.350 × 10 ⁻³
220	2 318	840.3	11.60	1 859	4 610	3 110	0.650	0.0442	0.122 × 10 ⁻³	1.641 × 10 ⁻⁵	0.865	1.15	1.520 × 10 ⁻³
240	3 344	813.7	16.73	1 767	4 760	3 520	0.632	0.0487	0.111 × 10 ⁻³	1.712 × 10 ⁻⁵	0.836	1.24	1.720 × 10 ⁻³
260	4 688	783.7	23.69	1 663	4 970	4 070	0.609	0.0540	0.102 × 10 ⁻³	1.788 × 10 ⁻⁵	0.832	1.35	2.000 × 10 ⁻³
280	6 412	750.8	33.15	1 544	5 280	4 835	0.581	0.0605	0.094 × 10 ⁻³	1.870 × 10 ⁻⁵	0.854	1.49	2.380 × 10 ⁻³
300	8 581	713.8	46.15	1 405	5 750	5 980	0.548	0.0695	0.086 × 10 ⁻³	1.965 × 10 ⁻⁵	0.902	1.69	2.950 × 10 ⁻³
320	11 274	667.1	64.57	1 239	6 540	7 900	0.509	0.0836	0.078 × 10 ⁻³	2.084 × 10 ⁻⁵	1.00	1.97	—
340	14 586	610.5	92.62	1 028	8 240	11 870	0.469	0.110	0.070 × 10 ⁻³	2.255 × 10 ⁻⁵	1.23	2.43	—
360	18 651	528.3	144.0	720	14 690	25 800	0.427	0.178	0.060 × 10 ⁻³	2.571 × 10 ⁻⁵	2.06	3.73	—
374.14	22 090	317.0	317.0	0	∞	∞	∞	∞	0.043 × 10 ⁻³	4.313 × 10 ⁻⁵	—	—	—

Nota 1: La viscosidad cinemática ν y la difusividad térmica α se pueden calcular a partir de sus definiciones, $\nu = \mu/\rho$ y $\alpha = k/\rho c_p = \nu/Pr$. Las temperaturas de 0.01 °C, 100 °C y 374.14 °C son las temperaturas de los puntos triple, de ebullición y crítico del agua, respectivamente. Las propiedades cuya lista se da arriba (excepto la densidad del vapor) se pueden usar a cualquier presión con error despreciable, excepto a temperaturas cercanas al valor del punto crítico.

Nota 2: La unidad kJ/kg · °C, para el calor específico, es equivalente a kJ/kg · K y la unidad W/m · °C, para la conductividad térmica es equivalente a W/m · K.

Fuente: Los datos de la viscosidad y la conductividad térmica se tomaron de J. V. Sengers y J. T. R. Watson, *Journal of Physical and Chemical Reference Data* 15 (1986), págs. 291-1322. Los otros datos se obtuvieron de diversas fuentes o se calcularon.

Propiedades termo-físicas para el aire

860
APÉNDICE 1

TABLA A-15

Propiedades del aire a la presión de 1 atm

Temp., T , °C	Densidad, ρ , kg/m ³	Calor específico, c_p , J/kg · K	Conductividad térmica, k , W/m · K	Difusividad térmica, α , m ² /s ²	Viscosidad dinámica, μ , kg/m · s	Viscosidad cinemática, ν , m ² /s	Número de Prandtl, Pr
-150	2.866	983	0.01171	4.158×10^{-6}	8.636×10^{-6}	3.013×10^{-6}	0.7246
-100	2.038	966	0.01582	8.036×10^{-6}	1.189×10^{-6}	5.837×10^{-6}	0.7263
-50	1.582	999	0.01979	1.252×10^{-5}	1.474×10^{-5}	9.319×10^{-6}	0.7440
-40	1.514	1 002	0.02057	1.356×10^{-5}	1.527×10^{-5}	1.008×10^{-5}	0.7436
-30	1.451	1 004	0.02134	1.465×10^{-5}	1.579×10^{-5}	1.087×10^{-5}	0.7425
-20	1.394	1 005	0.02211	1.578×10^{-5}	1.630×10^{-5}	1.169×10^{-5}	0.7408
-10	1.341	1 006	0.02288	1.696×10^{-5}	1.680×10^{-5}	1.252×10^{-5}	0.7387
0	1.292	1 006	0.02364	1.818×10^{-5}	1.729×10^{-5}	1.338×10^{-5}	0.7362
5	1.269	1 006	0.02401	1.880×10^{-5}	1.754×10^{-5}	1.382×10^{-5}	0.7350
10	1.246	1 006	0.02439	1.944×10^{-5}	1.778×10^{-5}	1.426×10^{-5}	0.7336
15	1.225	1 007	0.02476	2.009×10^{-5}	1.802×10^{-5}	1.470×10^{-5}	0.7323
20	1.204	1 007	0.02514	2.074×10^{-5}	1.825×10^{-5}	1.516×10^{-5}	0.7309
25	1.184	1 007	0.02551	2.141×10^{-5}	1.849×10^{-5}	1.562×10^{-5}	0.7296
30	1.164	1 007	0.02588	2.208×10^{-5}	1.872×10^{-5}	1.608×10^{-5}	0.7282
35	1.145	1 007	0.02625	2.277×10^{-5}	1.895×10^{-5}	1.655×10^{-5}	0.7268
40	1.127	1 007	0.02662	2.346×10^{-5}	1.918×10^{-5}	1.702×10^{-5}	0.7255
45	1.109	1 007	0.02699	2.416×10^{-5}	1.941×10^{-5}	1.750×10^{-5}	0.7241
50	1.092	1 007	0.02735	2.487×10^{-5}	1.963×10^{-5}	1.798×10^{-5}	0.7228
60	1.059	1 007	0.02808	2.632×10^{-5}	2.008×10^{-5}	1.896×10^{-5}	0.7202
70	1.028	1 007	0.02881	2.780×10^{-5}	2.052×10^{-5}	1.995×10^{-5}	0.7177
80	0.9994	1 008	0.02953	2.931×10^{-5}	2.096×10^{-5}	2.097×10^{-5}	0.7154
90	0.9718	1 008	0.03024	3.086×10^{-5}	2.139×10^{-5}	2.201×10^{-5}	0.7132
100	0.9458	1 009	0.03095	3.243×10^{-5}	2.181×10^{-5}	2.306×10^{-5}	0.7111
120	0.8977	1 011	0.03235	3.565×10^{-5}	2.264×10^{-5}	2.522×10^{-5}	0.7073
140	0.8542	1 013	0.03374	3.898×10^{-5}	2.345×10^{-5}	2.745×10^{-5}	0.7041
160	0.8148	1 016	0.03511	4.241×10^{-5}	2.420×10^{-5}	2.975×10^{-5}	0.7014
180	0.7788	1 019	0.03646	4.593×10^{-5}	2.504×10^{-5}	3.212×10^{-5}	0.6992
200	0.7459	1 023	0.03779	4.954×10^{-5}	2.577×10^{-5}	3.455×10^{-5}	0.6974
250	0.6746	1 033	0.04104	5.890×10^{-5}	2.760×10^{-5}	4.091×10^{-5}	0.6946
300	0.6158	1 044	0.04418	6.871×10^{-5}	2.934×10^{-5}	4.765×10^{-5}	0.6935
350	0.5664	1 056	0.04721	7.892×10^{-5}	3.101×10^{-5}	5.475×10^{-5}	0.6937
400	0.5243	1 069	0.05015	8.951×10^{-5}	3.261×10^{-5}	6.219×10^{-5}	0.6948
450	0.4880	1 081	0.05298	1.004×10^{-4}	3.415×10^{-5}	6.997×10^{-5}	0.6965
500	0.4565	1 093	0.05572	1.117×10^{-4}	3.563×10^{-5}	7.806×10^{-5}	0.6986
600	0.4042	1 115	0.06093	1.352×10^{-4}	3.846×10^{-5}	9.515×10^{-5}	0.7037
700	0.3627	1 135	0.06581	1.598×10^{-4}	4.111×10^{-5}	1.133×10^{-4}	0.7092
800	0.3289	1 153	0.07037	1.855×10^{-4}	4.362×10^{-5}	1.326×10^{-4}	0.7149
900	0.3008	1 169	0.07465	2.122×10^{-4}	4.600×10^{-5}	1.529×10^{-4}	0.7206
1 000	0.2772	1 184	0.07868	2.398×10^{-4}	4.826×10^{-5}	1.741×10^{-4}	0.7260
1 500	0.1990	1 234	0.09599	3.908×10^{-4}	5.817×10^{-5}	2.922×10^{-4}	0.7478
2 000	0.1553	1 264	0.11113	5.664×10^{-4}	6.630×10^{-5}	4.270×10^{-4}	0.7539

