La investigación reportada en esta tesis es parte de los programas de investigación del CICESE (Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, B.C.).
La investigación fue financiada por el CONACYT (Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología).
Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de lo Estados Unidos Mexicanos (México). El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo o titular de los Derechos Autor.
CICESE © 2022, Todos los Derechos Reservados, CICESE

Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California

---

Doctorado en Ciencias en Electrónica y Telecomunicaciones con orientación en Instrumentación y Control

---

Diseño y construcción de un colector solar híbrido térmico fotovoltaico

Tesis

para cubrir parcialmente los requisitos necesarios para obtener el grado de

Doctor en Ciencias

Presenta:

Victor Manuel Juárez Luna

Ensenada, Baja California, México

2022

Tesis defendida por

Victor Manuel Juárez Luna

y aprobada por el siguiente Comité

Dr. Daniel Sauceda Carvajal
Codirector de tesis

Dr. Carlos Villa Angulo
Codirector de tesis

Dra. Ivett Zavala Guillén

Dr. Enrique Rodarte Guajardo

Dr. Francisco Javier Carranza Chávez

Dra. María del Carmen Maya Sánchez
Coordinadora del Posgrado en Electrónica y Telecomunicaciones

Dr. Pedro Negrete Regagnon
Director de Estudios de Posgrado

Copyright © 2022, Todos los Derechos Reservados, CICESE
Prohibida su reproducción parcial o total sin la autorización por escrito del CICESE

Resumen de la tesis que presenta Victor Manuel Juárez Luna como requisito parcial para la obtención del grado de Doctor en Ciencias en Electrónica y Telecomunicaciones con orientación en Instrumentación y Control.

Diseño y construcción de un colector solar híbrido térmico fotovoltaico

Resumen aprobado por:

Dr. Daniel Sauceda Carvajal	Dr. Carlos Villa Angulo
Codirector de tesis	Codirector de tesis

En este trabajo se presentan resultados numéricos y experimentales de un sistema híbrido térmico fotovoltaico, donde se usó un colector solar de tipo concentrador de cilindro parabólico, además un arreglo de celdas fotovoltaicas fue dispuesto sobre el tubo absorbedor y para disminuir la temperatura de las celdas fotovoltaicas se usó un filtro fotoluminiscente de nanopartículas de Sulfuro de Cadmio. Para establecer el modelo del sistema se establecieron las ecuaciones de conservación de energía en estado estacionario y se resolvieron por balance de energía en los nodos de interés. Para resolver el modelo del sistema se establecieron las correlaciones de acuerdo a las configuraciones del sistema desarrollado en el presente estudio. La eficiencia eléctrica se estimó considerando el efecto de la temperatura con y sin el filtro fotoluminiscente. Para elegir el material del filtro fotoluminiscente se establecieron el perfil de absorbancia y el perfil de fotoluminiscencia. Se realizaron simulaciones numéricas y se compararon con los resultados de la literatura para validar el modelo térmico. En la parte de producción eléctrica fueron evaluados los efectos de la temperatura en las celdas fotovoltaicas así como el comportamiento del filtro de nanopartículas de Sulfuro de Cadmio. Los resultados experimentales mostraron una recuperación de la eficiencia de conversión de energía eléctrica de al menos el 3.1 % a temperaturas superiores a los 100°C.

Palabras clave: concentrador, híbrido, fotovoltaico, filtro fotoluminiscente

Abstract of the thesis presented by Victor Manuel Juárez Luna as a partial requirement to obtain the Doctor of Science degree in Electronics and Telecommunications with orientation in Instrumentation and Control.

Design and construction of a photovoltaic thermal hybrid solar collector

Abstract approved by:

Dr. Daniel Sauceda Carvajal
Thesis Co-Director

Dr. Carlos Villa Angulo
Thesis Co-Director

In this work, numerical and experimental results of a photovoltaic thermal hybrid system are presented, where a parabolic cylinder concentrator type solar collector was used, in addition an array of photovoltaic cells was arranged on the absorber tube and to reduce the temperature of the photovoltaic cells. A Cadmium Sulfide nanoparticle photoluminescent filter was used. To establish the model of the system, the energy conservation equations in steady state were established and they were solved by energy balance in the nodes of interest. To solve the system model, the correlations were established according to the configurations of the system developed in this study. The electrical efficiency was estimated considering the effect of temperature with and without the photoluminescent filter. To choose the material of the photoluminescent filter, the absorbance profile and the photoluminescence profile were established. Numerical simulations were performed and compared with literature results to validate the thermal model. In the electrical production part, the effects of temperature on the photovoltaic cells were evaluated, as well as the behavior of the Cadmium Sulfide nanoparticle filter. The experimental results showed a recovery of the electrical energy conversion efficiency of at least 3.1 % at temperatures above 100°C.

Keywords: concentrator, hybrid, photovoltaic, photoluminescent filter

Dedicatoria

A Maythé, Vic, Oziel, Male, Manuel, Any y Mike.

Agradecimientos

A los miembros de mi comité: Dr. Daniel, Dr. Carlos, Dra. Ivett, Dr. Enrique y Dr. Francisco, por su invaluable apoyo a lo largo de este proceso.

A mi familia por mantener la fe en mí a pesar de todas las adversidades que se vivieron durante este proceso de crecimiento y superación.

Al personal de servicios escolares: Norma, Citlali, Dolores por su apoyo y disposición a ayudarme.

A mis compañeros y amigos Bety, Alejandro, Fernando, Anela, Alan por todo el apoyo y grandes momentos que compartimos.

Al Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California por permitirme ser parte de la comunidad estudiantil y apoyarme en un desarrollo integral para ser mejor ser humano.

Al Instituto de Ingeniería de Mexicali y a la Facultad de Ingeniería Arquitectura y Diseño de la Universidad Autónoma de Baja California por las facilidades otorgadas para desarrollar el proyecto de tesis.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por brindarme el apoyo económico para realizar mis estudios de doctorado. No. de becario: 219976.