Nota: Para los gases ideales, las propiedades c_p , k , μ y Pr son independientes de la presión. Las propiedades ρ , ν y α a una presión P (en atm) diferente de 1 atm se determinan al multiplicar los valores de ρ a la temperatura dada, por P y al dividir ν y α entre P .

Fuente: Datos generados basándose en el software EES desarrollado por S. A. Klein y F. L. Alvarado. Fuentes originales: Keenan, Chao, Keyes, Gas Tables, Wiley, 198, y Thermophysical Properties of Matter, Vol. 3: Thermal Conductivity, Y. S. Touloukian, P. E. Liley, S. C. Saxena, Vol. 11: Viscosity, Y. S. Touloukian, S. C. Saxena y P. Hestermans, IFI/Plenum, NY, ISBN 0-306067020-8.

Anexo II

Cálculo de los coeficientes de convección externa

Las propiedades térmicas presentes en la Tabla I corresponden al aire del medio ambiente a una temperatura de 25 °C (según las variables de entrada).

Tabla I. Propiedades térmicas y parámetros para calcular los coeficientes de convección externa.

Propiedades térmicas	Valor	Unidad
Conductividad térmica del aire (k)	0.02551	W/(m·K)
Velocidad del aire (u)	5	m/s
Viscosidad cinemática del aire (ν)	1.562×10^{-5}	m ² /s
Número de Prandtl del aire (Pr)	0.7296	-
Parámetros	Valor	Unidad
Longitud característica del absorbedor (L)	0.06	m
Longitud característica de los PV (L)	0.12	m
Longitud característica del PTC (L)	1.2	m

- Coeficiente de convección de los PV

El número de Reynolds se calcula de la siguiente manera:

$$Re = \frac{u \cdot L}{\nu} = \frac{5 \frac{m}{s} \cdot 0.12 m}{1.562 \times 10^{-5} \frac{m^2}{s}} = 38,412.29 \quad (42.1)$$

El número de Nusselt se calcula de la siguiente manera:

$$Nu = 0.664 \cdot Pr^{1/3} \cdot Re^{1/2} = 0.664 \cdot (0.7296)^{1/3} \cdot (38,412.29)^{1/2} = 117.15 \quad (40.1)$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección se calcula de la siguiente manera:

$$h_{PV} = \frac{Nu \cdot k}{L} = \frac{117.15 \cdot 0.02551 \frac{W}{m \cdot K}}{0.12 m} = 24.90 \frac{W}{m^2 \cdot K} \quad (39.2)$$

- Coeficiente de convección del Absorbedor

El número de Reynolds se calcula de la siguiente manera:

$$Re = \frac{u \cdot L}{\nu} = \frac{5 \frac{m}{s} \cdot 0.06 m}{1.562 \times 10^{-5} \frac{m^2}{s}} = 19,206.14 \quad (42.2)$$

El número de Nusselt se calcula de la siguiente manera:

$$Nu = 0.664 \cdot Pr^{1/3} \cdot Re^{1/2} = 0.664 \cdot (0.7296)^{1/3} \cdot (9,603)^{1/2} = 82.84 \quad (40.2)$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección se calcula de la siguiente manera:

$$h_{abs} = \frac{Nu \cdot k}{L} = \frac{82.84 \cdot 0.02551 \frac{W}{m \cdot K}}{0.06 m} = 35.22 \frac{W}{m^2 \cdot K} \quad (39.3)$$

- Coeficiente de convección del PTC

El número de Reynolds se calcula de la siguiente manera:

$$Re = \frac{u \cdot L}{\nu} = \frac{5 \frac{m}{s} \cdot 1.2 m}{1.562 \times 10^{-5} \frac{m^2}{s}} = 384,122.91 \quad (42.3)$$

El número de Nusselt se calcula de la siguiente manera:

$$Nu = 0.664 Pr^{1/3} \cdot Re^{1/2} = 0.664 (0.7296)^{1/3} \cdot (320,102)^{1/2} = 370.48 \quad (40.3)$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección se calcula de la siguiente manera:

$$h_{PTC} = \frac{Nu \cdot k}{L} = \frac{320,102 \cdot 0.02551 \frac{W}{m \cdot K}}{1.2 m} = 7.87 \frac{W}{m^2 \cdot K} \quad (39.4)$$

Cálculo del coeficiente de convección interna

Las propiedades térmicas presentes en la Tabla II corresponden al agua del HTF a una temperatura de 70 °C (según las variables de entrada).

Tabla II. Propiedades térmicas y parámetros para calcular los coeficientes de convección interna

Propiedades térmicas	Valor	Unidad
Conductividad térmica del HTF (k)	0.663	W/(m·K)
Densidad del HTF (ρ)	977.5	kg/m ³
Viscosidad dinámica del HTF (μ)	0.404×10^{-3}	kg/(m·s)
Número de Prandtl del HTF (Pr)	2.55	-
Parámetro	Valor	Unidad
Diámetro de tubería (D)	0.03	m
Velocidad del HTF (u)	0.217	m/s

- Coeficiente de convección del HTF

El número de Reynolds se calcula de la siguiente manera:

$$Re = \frac{\rho \cdot u \cdot D}{\mu} = \frac{977.5 \frac{kg}{m^3} \cdot 0.217 \frac{m}{s} \cdot 0.03 m}{0.404 \times 10^{-3} \frac{kg}{m \cdot s}} = 15,751.29 \quad (43.1)$$

El número de Nusselt se calcula de la siguiente manera:

$$Nu = 0.023 \cdot Re^{4/5} \cdot Pr^{2/5} = 0.023 \cdot (15,751.29)^{4/5} \cdot (2.55)^{2/5} = 76.24 \quad (41.1)$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección se calcula de la siguiente manera:

$$h_{HTF} = \frac{Nu \cdot k}{L} = \frac{76.24 \cdot 0.663 \frac{W}{m \cdot K}}{0.03 m} = 1,684.90 \frac{W}{m^2 \cdot K} \quad (39.1)$$

Anexo III

```

SUBPROGRAM One (T_PV : T_PTC)
$COMMON G_GHI, A_PTC, alpha_PTC, sigma, epsilon_PV, A_PV, h_PTC, epsilon_PTC, T_sky, T_a, R_conv_PTC

" ----- Calculation of heat fluxes ----- "

q_dot_sol_PTC = G_GHI * A_PTC * alpha_PTC

q_dot_rad_PV = sigma * epsilon_PV * A_PV * (T_PV^4 - T_PTC^4)
q_dot_rad_PTC = sigma * epsilon_PTC * A_PTC * (T_PTC^4 - T_sky^4)

q_dot_conv_front_PTC = (T_PTC - T_a) * R_conv_PTC

" ----- Estimation of T_PTC ----- "

q_dot_sol_PTC + q_dot_rad_PV = q_dot_conv_front_PTC + q_dot_rad_PTC

END

" ***** "

SUBPROGRAM Two (T_a, T_sky, T_in_HTF, T_PV, T_PTC : T_abs, T_sub, T_out_HTF, P_PV, q_dot_HTF)
$COMMON G_GHI, G_DNI, A_PV, A_abs, A_PTC, alpha_PV, alpha_abs, alpha_PTC, eta_opt, eta_PV, IAM_th, IAM_elec, CR_PTC, sigma,
epsilon_PV, epsilon_abs, epsilon_PTC, m_dot_HTF, C_p_HTF, E, R_conv_PV, R_conv_abs, R_cond_abs, R_cond_sub

" ----- Calculation of heat fluxes ----- "

q_dot_sol_PV = G_DNI * A_PV * CR_PTC * eta_opt * IAM_th * alpha_PV
q_dot_sol_abs = G_GHI * A_abs * alpha_abs

q_dot_rad_PV = sigma * epsilon_PV * A_PV * (T_PV^4 - T_PTC^4)
q_dot_rad_abs = sigma * epsilon_abs * A_abs * (T_abs^4 - T_sky^4)

q_dot_conv_PV = (T_PV - T_a) * R_conv_PV
q_dot_conv_abs = (T_abs - T_a) * R_conv_abs

q_dot_cond_abs_x_sub = (T_abs - T_sub) / (R_cond_abs + R_cond_sub)

q_dot_HTF = m_dot_HTF * C_p_HTF * (T_out_HTF - T_in_HTF)
P_PV = G_DNI * A_PV * CR_PTC * eta_opt * IAM_elec * eta_PV

" ----- System of three equations for: T_out_HTF, T_abs and T_sub ----- "

q_dot_sol_PV - P_PV - q_dot_conv_PV - q_dot_rad_PV + q_dot_sol_abs - q_dot_conv_abs - q_dot_rad_abs = q_dot_HTF
q_dot_sol_abs - q_dot_conv_abs - q_dot_rad_abs = q_dot_cond_abs_x_sub

m_dot_HTF * C_p_HTF * (T_out_HTF - T_in_HTF) = E * m_dot_HTF * C_p_HTF * (T_sub - T_in_HTF)

END

" ***** "

SUBPROGRAM Three (T_abs, T_sub, T_in_HTF, T_out_HTF : T_estimated_PV)
$COMMON m_dot_HTF, C_p_HTF, R_cond_PV, R_cond_abs, R_cond_sub

" ----- Calculation of heat fluxes ----- "

q_dot_cond_PV_x_sub = (T_estimated_PV - T_sub) / (R_cond_PV + R_cond_sub)
q_dot_cond_abs_x_sub = (T_abs - T_sub) / (R_cond_abs + R_cond_sub)

q_dot_HTF = m_dot_HTF * C_p_HTF * (T_out_HTF - T_in_HTF)

" ----- Estimation of T_estimated_PV ----- "

q_dot_cond_PV_x_sub + q_dot_cond_abs_x_sub = q_dot_HTF

END

" ***** "

" ----- Boundary conditions ----- "

G_GHI = 1000
G_DNI = 800
u_air = 5

T_a = 25 + 273.15
T_in_HTF = 70 + 273.15
T_sky = 25 + 273.15

```


T_PV = 355.45

“ ----- Geometry of the PTC and SRC-PVT ----- “

D_pipe = 0.03

W_PV = 0.12

W_abs = 0.06

W_PTC = 1.2

L_PTC = 10

L_SRC_PVT = L_PTC

A_PV = W_PV * L_SRC_PVT

A_abs = W_abs * L_SRC_PVT

A_sub = A_PV + A_abs

A_ap = 1.2 * L_PTC

A_PTC = 3 * L_PTC

CR_PTC = A_ap / A_PV

“ ----- Design parameters ----- “

89rand_PV = 0.97

89rand_abs = 0.9

89rand_PTC = 0.03

eta_opt = 0.83

IAM_th = 0.86

IAM_elec = 0.72

epsilon_PV = 0.2

epsilon_abs = 0.2

epsilon_PTC = 0.3

sigma = 5.67*10⁻⁸

P_air = 1.01325

P_HTF = 0.3119

m_dot_HTF = 0.15

th_PV = 0.003

th_abs = 0.003

k_PV = 50

k_abs = 205

k_sub = 250

“ ***** “

“ ----- Calculation of thermal conductive resistances ----- “

R_cond_PV = th_PV / (k_PV * A_PV)

R_cond_abs = th_abs / (k_abs * A_abs)

R_cond_sub = th_sub / (k_sub * A_sub)

“ ----- Calculation of convective heat resistances ----- “

R_conv_PV = 1 / (h_PV * A_PV)

R_conv_abs = 1 / (h_abs * A_abs)

R_conv_PTC = 1 / (h_PTC * A_PTC)

“ ----- Calculation of convection coefficients ----- “

“ ----- Internal Convection ----- “

“ - Thermal properties of water at 70 °C “

rho_water = density(Water,T=T_in_HTF,P=P_HTF)

mu_water = viscosity(Water,T=T_in_HTF,P=P_HTF)

Pr_water = 89randtl(Water,T=T_in_HTF,P=P_HTF)

k_water = conductivity(Water,T=T_in_HTF,P=P_HTF)

“ - Convection coefficient of the HTF “

Re_HTF=(rho_water*u_water*D_pipe)/mu_water

Nu_HTF=0.023*Re_HTF^(4/5)*Pr_water^(2/5)