Tabla de contenido

Página

Resumen en español ii

Resumen en inglés iii

Dedicatoria iv

Agradecimientos v

Lista de figuras viii

Lista de tablas xii

Capítulo 1. Introducción

1.1. Motivación 1
1.2. Antecedentes 2
1.2.1. Concentradores solares 2
1.2.2. Celdas solares fotovoltaicas 6
1.3. Definición de concentrador solar híbrido térmico fotovoltaico 7
1.4. Colector de cilindro parabólico 8
1.5. Estado del arte de colectores híbridos térmico fotovoltaicos 10
1.6. Filtro fotoluminiscente 16
1.7. Justificación 21
1.8. Objetivos 22
1.8.1. Objetivo general 22
1.8.2. Objetivos específicos 22
1.9. Estructura de la Tesis 22

Capítulo 2. Análisis teórico y simulación numérica

2.1. Naturaleza de la radiación solar 23
2.2. Descripción del sistema 28
2.3. Modelo Matemático 29
2.3.1. Mecanismos de transferencia de calor 34
2.3.2. Coeficientes de transferencia de calor 36
2.3.3. Balance global de energía 39
2.3.4. Filtro fotoluminiscente 39
2.4. Metodología de solución 41
2.5. Simulación numérica del modelo 43
2.6. Validación de modelo térmico 44
2.7. Análisis numérico del filtro fotoluminiscente 48

Capítulo 3. Instalación experimental

3.1. Instalación experimental 54
3.2. Descripción de la instalación experimental 54
3.2.1. Concentrador de cilindro parabólico 55
3.2.2. Implementación del filtro fotoluminiscente 57
3.3. Instrumentación 64

Capítulo 4. Resultados Experimentales
4.1. Caracterización de la celda fotovoltaica, experimentación en ambiente controlado 67
4.2. Caracterización de la celda fotovoltaica, experimentación en ambiente real . . . 73

Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones para trabajo futuro
5.1. Conclusiones 76
5.2. Recomendaciones para trabajo a futuro 76

Literatura citada 78

Anexo 83

Lista de figuras

Figura Página

1. Esquema de un sistema de operación con un colector solar híbrido térmico fotovoltaico. 2
2. Diseño de cono truncado realizado por Augustin Mouchot. Fuente: Ragheb (2011). . 3
3. (a) Diseño de cilindro parabólico realizado por John Ericsson, (b) Concentrador de cilindro parabólico moderno. Fuente: Ragheb (2011). 4
4. (a) Vista frontal de la bomba solar construida por Frank Shuman. (b) Vista posterior del sistema de concentración construido en Egipto en 1913. Fuente: Ragheb (2011). 4
5. Motor solar de Aubrey Eneas. Fuente: www.alamy.es 5
6. (a) Primera planta de energía solar térmica con receptor central, construida en Sant'llario, Italia. (b) El proyecto solar más impresionante del planeta es el Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum en los Emiratos Árabes Unidos (EAU). Fuente: Ragheb (2011). 5
7. (a) Proyecto Solar one desarrollado en 1982. (b) Solar two, proyecto desarrollado en 1996. Fuente: www.energy.gov 6
8. (a) Satélite Vanguard I americano alimentado por celdas fotovoltaicas. (b) Satélite Sputnik-3 ruso alimentado por celdas fotovoltaicas. Fuente: www.sciencephoto.com . 7
9. Concentrador de Cilindro Parabólico. Fuente:www.cumbrepuebloscop20.org 8
10. Diagrama que relaciona la integración de las tecnologías de los CPVT. 9
11. Planta de generación con PTC. Fuente: U.S. Deparment Energy 9
12. Arreglo desarrollado en el trabajo de Soltani et al. (2018) 10
13. Esquema del trabajo presentado por Widyolar et al. (2017) 11
14. Arreglo experimental desarrollado por Srivastava y Reddy (2017) 12
15. Arreglo experimental desarrollado por El et al. (2016) 13
16. Arreglo experimental desarrollado por Elsafi y Gandhidasan (2015) 14
17. Arreglo experimental desarrollado por Del Col et al. (2014) 15
18. Diferentes enfoques utilizados para mitigar el efecto negativo de los aumentos de temperatura de las celdas solares debido a la luz solar concentrada en los sistemas CPVT: (a) recuperación de calor residual (WHR), (b) división del haz espectral (SBS). Fuente: Ju et al. (2017). 18
19. Sistema híbrido concentrador térmico/fotovoltaico con filtro fotoluminiscente (PLF-CPVT), (a) utilizando un concentrador de luz, (b) sin concentrador de luz. Fuente: Imenes y Mills (2004). 19
20. a) Sistema solar híbrido PLF-CPVT propuesto, b) Funcionamiento del filtro luminiscente CdS QD. Fuente: Imenes y Mills (2004). 20
21. Relación geométrica entre el sol y la tierra. Fuente: Duffie y Beckman (2013). 23

Figura Página

22. Estándar AM 1.5 global. Fuente Duffie y Beckman (2013). 24

23. Variación de la radiación solar extraterrestre a lo largo de un año. Fuente Duffie y Beckman (2013). 24

24. La ecuación del tiempo *E* en minutos como una función del tiempo en un año. Fuente Duffie y Beckman (2013). 26

25. (a) Ángulo cenital, pendiente, ángulo azimutal de la superficie y ángulo azimutal solar para una superficie inclinada. (b) Vista del ángulo azimutal solar en el plano. Fuente Duffie y Beckman (2013). 27

26. Diagrama a bloques del sistema analizado y desarrollado. 28

27. Representación esquemática del acoplamiento entre el filtro fotoluminiscente CdS, las celdas fotovoltaicas y el tubo absorbedor. 28

28. Arreglo de resistencias y flujos de calor del modelo físico de un concentrador con las celdas fotovoltaicas colocadas alrededor del tubo concentrador. 29

29. Razón de concentración. 30

30. Análisis diferencial de la transferencia de calor entre el interior del tubo absorbedor y el fluido de trabajo 31

31. Secuencia que desarrolla el software Matlab para realizar la simulación y calcular las temperaturas de interés. 42

32. Elementos que deben contener los archivos para ejecutar la simulación con fsolve de Matlab.. 43

33. Modulo AZTRAK, Laboratorio Nacional Sandia. 45

34. (a)Comparación entre temperatura de entrada, de salida (SNL, Behar, Modelo). (b) Comparación entre el calor útil reportado por el SNL y el modelo propuesto. 46

35. (a) Comparación de la eficiencia reportada por SNL, NREL, Behar et al. (2015). y por el modelo propuesto. (b) Flujo de pérdidas de calor reportadas por el NREL y el presente estudio. 48

36. Eficiencia de conversión eléctrica vs temperatura de operación de la celda. 49

37. Diagrama esquemático del la técnica de Enanchiamiento térmico de Fotoluminiscencia. 50

38. Temperaturas asignadas al espectro. 50

39. Forma de los coeficientes de absorción del CdS, CdTe y CdSe, normalizados sobre el espectro entre 350 y 800 nm. 51

40. (a) Coeficiente de absorción del CdS normalizado sobre el espectro AM 1.5G. (b) Identificación de los intervalos de longitud de onda donde se retira el espectro al 100 % y donde se retira parcialmente. 52

41. (a) Perfil de Fotoluminiscencia del CdS normalizado sobre el espectro AM 1.5G. (b) Identificación de los intervalos de longitud de onda donde el filtro CdS aporta al espectro al 100 % y donde se aporta parcialmente. 53

Figura Página

42. (a) Concentrador de tipo Cilindro Parabólico. (b) Filtro fotoluminiscente de CdS. . . . 54
43. Tubo absorbedor para el sistema de concentración. 55
44. Tubo absorbedor de aluminio con aplicación de pintura negra y tubo de vidrio acoplados a la estructura. 56
45. Estructura con la superficie reflectora. 56
46. Base para realizar el seguimiento solar en la experimentación. 57
47. Acoplamiento de las celdas fotovoltaicas en el tubo absorbedor. 57
48. Composición química elemental y morfología de los QD de CdS sintetizados: (a) EDS obtenido con un microscopio de emisión de campo Lyra3XMU, (b) SEM obtenido con un microscopio electrónico de barrido (SEM) JEOL JSM-6010LA. 58
49. Imagen SEM de una y dos capas de CdS QD antes y después de 15 min de tratamiento térmico a 130°C. 59
50. Patrones XRD para las capas de CdS Qds depositadas después del tratamiento térmico. 60
51. Fotoluminiscencia (PL) frente a la longitud de onda del filtro CdS QDs propuesto para diferentes intensidades de luz incidente. 61
52. Sistema solar híbrido PLF-CPVT implementado. 62
53. Estándar de espectro de irradiancia solar AM 1.5G, perfil de absorbancia medido y calculado de CdS QD de 45 nm de diámetro y perfil fotoluminiscente medido y calculado de CdS QD de 45 nm de diámetro. 63
54. Eficiencia cuántica externa (EQE) con respecto a la longitud de onda para el arreglo que contiene el filtro PL con QD de CdS y el arreglo que contiene el PL sin QD de CdS. El EQE se midió en el rango espectral de 350 a 800 nm. 65
55. Bomba e instalación de CPVC. 65
56. Termopar y adquisidor de datos utilizados en el experimento. 66
57. Diagrama de tubería e instrumentación. 66
58. Arreglo de resistencias para obtener la curva característica de las celdas fotovoltaicas. 68
59. Curvas características I-V a diferentes temperaturas de la disposición que contiene el filtro PL (a) sin CdS QD y (b) con CdS QD 69
60. (a) Curvas de I_{sc} con respecto a la temperatura del arreglo que contiene el filtro PL sin CdS QDs y el arreglo que contiene el filtro PL sin CdS QDs; (b) diferencia entre el I_{sc} (ΔI_{sc}) del arreglo con y sin CdS QDs contra la temperatura. 70
61. (a)Curvas de V_{oc} con respecto a la temperatura del arreglo que contiene el filtro PL con CdS QDs y el arreglo que contiene el filtro PL sin CdS QDs; (b) diferencia entre el V_{oc} (ΔV_{oc}) del arreglo con y sin CdS QDs contra la temperatura 70

Figura Página

62. (a) Curvas de la FF frente a la temperatura del arreglo que contiene el filtro PL sin QD de CdS y el arreglo que contiene el filtro PL sin QD de CdS; (b) diferencia entre el FF (ΔFF) del arreglo con y sin CdS QDs con respecto a la temperatura. 71

63. (a) Curvas de la PCE calculada y medida en función de la temperatura para el arreglo con el filtro PL con CdS QD y sin CdS QD; (b) curvas de la diferencia de PCE (Δ) a medida que aumenta la temperatura entre el filtro PL con QD de CdS y sin QD de CdS, y entre la PCE calculada y la disposición que contiene el filtro PL con QD de CdS y sin QD de CdS. 72

64. (a)Curvas de la OP calculada y medida en función de la temperatura para el arreglo con el filtro PL con CdS QD y sin CdS QD; (b) Diferencia de OP (ΔOP) a medida que aumenta la temperatura entre el arreglo que contiene el filtro PL con QD de CdS y el arreglo sin QD de CdS, el OP calculado y el arreglo con el filtro PL con QD de CdS, y el arreglo con el filtro PL sin CdS QD. 72

65. Curvas características I-V a diferentes temperaturas (a) sin el filtro de CdS QD y (b) con el filtro de CdS QD. 73

66. Curva característica y de Potencia (a) sin el filtro de CdS QD y (b) con el filtro de CdS QD. 74

67. Comparación de potencia eléctrica obtenida por las celdas solares en distintos escenarios. 74

Lista de tablas

Tabla Página

1. Comparación de trabajos 16
2. Datos de entrada para realizar las simulaciones. 44
3. Datos de diseño del colector LS-2 probado por el Laboratorio Nacional Sandia. 45
4. Temperatura de salida reportada por distintos autores y el presente estudio. . . 46
5. Resultados de comparación de calor útil. 47
6. Resultados de comparación de eficiencia del colector. 47
7. Resultados de comparación de flujos de pérdidas de calor entre el NREL y el presente estudio. 48
8. Características eléctricas de celdas típicas en condiciones (SCT) $1000 W/m^2$ (AM 1.5G) a 25° C. 49
9. Valores de Temperaturas asignados a longitudes de onda del espectro AM 1.5. 51
10. Valores de Temperaturas asignados a longitudes de onda del espectro AM 1.5 cuando se coloca el filtro de CdS. 52
11. Valor de los parámetros para 45 nm de diámetro CdS QD utilizados en los cálculos. 64
12. Relación de canal-ubicación para medir las temperaturas del sistema. 65
13. Valores de las resistencias usadas para la obtención de la curva característica. 68

Capítulo 1. Introducción

1.1. Motivación

El crecimiento exponencial de la producción de bienes y servicios en la actualidad demanda mayor cantidad de energía. Lamentablemente para el medio ambiente esta energía proviene en su mayoría de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas). Estas fuentes de energía no renovables han dominado el mercado energético desde mediados del siglo XIX lo cual durante las últimas décadas ha generado un aumento de las emisiones de agentes contaminantes contribuyen al efecto invernadero y dañan la capa de ozono, agravando de forma importante el problema del calentamiento globaldel planeta (Liang et al. (2015)).