h_HTF=(Nu_HTF*k_water)/D_pipe

“ ----- External Convection ----- “

“ - Thermal properties of air at 25 °C “

rho_air = density(Air_ha,T=T_a,P=P_air)

```

mu_air = viscosity(Air_ha,T=T_a,P=P_air)
Pr_air = 90randt(Air_ha,T=T_a,P=P_air)
k_air = conductivity(Air_ha,T=T_a,P=P_air)

" - Convection coefficient of the PV "
Re_PV=(rho_air*u_air*W_PV)/mu_air
Nu_PV=0.664*Pr_air^(1/3)*Re_PV^(1/2)
h_PV=(Nu_PV*k_air)/W_PV

" - Convection coefficient of the Absorber "
Re_abs=(rho_air*u_air*W_abs)/mu_air
Nu_abs=0.664*Pr_air^(1/3)*Re_abs^(1/2)
h_abs=(Nu_abs*k_air)/W_abs

" - Convection coefficient of the PTC "
Re_PTC=(rho_air*u_air*W_PTC)/mu_air
Nu_PTC=0.664*Pr_air^(1/3)*(Re_PTC)^(1/2)
h_PTC=(Nu_PTC*k_air)/W_PTC

" ***** "

" ----- Water (HTF) velocity clearing ----- "

A_cs = ( 3.1416 * ( D_pipe/2 )^2 )
u_water = ( m_dot_HTF ) / ( rho_water * A_cs )

" ***** "

" ----- Calculation of the NTU number ----- "

C_p_HTF = cp(Water,T=T_in_HTF,P=P_HTF)
A_hx = 3.1416 * D_pipe * L_PTC

NTU = ( ( 1 / ( ( 1 / h_HTF ) + R_cond_sub ) ) * A_hx ) / ( m_dot_HTF * ( C_p_HTF ) )

E = 1-exp(-NTU)

" ***** "

" ----- Calculation of PV efficiency as a function of PTC geometry ----- "

eta_PV = 0.298 + 0.0142 * ( ln(CR_PTC) ) + ( - 0.000715 + 0.0000697 * ( ln(CR_PTC) ) ) * ( T_estimated_PV - 298 )

" ***** "

" ----- Calculation of the thickness of the substrate using a circle inscribed in a triangle ----- "

r_pipe = D_pipe / 2
L_ver = ( sqrt(3) / 3 ) * W_abs
L_edg = ( sqrt(3) / 6 ) * W_abs

" ----- Minimum and maximum thickness ----- "

th_min = L_ver - r_pipe
th_max = L_edg - r_pipe

" ----- Average thickness for one face of SRC-PVT ----- "

th_sub = (th_min + 2 * th_max) / 3

" ***** "

" ----- Calculation of electrical and thermal efficiency ----- "

eta_elec = ( P_PV ) / ( G_DNI * A_ap )

eta_th = ( q_dot_HTF ) / ( G_DNI * A_ap )

" ***** "

" ----- Obtaining the model temperatures ----- "

CALL One (T_PV : T_PTC)
CALL Two (T_a, T_sky, T_in_HTF, T_PV, T_PTC : T_abs, T_sub, T_out_HTF, P_PV, q_dot_HTF)
CALL Three (T_abs, T_sub, T_in_HTF, T_out_HTF : T_estimated_PV)

Tc_pv = T_estimated_PV - 273.15
Tc_abs = T_abs - 273.15
Tc_sub = T_sub - 273.15
Tc_out_HTF = T_out_HTF - 273.15

```

Anexo IV

El procedimiento para la obtención de los valores de irradiación solar siguió estos pasos:

Paso 1 - Obtención del archivo TMY en formato “.EPW”

La Figura I muestra la página de la base de datos PVGIS [135]. Los archivos TMY con las condiciones meteorológicas de la localidad de Cuernavaca y la localidad de Mexicali se obtuvieron al situar su posición en el mapa. El archivo se descargó con el formato “.EPW”.

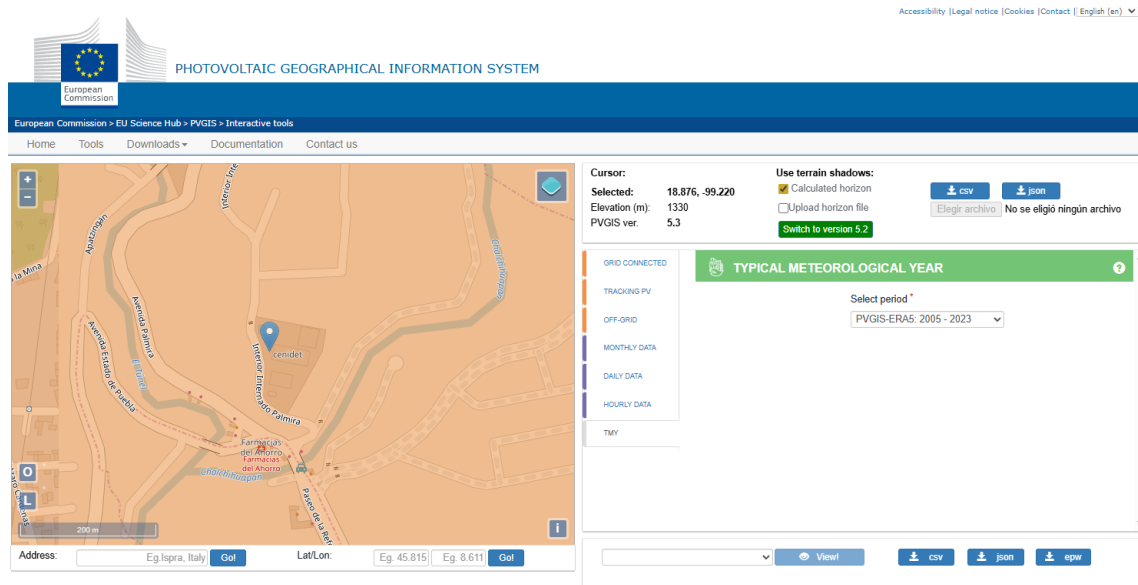


Fig. I. Interfaz de la base de datos de PVGIS.

El formato “.EPW” es un tipo de formato “.CSV” organizado bajo el estándar empleado en simulaciones energéticas por el *software* EnergyPlus [139]. Los formatos “.EPW” entregan el promedio de la hora anterior de diferentes condiciones meteorológicas para un año típico meteorológico (un TMY consta de 8,760 horas). Los archivos TMY obtenidos de PVGIS incluyen los siguientes datos meteorológicos, siguiendo las unidades de medida del formato “.EPW” [140], [141]:

- Radiación solar:
 - Irradiancia global horizontal (GHI) - $W \cdot h/m^2$.
 - Irradiancia normal directa (DNI) - $W \cdot h/m^2$.
 - Irradiancia difusa horizontal (DIF) - $W \cdot h/m^2$.
- Presión del aire - Pa.
- Temperatura del aire (bulbo seco a 2 m) - $^{\circ}C$.
- Velocidad y dirección del viento - m/s.
- Humedad relativa - %.

Paso 2 - Filtrado y promediado de datos desde Excel.

Se calcularon los valores promedios por mes de irradiación solar (GHI y DNI) considerando únicamente las horas diurnas (irradiación solar $> 0 W \cdot h/m^2$) registradas en el archivo TMY. Este procedimiento permite estimar la radiación solar promedio efectiva durante las horas de insolación, excluyendo periodos nocturnos que no contribuyen al aprovechamiento energético solar.

La Ec. (61) representa el cálculo del valor promedio por mes de irradiación solar:

$$H_d = \frac{\sum_{i=1}^{N_d} H_i}{N_d} \quad (61)$$

Donde:

H_d = Irradiación solar promedio por mes durante horas diurnas, W/m².

H_i = Irradiación solar horaria obtenida del archivo TMY, W·h/m².

N_d = Número de horas por mes con irradiación solar distinta de cero (diurnas), h.

La irradiación horaria (W·h/m²), obtenida del archivo TMY, representa energía solar acumulada durante un intervalo de tiempo. Al dividir la suma de irradiaciones entre el número de horas diurnas del mes, se obtiene la irradiación solar promedio de dicho mes (W/m²).

El archivo “.EPW” fue abierto y editado en el *software* Excel para realizar los siguientes cambios: Los valores de irradiación solar (GHI y DNI), fueron filtrados para excluir los intervalos nocturnos (irradiación solar = 0 W·h/m²). Para lo cual, se empleó el comando: =FILTRAR. Luego se obtuvo el promedio de los valores filtrados, para lo cual en una celda Excel se llamaron los valores correspondientes a las horas de cada mes del año [137], [138] dentro del comando: =PROMEDIO.