Esta situación, aunada a la incertidumbre de la disponibilidad de los combustibles fósiles para las generaciones futuras, hacen cada día más urgente la búsqueda de medios de producción de energías eficientes y amigables con el ambiente, (El et al. (2016)). En este contexto, las fuentes de energía renovable son consideradas como la solución más viable al problema medioambiental ya que por sus características, pueden reducir las emisiones de gases con efecto invernadero y su disponibilidad no se ve en riesgo para las generaciones futuras.

La energía solar puede ser aprovechada para generar energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos, y también se puede generar energía térmica con colectores solares que tienen la capacidad de aumentar la temperatura del fluido de trabajo. La gran ventaja de la energía solar es que esta disponible de forma muy abundante en gran parte del país, sin embargo, la recolección, almacenamiento y uso de esta energía representan un reto científico y económico.

Dentro de las fuentes renovables de energía, destaca la energía solar por su alta disponibilidad y el desarrollo tecnológico que presenta la tecnología para su transformación. Esta forma de energía puede ser transformada para generar energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos, y también se puede aprovechar para generar energía térmica a través del uso de colectores solares térmicos. En México, la gran ventaja de la energía solar es que está disponible de forma muy abundante en gran parte del país, sin embargo, la recolección, almacenamiento y su uso representan un reto científico y económico aún en la actualidad.

El concepto de sistemas híbridos (Figura 1) data de los años 70 y desde entonces un número significativo de investigaciones han sido desarrolladas para mejorar la eficiencia de estos sistemas, a través del diseño de distintas configuraciones con nuevos materiales y el desarrollo

de experimentos en distintas latitudes del planeta donde se cuenta con radiación favorable para la operación de los sistemas térmico-fotovoltaico PVT “Photovoltaic Thermal” por sus siglas en inglés.

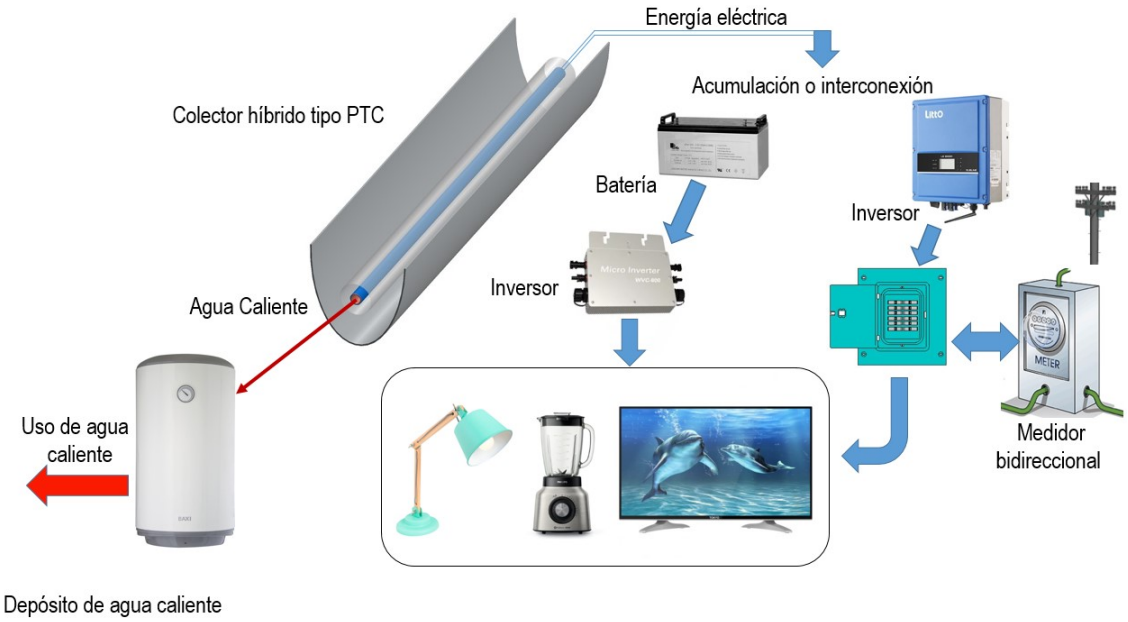


Figura 1. Esquema de un sistema de operación con un colector solar híbrido térmico fotovoltaico.

Asimismo, se propone la construcción de un prototipo del sistema para obtener resultados experimentales que permitan la validación del modelo analítico.

Los países con más trabajos publicados respecto al desarrollo de sistemas concentradores solares y sistemas híbridos de concentrador de cilindro parabólico con sistemas fotovoltaicos PTC/PV, ”Parabolic Trough Collector/Photo Voltaic´´ por sus siglas en inglés, son: China, Estados Unidos, Argelia, Irak e India. Establecer el marco de referencia con literatura tanto tradicional como actualizada contribuye con el presente estudio para identificar en donde aplicar alternativas para aprovechar la energía solar, en el caso bajo estudio para calentar un fluido y al mismo tiempo usar celdas fotovoltaicas para producir energía eléctrica.

1.2. Antecedentes

1.2.1. Concentradores solares

El primer intento exitoso en convertir energía solar en energía mecánica fue el motor solar diseñado en 1872 por el matemático Augustin Mouchout. La innovación de este diseño consistió en el arreglo de reflectores para aumentar la concentración de rayos solares dirigidos hacia una caldera que generó vapor de agua capaz de mover una turbina (Figura 2). Este arreglo realizado

por Mouchot mostró un notable avance en el diseño de colectores solares al realizar un reflector en forma de cono truncado con un diámetro de 5.4 m y un área colectora de 18.6 m^2, (Bacon et al. (1921)).

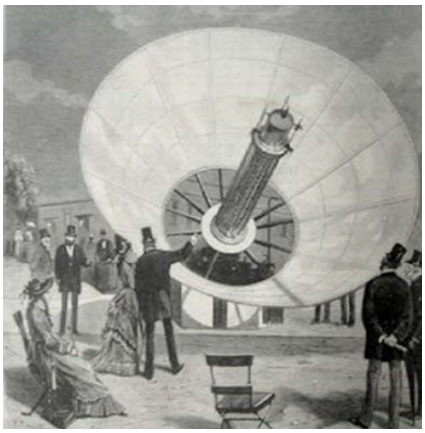
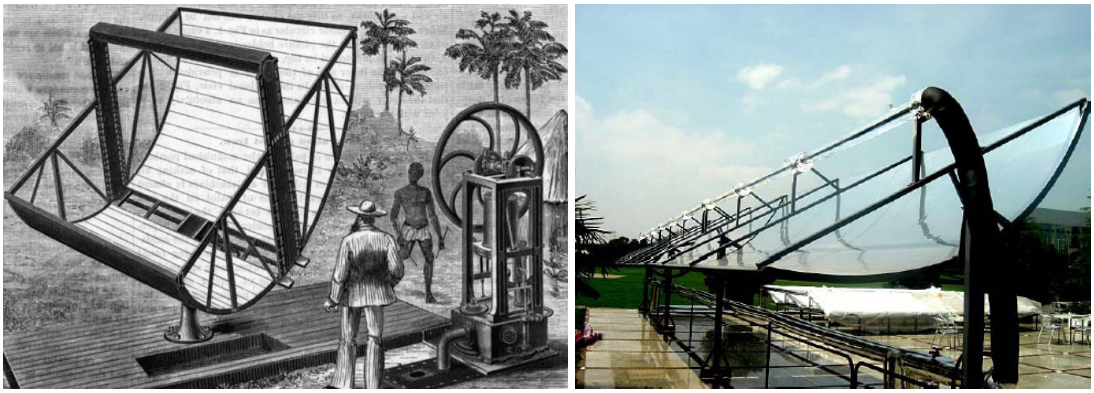


Figura 2. Diseño de cono truncado realizado por Augustin Mouchot. Fuente: Ragheb (2011).

En 1885 Charles Tellier, llamado el padre de la refrigeración, diseño el primer motor solar sin concentración ni reflejante, usando el principio de placa plana. Su colector constaba de diez platos, cada uno consistía en dos láminas de hierro unidas con remaches para formar un sello hermético, y conectadas por tubos para formar una sola unidad. Como fluido de trabajo usó amoniaco, debido a su punto de ebullición más bajo que el agua con lo que logró hacer funcionar un turbina impulsando una bomba de agua extrayendo 300 galones por hora durante el día de un pozo. La eficiencia de su sistema fue mejorada encapsulando con aislante por debajo y colocando una cubierta en la parte superior, (Meinel y Meinel (1976)).

El concentrador de cilindro parabólico tuvo sus inicios en 1870 con el ingeniero John Ericsson quien primeramente trabajó con los diseños de Mouchot y Tellier para posteriormente introducir el uso del cilindro parabólico en el reflector. El enfoque es de construcción simple y solo necesita seguir el sol en una dirección, (Figura 3a). La desventaja es que las temperaturas y presiones alcanzadas de vapor son más bajas ya que la radiación se enfoca a lo largo de una línea en lugar de un punto como es el caso del concepto de disco parabólico. Ericsson perfeccionó el diseño usando materiales reflectores más ligeros pero murió en 1889 antes de comercializarlo. Esta configuración de cilindro parabólico es el más favorecido en las centrales termosolares modernas, (Figura3b) (Meinel y Meinel (1976)).

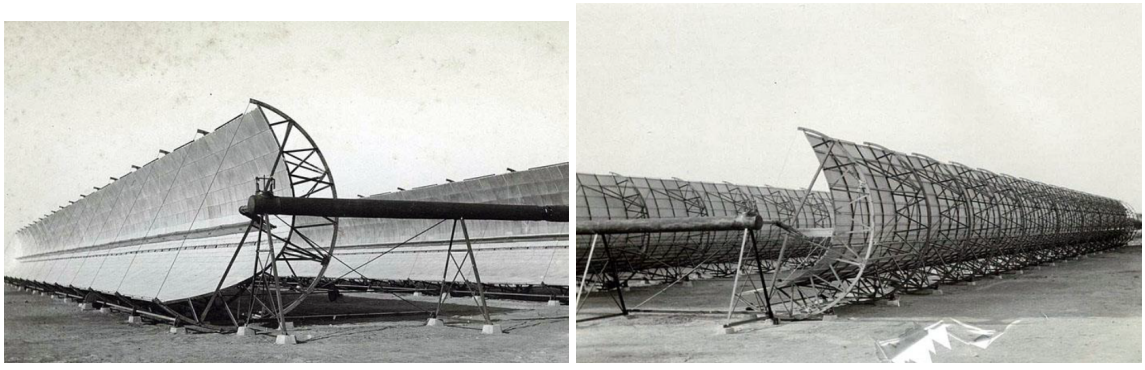
La explotación comercial de la energía solar térmica comenzó en 1900 con la Motor Co. en Boston, Estados Unidos. Aunque no tuvo el éxito que se esperaba, dio lugar a otra compañía



(a) **(b)**

Figura 3. (a) Diseño de cilindro parabólico realizado por John Ericsson, (b) Concentrador de cilindro parabólico moderno. Fuente: Ragheb (2011).

estadounidense, Sun Power Corporation. En 1913, en las afueras de El Cairo, a cargo del inventor de Filadelfia Frank Shuman, Sun Power construyó la primera central de energía solar térmica del mundo, (Figura 4). Se utilizó la abundante luz solar egipcia para bombear 6000 galones de agua por minuto desde el Nilo hacia un campo de algodón cercano. A pesar del éxito de la planta, se cerró por completo en 1915 debido al inicio de la Primera Guerra Mundial y al bajo precio de los combustibles fósiles, (Kreith y Kreider (1978)).



(a) **(b)**

Figura 4. (a) Vista frontal de la bomba solar construida por Frank Shuman. (b) Vista posterior del sistema de concentración construido en Egipto en 1913. Fuente: Ragheb (2011).

En Pasadena, California, Estados Unidos, Aubrey Eneas en 1916 desarrolló un dispositivo que accionaba una bomba de agua impulsada por la energía captada por 1788 espejos individuales formando un gran disco parabólico de 12 yardas de diámetro,(Figura 5). Los rayos del sol se concentraron en el punto focal donde se colocó una caldera que al calentarse producía vapor. El vapor generado con el arreglo accionaba una turbina de 10 HP de potencia, capaz de bombear

5,600 cuartos de galón de agua por hora, (Gernsback y Secoreds (2001); Kreith y Kreider (1978)).