A continuación, se muestra un fragmento de las columnas en Excel con el proceso realizado a la GHI de la localidad de Cuernavaca, correspondiente al mes de enero:

GHI del TMY			GHI Filtrada			GHI Promedio		
TIME	GHI		TIME	GHI		Mes	GHI	
	0.00	0.00		8.00	98.41	Enero		486.90
	1.00	0.00		9.00	287.84			
	2.00	0.00		10.00	487.68			
	3.00	0.00		11.00	647.72			
	4.00	0.00		12.00	749.07			
	5.00	0.00		13.00	779.49			
	6.00	0.00		14.00	734.93			
	7.00	0.00		15.00	618.10			
	8.00	98.41		16.00	440.07			
	9.00	287.84		17.00	217.01			
	10.00	487.68		32.00	93.86			
	11.00	647.72		33.00	276.78			
	12.00	749.07		34.00	471.84			
	13.00	779.49		35.00	631.89			
	14.00	734.93		36.00	736.38			
	15.00	618.10		37.00	772.27			
	16.00	440.07		38.00	733.57			
	17.00	217.01		39.00	621.93			
	18.00	0.00		40.00	446.31			
	19.00	0.00		41.00	223.87			
	20.00	0.00		56.00	94.85			
	21.00	0.00		57.00	279.06			
	22.00	0.00		58.00	476.35			
	23.00	0.00		59.00	637.44			
	24.00	0.00		60.00	742.06			
	25.00	0.00		61.00	777.05			
	26.00	0.00		62.00	737.37			
	27.00	0.00		63.00	624.75			
	28.00	0.00		64.00	448.01			
	29.00	0.00		65.00	224.55			
	30.00	0.00		80.00	94.85			
	31.00	0.00		81.00	280.87			
	32.00	93.86		82.00	479.02			
	33.00	276.78		83.00	642.08			
	34.00	471.84		84.00	747.73			
	35.00	631.89		85.00	781.83			
	36.00	736.38		86.00	742.21			
	37.00	772.27		87.00	627.58			
	38.00	733.57		88.00	450.88			
	39.00	621.93		89.00	226.23			
	40.00	446.31		104.00	93.82			
	41.00	223.87		105.00	278.75			
	42.00	0.00		106.00	476.44			
	43.00	0.00		107.00	639.23			
	44.00	0.00		108.00	744.74			
	45.00	0.00		109.00	780.62			
	46.00	0.00		110.00	740.90			
	47.00	0.00		111.00	627.13			
	48.00	0.00		112.00	450.41			
	49.00	0.00		113.00	228.30			
	50.00	0.00		128.00	94.82			
	51.00	0.00		129.00	282.78			

52.00	0.00	130.00	483.52
53.00	0.00	131.00	648.53
54.00	0.00	132.00	756.21
55.00	0.00	133.00	792.38
56.00	94.85	134.00	751.93
57.00	279.06	135.00	638.51
58.00	476.35	136.00	458.81
59.00	637.44	137.00	234.11
60.00	742.06	152.00	93.81
61.00	777.05	153.00	280.43
62.00	737.37	154.00	479.26
63.00	624.75	155.00	643.88
64.00	448.01	156.00	750.28
65.00	224.55	157.00	785.20
66.00	0.00	158.00	745.44
67.00	0.00	159.00	632.70
68.00	0.00	160.00	454.99
69.00	0.00	161.00	232.04
70.00	0.00	176.00	93.29
71.00	0.00	177.00	279.08
72.00	0.00	178.00	478.40
73.00	0.00	179.00	641.98
74.00	0.00	180.00	749.22
75.00	0.00	181.00	785.01
76.00	0.00	182.00	746.17
77.00	0.00	183.00	633.45
78.00	0.00	184.00	456.69
79.00	0.00	185.00	234.09
80.00	94.85	200.00	91.27
81.00	280.87	201.00	274.29
82.00	479.02	202.00	470.62
83.00	642.08	203.00	632.70
84.00	747.73	204.00	738.52
85.00	781.83	205.00	774.84
86.00	742.21	206.00	737.61
87.00	627.58	207.00	627.66
88.00	450.88	208.00	453.89
89.00	226.23	209.00	233.42
90.00	0.00	224.00	91.26
91.00	0.00	225.00	276.89
92.00	0.00	226.00	476.02
93.00	0.00	227.00	641.10
94.00	0.00	228.00	749.04
95.00	0.00	229.00	756.09
96.00	0.00	230.00	669.17
97.00	0.00	231.00	580.85
98.00	0.00	232.00	461.29
99.00	0.00	233.00	239.20
100.00	0.00	248.00	76.71
101.00	0.00	249.00	229.31
102.00	0.00	250.00	437.49
103.00	0.00	251.00	636.40
104.00	93.82	252.00	743.18
105.00	278.75	253.00	780.46
106.00	476.44	254.00	744.29
107.00	639.23	255.00	556.10
108.00	744.74	256.00	460.83
109.00	780.62	257.00	239.89
110.00	740.90	272.00	91.23
111.00	627.13	273.00	276.48
112.00	450.41	274.00	475.23
113.00	228.30	275.00	597.54
114.00	0.00	276.00	719.24
115.00	0.00	277.00	784.45
116.00	0.00	278.00	751.23
117.00	0.00	279.00	620.50
118.00	0.00	280.00	465.89
119.00	0.00	281.00	244.29
120.00	0.00	296.00	89.72
121.00	0.00	297.00	273.47
122.00	0.00	298.00	471.88
123.00	0.00	299.00	637.40
124.00	0.00	300.00	745.91
125.00	0.00	301.00	785.10
126.00	0.00	302.00	747.84
127.00	0.00	303.00	636.86
128.00	94.82	304.00	460.95
129.00	282.78	305.00	239.93
130.00	483.52	320.00	88.21
131.00	648.53	321.00	212.59
132.00	756.21	322.00	387.99
133.00	792.38	323.00	629.98
134.00	751.93	324.00	739.08
135.00	638.51	325.00	778.96
136.00	458.81	326.00	744.50
137.00	234.11	327.00	636.46
138.00	0.00	328.00	464.00
139.00	0.00	329.00	242.98
140.00	0.00	344.00	70.06
141.00	0.00	345.00	231.29
142.00	0.00	346.00	341.09
143.00	0.00	347.00	333.21
144.00	0.00	348.00	482.99
145.00	0.00	349.00	501.45
146.00	0.00	350.00	583.09
147.00	0.00	351.00	360.60
148.00	0.00	352.00	368.49
149.00	0.00	353.00	192.54
150.00	0.00	368.00	90.19
151.00	0.00	369.00	249.88
152.00	93.81	370.00	429.75
153.00	280.43	371.00	638.40
154.00	479.26	372.00	372.55
155.00	643.88	373.00	495.46
156.00	750.28	374.00	751.22
157.00	785.20	375.00	540.80