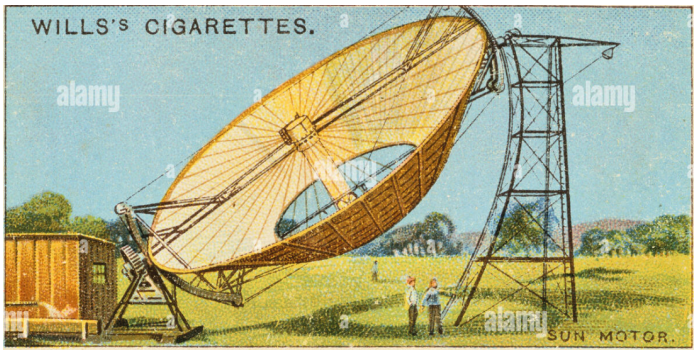
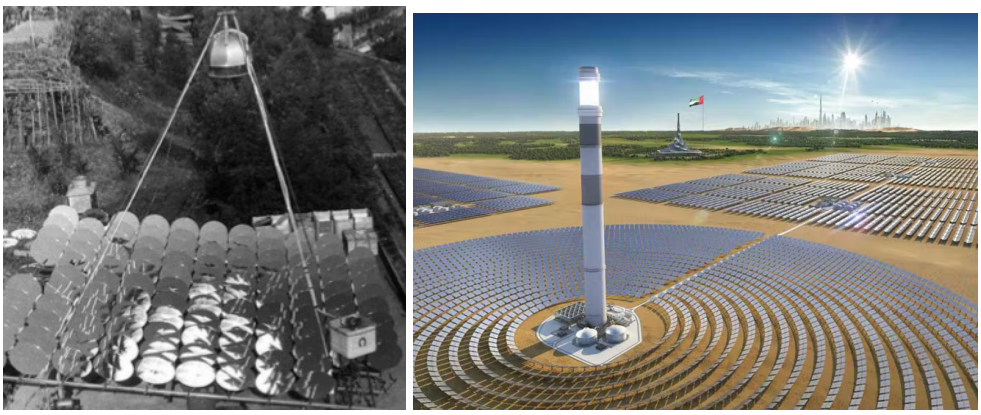


Figura 5. Motor solar de Aubrey Eneas. Fuente: www.alamy.es

La primer planta de energía solar térmica con receptor central en un campo de concentración lineal de espejos planos CPS, “Concentrated Solar Power” por sus siglas en inglés, fue construida en Sant’llario, Italia en 1965 por el profesor Giovanni Francia, (Figura 6a). Esta planta tiene similitudes arquitectónicas con las plantas modernas con su receptor central rodeado por un campo de colectores solares,(Kreith y Kreider (1980)).

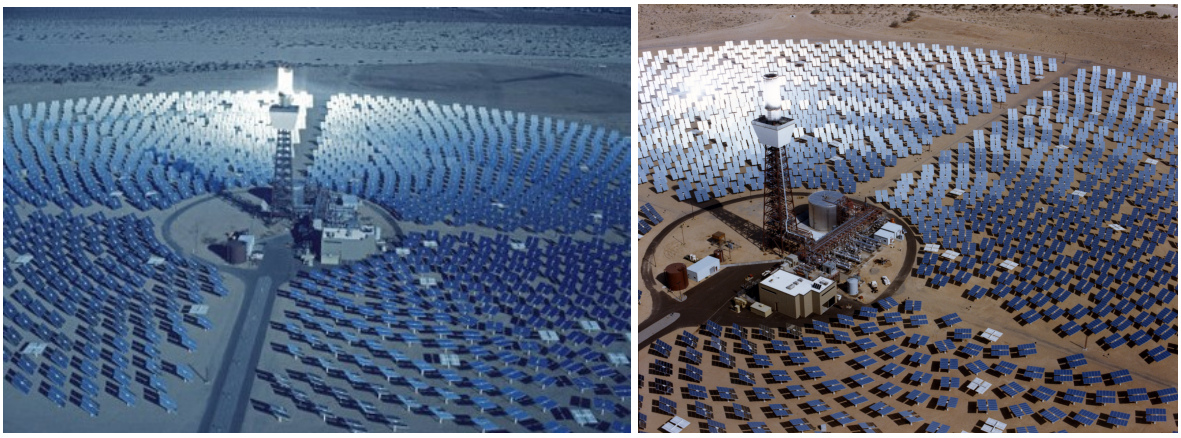


(a) **(b)**

Figura 6. (a) Primera planta de energía solar térmica con receptor central, construida en Sant’llario, Italia. (b) El proyecto solar más impresionante del planeta es el Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum en los Emiratos Árabes Unidos (EAU). Fuente: Ragheb (2011).

En 1982, el Departamento de Energía de Estados Unidos, junto con un consorcio industrial, comenzó a operar Solar One, un proyecto de demostración de receptor central de 10 MW, (Figura 7a). El proyecto estableció la viabilidad de los sistemas de torres de energía. Cuatro años más tarde, en 1986, se puso en marcha la instalación termosolar más grande del mundo, ubicada en Kramer Junction, California. El campo solar contenía filas de espejos que concentraban la energía del sol en un sistema de tuberías por las que circulaba un fluido de transferencia de calor. El fluido

de transferencia de calor se utilizó para producir vapor, que impulsó una turbina convencional para producir electricidad. En 1996, el Departamento de Energía de Estados Unidos, junto con un consorcio industrial, comenzó a operar Solar Two, (Figura 7b), una actualización de su proyecto de torre de energía solar de concentración Solar One. Operado hasta 1999, Solar Two demostró cómo la energía solar se puede almacenar de manera eficiente y económica para que se pueda producir electricidad incluso cuando el sol no brilla. También fomentó el interés comercial en las torres de energía, (of Energy (2001)).



(a) **(b)**

Figura 7. (a) Proyecto Solar one desarrollado en 1982. (b) Solar two, proyecto desarrollado en 1996. Fuente: www.energy.gov

Países como Argelia, Australia, Egipto, Francia, India, Italia, México y Marruecos también están construyendo plantas termosolares y se suman al futuro de las energías renovables. El proyecto solar más impresionante del planeta es el Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum en los Emiratos Árabes Unidos (EAU), ubicado 50 millas al sur de Dubai, (Figura 6b). Este parque pretende tener una capacidad de producción de 5000 MW para el 2030. Cuando esté terminado, ahorrará más de 6.5 millones de toneladas de emisiones de carbono al año (of Dubai (2022)).