158.00	745.44	376.00	470.96
159.00	632.70	377.00	250.78
160.00	454.99	392.00	90.18
161.00	232.04	393.00	249.84
162.00	0.00	394.00	472.27
163.00	0.00	395.00	637.47
164.00	0.00	396.00	746.63
165.00	0.00	397.00	786.47
166.00	0.00	398.00	750.96
167.00	0.00	399.00	642.96
168.00	0.00	400.00	470.38
169.00	0.00	401.00	251.49
170.00	0.00	416.00	88.67
171.00	0.00	417.00	248.89
172.00	0.00	418.00	427.80
173.00	0.00	419.00	573.19
174.00	0.00	420.00	742.73
175.00	0.00	421.00	584.87
176.00	93.29	422.00	689.24
177.00	279.08	423.00	641.49
178.00	478.40	424.00	297.69
179.00	641.98	425.00	251.87
180.00	749.22	440.00	90.17
181.00	785.01	441.00	275.93
182.00	746.17	442.00	428.76
183.00	633.45	443.00	463.43
184.00	456.69	444.00	723.32
185.00	234.09	445.00	274.89
186.00	0.00	446.00	762.84
187.00	0.00	447.00	653.94
188.00	0.00	448.00	479.67
189.00	0.00	449.00	257.59
190.00	0.00	464.00	89.66
191.00	0.00	465.00	275.45
192.00	0.00	466.00	474.40
193.00	0.00	467.00	641.29
194.00	0.00	468.00	752.27
195.00	0.00	469.00	793.03
196.00	0.00	470.00	561.50
197.00	0.00	471.00	572.59
198.00	0.00	472.00	387.84
199.00	0.00	473.00	203.49
200.00	91.27	488.00	90.65
201.00	274.29	489.00	276.44
202.00	470.62	490.00	477.19
203.00	632.70	491.00	644.22
204.00	738.52	492.00	755.13
205.00	774.84	493.00	796.88
206.00	737.61	494.00	762.40
207.00	627.66	495.00	654.37
208.00	453.89	496.00	482.17
209.00	233.42	497.00	260.03
210.00	0.00	498.00	38.91
211.00	0.00	512.00	90.65
212.00	0.00	513.00	276.71
213.00	0.00	514.00	476.63
214.00	0.00	515.00	645.15
215.00	0.00	516.00	757.03
216.00	0.00	517.00	798.75
217.00	0.00	518.00	765.24
218.00	0.00	519.00	658.33
219.00	0.00	520.00	485.08
220.00	0.00	521.00	263.42
221.00	0.00	522.00	37.82
222.00	0.00	536.00	74.10
223.00	0.00	537.00	277.71
224.00	91.26	538.00	445.73
225.00	276.89	539.00	649.00
226.00	476.02	540.00	762.80
227.00	641.10	541.00	806.60
228.00	749.04	542.00	775.31
229.00	756.09	543.00	667.62
230.00	669.17	544.00	492.47
231.00	580.85	545.00	268.79
232.00	461.29	546.00	38.73
233.00	239.20	560.00	91.13
234.00	0.00	561.00	277.27
235.00	0.00	562.00	476.88
236.00	0.00	563.00	645.31
237.00	0.00	564.00	756.99
238.00	0.00	565.00	800.52
239.00	0.00	566.00	767.94
240.00	0.00	567.00	661.95
241.00	0.00	568.00	489.77
242.00	0.00	569.00	266.89
243.00	0.00	584.00	92.63
244.00	0.00	585.00	281.48
245.00	0.00	586.00	484.95
246.00	0.00	587.00	654.72
247.00	0.00	588.00	768.54
248.00	76.71	589.00	812.35
249.00	229.31	590.00	780.05
250.00	437.49	591.00	671.24
251.00	636.40	592.00	497.16
252.00	743.18	593.00	272.58
253.00	780.46	594.00	39.57
254.00	744.29	608.00	95.63
255.00	556.10	609.00	289.15
256.00	460.83	610.00	495.86
257.00	239.89	611.00	668.76
258.00	0.00	612.00	783.00
259.00	0.00	613.00	826.17
260.00	0.00	614.00	792.15
261.00	0.00	615.00	682.62
262.00	0.00	616.00	506.70
263.00	0.00	617.00	279.26

264.00	0.00	618.00	41.50
265.00	0.00	632.00	94.61
266.00	0.00	633.00	285.29
267.00	0.00	634.00	489.79
268.00	0.00	635.00	661.46
269.00	0.00	636.00	777.22
270.00	0.00	637.00	823.11
271.00	0.00	638.00	791.96
272.00	91.23	639.00	684.44
273.00	276.48	640.00	508.48
274.00	475.23	641.00	282.32
275.00	597.54	642.00	42.43
276.00	719.24	656.00	96.11
277.00	784.45	657.00	288.07
278.00	751.23	658.00	493.50
279.00	620.50	659.00	666.17
280.00	465.89	660.00	781.11
281.00	244.29	661.00	826.00
282.00	0.00	662.00	792.79
283.00	0.00	663.00	684.12
284.00	0.00	664.00	509.26
285.00	0.00	665.00	283.07
286.00	0.00	666.00	44.56
287.00	0.00	680.00	95.60
288.00	0.00	681.00	286.68
289.00	0.00	682.00	491.14
290.00	0.00	683.00	663.52
291.00	0.00	684.00	778.25
292.00	0.00	685.00	821.96
293.00	0.00	686.00	789.55
294.00	0.00	687.00	681.80
295.00	0.00	688.00	506.75
296.00	89.72	689.00	281.22
297.00	273.47	690.00	44.47
298.00	471.88	704.00	95.60
299.00	637.40	705.00	285.57
300.00	745.91	706.00	487.80
301.00	785.10	707.00	657.16
302.00	747.84	708.00	770.59
303.00	636.86	709.00	814.94
304.00	460.95	710.00	783.26
305.00	239.93	711.00	677.25
306.00	0.00	712.00	504.10
307.00	0.00	713.00	282.29
308.00	0.00	714.00	43.25
309.00	0.00	728.00	99.60
310.00	0.00	729.00	297.94
311.00	0.00	730.00	508.36
312.00	0.00	731.00	684.14
313.00	0.00	732.00	801.41
314.00	0.00	733.00	846.65
315.00	0.00	734.00	814.83
316.00	0.00	735.00	705.57
317.00	0.00	736.00	526.99
318.00	0.00	737.00	295.86
319.00	0.00		
320.00	88.21		
321.00	212.59		
322.00	387.99		
323.00	629.98		
324.00	739.08		
325.00	778.96		
326.00	744.50		
327.00	636.46		
328.00	464.00		
329.00	242.98		
330.00	0.00		
331.00	0.00		
332.00	0.00		
333.00	0.00		
334.00	0.00		
335.00	0.00		
336.00	0.00		
337.00	0.00		
338.00	0.00		
339.00	0.00		
340.00	0.00		
341.00	0.00		
342.00	0.00		
343.00	0.00		
344.00	70.06		
345.00	231.29		
346.00	341.09		
347.00	333.21		
348.00	482.99		
349.00	501.45		
350.00	583.09		
351.00	360.60		
352.00	368.49		
353.00	192.54		
354.00	0.00		
355.00	0.00		
356.00	0.00		
357.00	0.00		
358.00	0.00		
359.00	0.00		
360.00	0.00		
361.00	0.00		
362.00	0.00		
363.00	0.00		
364.00	0.00		
365.00	0.00		
366.00	0.00		
367.00	0.00		
368.00	90.19		
369.00	249.88		

370.00	429.75
371.00	638.40
372.00	372.55
373.00	495.46
374.00	751.22
375.00	540.80
376.00	470.96
377.00	250.78
378.00	0.00
379.00	0.00
380.00	0.00
381.00	0.00
382.00	0.00
383.00	0.00
384.00	0.00
385.00	0.00
386.00	0.00
387.00	0.00
388.00	0.00
389.00	0.00
390.00	0.00
391.00	0.00
392.00	90.18
393.00	249.84
394.00	472.27
395.00	637.47
396.00	746.63
397.00	786.47
398.00	750.96
399.00	642.96
400.00	470.38
401.00	251.49
402.00	0.00
403.00	0.00
404.00	0.00
405.00	0.00
406.00	0.00
407.00	0.00
408.00	0.00
409.00	0.00
410.00	0.00
411.00	0.00
412.00	0.00
413.00	0.00
414.00	0.00
415.00	0.00
416.00	88.67
417.00	248.89
418.00	427.80
419.00	573.19
420.00	742.73
421.00	584.87
422.00	689.24
423.00	641.49
424.00	297.69
425.00	251.87
426.00	0.00
427.00	0.00
428.00	0.00
429.00	0.00
430.00	0.00
431.00	0.00
432.00	0.00
433.00	0.00
434.00	0.00
435.00	0.00
436.00	0.00
437.00	0.00
438.00	0.00
439.00	0.00
440.00	90.17
441.00	275.93
442.00	428.76
443.00	463.43
444.00	723.32
445.00	274.89
446.00	762.84
447.00	653.94
448.00	479.67
449.00	257.59
450.00	0.00
451.00	0.00
452.00	0.00
453.00	0.00
454.00	0.00
455.00	0.00
456.00	0.00
457.00	0.00
458.00	0.00
459.00	0.00
460.00	0.00
461.00	0.00
462.00	0.00
463.00	0.00
464.00	89.66
465.00	275.45
466.00	474.40
467.00	641.29
468.00	752.27
469.00	793.03
470.00	561.50
471.00	572.59
472.00	387.84
473.00	203.49
474.00	0.00
475.00	0.00