1.2.2. Celdas solares fotovoltaicas

La celda solar surgió del trabajo del científico francés Edmond Becquerel, quien descubrió el efecto fotoeléctrico. Becquerel observó que cuando la luz era emitida sobre los electrodos de una celda electroquímica simple hecha de con dos electrodos metálicos inmersos en un electrolito, la cantidad de electricidad de la celda se incrementaba. En 1783 el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith, le dio continuidad al trabajo de Becquerel y reveló sus observaciones donde la conductividad eléctrica de un semiconductor de Selenio se incrementaba al ser expuesto a la luz.

Con este antecedente en 1876, William Adams y Richard Day descubrieron que al iluminar una unión entre selenio y platino se produce una corriente eléctrica. Con este descubrimiento el inventor americano Charles Fritts desarrolló la primer celda fotovoltaica en 1883, sin embargo, la eficiencia de conversión fue de alrededor del 1 % y el costo demasiado alto para fines prácticos.

En los próximos 60 años se realizaron trabajos sobre el efecto fotovoltaico y semiconductores, incluyendo el trabajo teórico de Einstein, pero fue hasta inicios de los 50's cuando la tecnología fotovoltaica nació. Esto fue el resultado de la investigación de un equipo integrado por Daryl Chapin, Calvin Fuller y Gerald Pearson en los laboratorios Bell en los Estados Unidos quienes produjeron una celda fotovoltaica de Silicio con una eficiencia del 4 %, y que después se incrementaría al 11 %.

La comercialización de las celdas solares tuvo un despegue lento, pero en 1958 fueron usadas para proveer de energía a los satélites Vanguard I de Estados Unidos y Sputnik-3 de Rusia. Esta tecnología sigue siendo la principal fuente de energía eléctrica en el espacio. El desarrollo continuó durante las próximas seis décadas con nuevos materiales y alcanzando mayor eficiencia a un costo efectivo comercial que ha permitido el empleo de celdas solares tanto en centrales de energía como en aplicaciones domésticas en los techos; esto ha sido viable en la mitad de la segunda década del siglo XXI.

(a) **(b)**

Figura 8. (a) Satélite Vanguard I americano alimentado por celdas fotovoltaicas. (b) Satélite Sputnik-3 ruso alimentado por celdas fotovoltaicas. Fuente: www.sciencephoto.com

1.3. Definición de concentrador solar híbrido térmico fotovoltaico

Los concentradores solares son colectores que tiene la característica principal de concentrar los rayos del sol aplicando óptica, de esta manera se eleva la cantidad de energía solar dirigida hacia el tubo absorbedor. De esta forma se incrementa la temperatura de un fluido de trabajo o

en el caso de celdas solares, se incrementa la cantidad de energía incidente lo que genera mayor producción de energía eléctrica, con las celdas fotovoltaicas adecuadas para alta concentración solar.

Figura 9. Concentrador de Cilindro Parabólico. Fuente:www.cumbrepuebloscop20.org

Cuando en un mismo sistema de concentración se requiere elevar la temperatura de un fluido de trabajo y generar electricidad a través de celdas fotovoltaicas el sistema toma el nombre de Concentrador solar híbrido térmico fotovoltaico y se denomina (CPVT) por las siglas en inglés de “Concentrated Photovoltaic Thermal”.

Existen distintos tipos de concentradores como son: Reflector Fresnel, de cilindro parabólico, disco parabólico, recibidor central, lentes de Fresnel puntual y lineal, reflector Booster, parabólico compuesto y concentrador de luminiscencia. En la Figura 10, se muestra la constitución de los concentradores híbridos térmico fotovoltaicos así como una clasificación de acuerdo a su nivel de concentración y al tipo de enfoque.

1.4. Colector de cilindro parabólico

Para el presente estudio la configuración abordada fue la del concentrador de cilindro parabólico (PTC) por las siglas en inglés de “Parabolic Trough Collector”, se eligió este concentrador por las temperaturas en el fluido de trabajo que se pueden alcanzar y el reto en el acoplamiento de las celdas fotovoltaicas para la producción de energía eléctrica.

En la Figura 11 se muestra la aplicación de colectores PTC en la producción de energía eléctrica. Es importante mencionar que para alcanzar niveles óptimos de temperatura y presión del fluido de trabajo las dimensiones de los colectores van acorde a la producción de energía que se desea obtener.

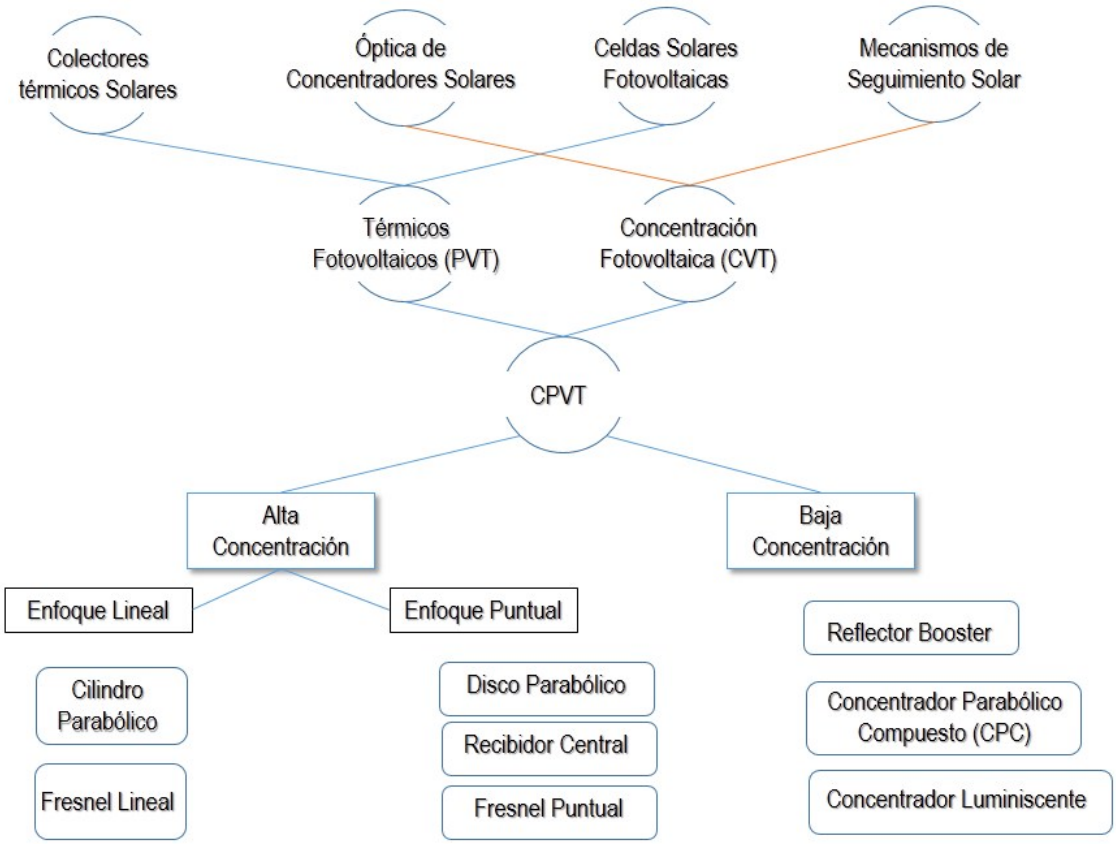


Figura 10. Diagrama que relaciona la integración de las tecnologías de los CPVT.