476.00	0.00
477.00	0.00
478.00	0.00
479.00	0.00
480.00	0.00
481.00	0.00
482.00	0.00
483.00	0.00
484.00	0.00
485.00	0.00
486.00	0.00
487.00	0.00
488.00	90.65
489.00	276.44
490.00	477.19
491.00	644.22
492.00	755.13
493.00	796.88
494.00	762.40
495.00	654.37
496.00	482.17
497.00	260.03
498.00	38.91
499.00	0.00
500.00	0.00
501.00	0.00
502.00	0.00
503.00	0.00
504.00	0.00
505.00	0.00
506.00	0.00
507.00	0.00
508.00	0.00
509.00	0.00
510.00	0.00
511.00	0.00
512.00	90.65
513.00	276.71
514.00	476.63
515.00	645.15
516.00	757.03
517.00	798.75
518.00	765.24
519.00	658.33
520.00	485.08
521.00	263.42
522.00	37.82
523.00	0.00
524.00	0.00
525.00	0.00
526.00	0.00
527.00	0.00
528.00	0.00
529.00	0.00
530.00	0.00
531.00	0.00
532.00	0.00
533.00	0.00
534.00	0.00
535.00	0.00
536.00	74.10
537.00	277.71
538.00	445.73
539.00	649.00
540.00	762.80
541.00	806.60
542.00	775.31
543.00	667.62
544.00	492.47
545.00	268.79
546.00	38.73
547.00	0.00
548.00	0.00
549.00	0.00
550.00	0.00
551.00	0.00
552.00	0.00
553.00	0.00
554.00	0.00
555.00	0.00
556.00	0.00
557.00	0.00
558.00	0.00
559.00	0.00
560.00	91.13
561.00	277.27
562.00	476.88
563.00	645.31
564.00	756.99
565.00	800.52
566.00	767.94
567.00	661.95
568.00	489.77
569.00	266.89
570.00	36.00
571.00	0.00
572.00	0.00
573.00	0.00
574.00	0.00
575.00	0.00
576.00	0.00
577.00	0.00
578.00	0.00
579.00	0.00
580.00	0.00
581.00	0.00

582.00	0.00
583.00	0.00
584.00	92.63
585.00	281.48
586.00	484.95
587.00	654.72
588.00	768.54
589.00	812.35
590.00	780.05
591.00	671.24
592.00	497.16
593.00	272.58
594.00	39.57
595.00	0.00
596.00	0.00
597.00	0.00
598.00	0.00
599.00	0.00
600.00	0.00
601.00	0.00
602.00	0.00
603.00	0.00
604.00	0.00
605.00	0.00
606.00	0.00
607.00	0.00
608.00	95.63
609.00	289.15
610.00	495.86
611.00	668.76
612.00	783.00
613.00	826.17
614.00	792.15
615.00	682.62
616.00	506.70
617.00	279.26
618.00	41.50
619.00	0.00
620.00	0.00
621.00	0.00
622.00	0.00
623.00	0.00
624.00	0.00
625.00	0.00
626.00	0.00
627.00	0.00
628.00	0.00
629.00	0.00
630.00	0.00
631.00	0.00
632.00	94.61
633.00	285.29
634.00	489.79
635.00	661.46
636.00	777.22
637.00	823.11
638.00	791.96
639.00	684.44
640.00	508.48
641.00	282.32
642.00	42.43
643.00	0.00
644.00	0.00
645.00	0.00
646.00	0.00
647.00	0.00
648.00	0.00
649.00	0.00
650.00	0.00
651.00	0.00
652.00	0.00
653.00	0.00
654.00	0.00
655.00	0.00
656.00	96.11
657.00	288.07
658.00	493.50
659.00	666.17
660.00	781.11
661.00	826.00
662.00	792.79
663.00	684.12
664.00	509.26
665.00	283.07
666.00	44.56
667.00	0.00
668.00	0.00
669.00	0.00
670.00	0.00
671.00	0.00
672.00	0.00
673.00	0.00
674.00	0.00
675.00	0.00
676.00	0.00
677.00	0.00
678.00	0.00
679.00	0.00
680.00	95.60
681.00	286.68
682.00	491.14
683.00	663.52
684.00	778.25
685.00	821.96
686.00	789.55
687.00	681.80

688.00	506.75
689.00	281.22
690.00	44.47
691.00	0.00
692.00	0.00
693.00	0.00
694.00	0.00
695.00	0.00
696.00	0.00
697.00	0.00
698.00	0.00
699.00	0.00
700.00	0.00
701.00	0.00
702.00	0.00
703.00	0.00
704.00	95.60
705.00	285.57
706.00	487.80
707.00	657.16
708.00	770.59
709.00	814.94
710.00	783.26
711.00	677.25
712.00	504.10
713.00	282.29
714.00	43.25
715.00	0.00
716.00	0.00
717.00	0.00
718.00	0.00
719.00	0.00
720.00	0.00
721.00	0.00
722.00	0.00
723.00	0.00
724.00	0.00
725.00	0.00
726.00	0.00
727.00	0.00
728.00	99.60
729.00	297.94
730.00	508.36
731.00	684.14
732.00	801.41
733.00	846.65
734.00	814.83
735.00	705.57
736.00	526.99
737.00	295.86
738.00	54.00
739.00	0.00
740.00	0.00
741.00	0.00
742.00	0.00
743.00	0.00
744.00	0.00

Productos académicos

Producto I

Artículo: *A Review of the Modeling of Parabolic Trough Solar Collectors Coupled to Solar Receivers with Photovoltaic/Thermal Generation.*

Revista: *Energies*.

DOI: <https://doi.org/10.3390/en17071582>



Review

A Review of the Modeling of Parabolic Trough Solar Collectors Coupled to Solar Receivers with Photovoltaic/Thermal Generation

Benjamín Chavarría-Domínguez ^{1,*}, Susana Estefany De León-Aldaco ^{1,*}, Nicolás Velázquez-Limón ², Mario Ponce-Silva ¹, Jesús Armando Aguilar-Jiménez ² and Fernando Chavarría-Domínguez ³

- ¹ Departamento de Ingeniería Electrónica, TecNM—Centro Nacional De Investigación Y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca 62490, Mexico; mario.ps@cenidet.tecnm.mx
² Centro de Estudios de las Energías Renovables, Instituto de Ingeniería, Universidad Autónoma de Baja California, Mexicali 21280, Mexico; nicolas.velazquez@uabc.edu.mx (N.V.-L.); aguilarj30@uabc.edu.mx (J.A.A.-J.)
³ Facultad de Ingeniería, Universidad Veracruzana, Coatzacoalcos 96538, Mexico; fchavarría@uv.mx
* Correspondence: d18ce092@cenidet.tecnm.mx (B.C.-D.); susana.da@cenidet.tecnm.mx (S.E.D.L.-A.)

Abstract: This paper is a summary of the last ten years of work on the study of parabolic trough collectors (PTCs) and compound parabolic collectors (CPCs) coupled to photovoltaic and thermal solar receiver collectors (SCR-PVTs). While reviewing the state of the art, numerous review papers were found that focused on conventional solar receiver collector (SRC) technology for solar thermal generation. However, there is a lack of review papers summarizing SRC-PVT hybrid technology for solar electric/thermal generation, which would be beneficial for researchers interested in this area of research. This paper provides a review of SRC-PVT hybrid technologies. The theoretical foundations for analyzing and modeling PTC and CPC concentrators coupled to SRC-PVT are described, with an emphasis on modeling through thermal resistances and energy balances. Additionally, this section provides a concise overview of previous studies that have addressed the modeling of PTC and CPC collectors coupled to SCR-PVT, as well as experimental information useful for the validation of new mathematical models of SRC-PVT.

Keywords: concentrated solar thermal; solar electricity; parabolic trough collectors



Citation: Chavarría-Domínguez, B.; De León-Aldaco, S.E.; Velázquez-Limón, N.; Ponce-Silva, M.; Aguilar-Jiménez, J.A.; Chavarría-Domínguez, F. A Review of the Modeling of Parabolic Trough Solar Collectors Coupled to Solar Receivers with Photovoltaic/Thermal Generation. *Energies* **2024**, *17*, 1582. <https://doi.org/10.3390/en17071582>

Academic Editor: Hosni Meddeb

Received: 9 February 2024

Revised: 12 March 2024

Accepted: 18 March 2024

Published: 26 March 2024



Copyright: © 2024 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

Energy consumption is closely related to the development of civilization and the economy. Electrical and thermal energy power the services that improve society's quality of life. Hence, a diversified and abundant energy supply is considered essential to ensure human progress. Solar photovoltaic thermal concentrator technologies (CPV/T) are potential options to satisfy these needs. These technologies utilize solar radiation as an energy source, making them a form of renewable energy source.

In 2021, worldwide installations of concentrated solar power (CSP) plants were reported to have an energy production capacity of 6 gigawatts. The majority of CSP installations were found in the United States and Spain, whilst countries such as Chile, the United Arab Emirates, China and South Africa are projected to increase their power production through new CSP plant projects. At an industrial level, around 70% of CSP plants currently under construction are based on parabolic trough collectors (PTC), the rest being central tower plants [1]. Despite the efforts made, CSP technology is less advanced than other renewable sources, like conventional solar photovoltaic (PV) or wind energy. Therefore, it is advisable to establish policies that provide financial incentives for CSP plant installation, as well as promoting research and development (R&D) initiatives to decrease installation costs.

In the field of CSP technologies, the parabolic trough collector (PTC) and the compound parabolic collector (CPC) [2,3] are the most investigated solar collectors with linear geometry. Researchers interested in this field can find multiple reviews on the state of the

Producto II

Artículo: *Performance Analysis of a Parabolic Trough Collector with Photovoltaic/Thermal Generation: Case Study and Parametric Study.*

Revista: *Energies*.

DOI: <https://doi.org/10.3390/en18020356>



Article

Performance Analysis of a Parabolic Trough Collector with Photovoltaic—Thermal Generation: Case Study and Parametric Study

Benjamín Chavarría-Domínguez ¹, Susana Estefany De León-Aldaco ^{1,*}, Mario Ponce-Silva ¹, Nicolás Velázquez-Limón ², Jesús Armando Aguilar-Jiménez ², Fernando Chavarría-Domínguez ³, Ernesto Raúl Rodríguez-García ³, Heriberto Adamas-Pérez ⁴, Ricardo Eliu Lozoya-Ponce ⁵ and Eligio Flores-Rodríguez ⁶

- ¹ Department of Electronic Engineering, National Technological Institute of Mexico—National Center for Research and Technological Development, Cuernavaca 62490, Mexico; d18ce092@cenidet.tecnm.mx (B.C.-D.); mario.ps@cenidet.tecnm.mx (M.P.-S.)
 - ² Center for the Study of Renewable Energies, Institute of Engineering, Autonomous University of Baja California, Mexicali 21280, Mexico; nicolas.velazquez@uabc.edu.mx (N.V.-L.); aguilarj30@uabc.edu.mx (J.A.A.-J.)
 - ³ Faculty of Engineering, Veracruz University, Coatzacoalcos 96338, Mexico; fchavarría@uv.mx (F.C.-D.); ernestrodriguez@uv.mx (E.R.R.-G.)
 - ⁴ Academic Division of Industrial Mechanics, Emiliano Zapata University of Technology, Emiliano Zapata 62765, Mexico; heribertoamas@utez.edu.mx
 - ⁵ Division of Graduate Studies and Research, National Technological Institute of Mexico Campus Chihuahua, Chihuahua 31310, Mexico; ricardo.lp@chihuahua.tecnm.mx
 - ⁶ National Technological Institute of Mexico—Los Reyes Institute of Technology, Los Reyes 60300, Mexico; eligio.fr@losreyes.tecnm.mx
- * Correspondence: susana.da@cenidet.tecnm.mx



Academic Editors: Bingtuan Gao, Xiaofeng Liu and Lixia Sun

Received: 13 November 2024

Revised: 1 January 2025

Accepted: 10 January 2025

Published: 15 January 2025

Citation: Chavarría-Domínguez, B.; De León-Aldaco, S.E.; Ponce-Silva, M.; Velázquez-Limón, N.; Aguilar-Jiménez, J.A.; Chavarría-Domínguez, F.; Rodríguez-García, E.R.; Adamas-Pérez, H.; Lozoya-Ponce, R.E.; Flores-Rodríguez, E. Performance Analysis of a Parabolic Trough Collector with Photovoltaic—Thermal Generation: Case Study and Parametric Study. *Energies* **2025**, *18*, 356. <https://doi.org/10.3390/en18020356>

Copyright: © 2025 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Abstract: This study presents a mathematical model of a parabolic trough solar collector with photovoltaic cells integrated into its solar receiver. A case study is presented, utilizing meteorological data obtained from the localities of Cuernavaca and Mexicali in Mexico. The results demonstrate moderately variable electrical and thermal energy production for Cuernavaca (387.93 kWh to 239.38 kWh and 1036.11 kWh to 641.26 kWh, respectively). In contrast, the production of electrical and thermal energy in Mexicali exhibited considerably greater fluctuations (515.16 kWh to 177.69 kWh and 1424.39 kWh to 448.88 kWh, respectively). Furthermore, a parametric study is presented, which analyzes the impact of solar receiver geometry and mass flow on the model's behavior. The results demonstrate that the pipe length exerts the most significant influence on the electrical and thermal power output (1.21 kW to 2.22 kW and 3.7 kW to 6.9 kW, respectively). Additionally, the diameter has an impact on the thermal power output (5.23 kW to 7.1 kW) and the electrical and thermal efficiency (0.18 to 0.15 and 0.54 to 0.74, respectively). Modifying the mass flow facilitates the enhancement of electrical power and efficiency (1.54 kW to 1.72 kW and 0.16 to 0.18, respectively) while concurrently preventing a significant reduction in thermal power and efficiency (5.4 kW to 5.3 kW and 0.56 to 0.55, respectively). A script with the developed model is provided.

Keywords: concentrated photovoltaic/thermal; thermal modeling; solar energy

1. Introduction

Solar energy is obtained through the use of two distinct systems. The first type of system is a concentrated solar power (CSP) plant, which concentrates solar irradiance