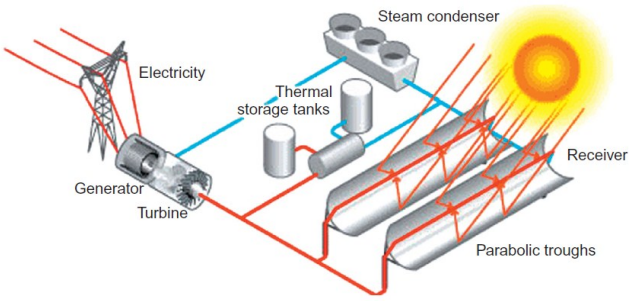


Figura 11. Planta de generación con PTC. Fuente: U.S. Deparment Energy

El reto del acoplamiento de las celdas fotovoltaicas en un sistema de concentración solar es el incremento de la temperatura en las celdas fotovoltaicas ya que la ubicación es el el foco para que reciban la mayor cantidad de energía proveniente del reflector. Este incremento de temperatura provoca la disminución de la eficiencia para producir energía eléctrica en las celdas fotovoltaicas.

Para contrarrestar este efecto se encontró en la literatura que existen materiales que filtran parte del espectro solar (ultravioleta) y retransmiten energía en otra longitud de onda (infrarrojo). Por ejemplo: sulfuro de cadmio (CdS), telurio de cadmio (CdTe) y seleniuro de cadmio (CdSe).

1.5. Estado del arte de colectores híbridos térmico fotovoltaicos

Soltani et al. (2018) publicaron un trabajo donde un colector de cilindro parabólico elevó la temperatura de un fluido de trabajo y al mismo tiempo se produjo energía eléctrica por dos medios: celdas fotovoltaicas y un generador termoeléctrico (Figura 12). El concepto de balance de energía considerando condición de estado estable se usó para establecer las ecuaciones que formaron el modelo matemático. Para dar solución al modelo matemático se hizo una solución iterativa con el método de Newton-Raphson ejecutando el código en Matlab. Los mejores resultados obtenidos sucedieron al colocar el módulo termoeléctrico y las celdas solares junto al tubo absorbedor, obteniendo 22.714 W de electricidad cuando la concentración solar es de 998 W/m^2 y una eficiencia térmica del 57 %.

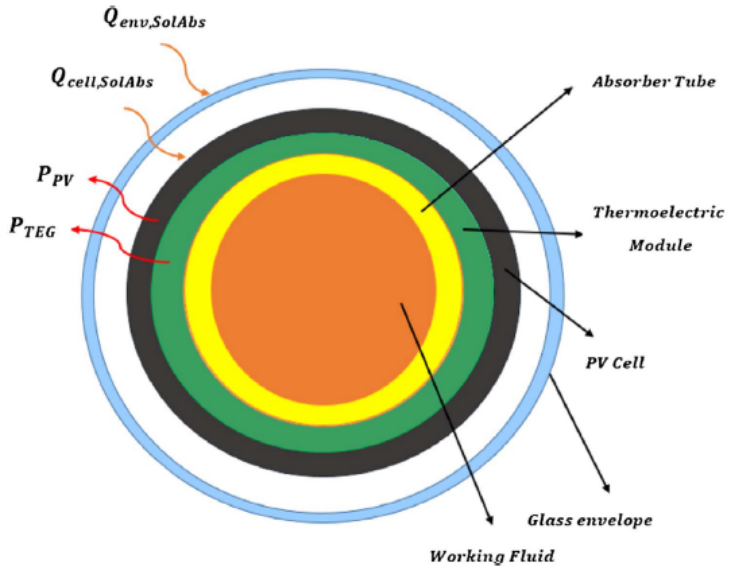


Figura 12. Arreglo desarrollado en el trabajo de Soltani et al. (2018)

(Akbarzadeh y Valipour (2018)), realizaron un estudio donde evaluaron los métodos para mejorar la eficiencia térmica en un PTC. Discutieron sobre los efectos del recubrimiento en el tubo

absorbedor, así como de los parámetros de diseño. También investigaron el efecto del uso de nanofluidos como fluido de trabajo. Los autores sugieren desarrollar investigación en temas como embobinar el tubo absorbedor; hacer estudios con tubos absorbedores elípticos; usar nanofluidos como fluidos de trabajo así como realizar métodos de optimización tales como algoritmos genéticos y Taguchi.

Otro estudio es el que desarrollaron Widyolar et al. (2017) en Estados Unidos, donde realizaron el diseño, simulación y caracterización experimental de un modelo propuesto. El estudio implicó con un concentrador de cilindro parabólico en conjunto con un concentrador parabólico compuesto ambos colocados en espejo, funcionando uno como primario y otro como secundario, con este arreglo se alcanzó un nivel de concentración de 59.6X, (Figura 13). En el concentrador secundario se colocaron las celdas fotovoltaicas manufacturadas de ArGa (Arseniuro de Galio). La obtención del modelo matemático para la parte térmica fue a través de balance de energía. El sistema alcanzó 365° C de temperatura en el fluido de trabajo lo que reflejó un 37 % de eficiencia.

Las celdas fotovoltaicas reportaron un 8 % de eficiencia cubriendo un 2.4 % del área de apertura del concentrador secundario y recibiendo un 47 % de la irradiancia incidente en el canal donde se colocaron. Los autores explican que las principales razones por las que los resultados experimentales difieren de lo esperado en el modelo son imperfecciones en el tubo recibidor (adherencia de las celdas, fugas de vacío en las conexiones, fugas en el ensamble del tubo interno, formación de condensación), problemas con el mecanismo de seguimiento dual, problemas en el reflector principal. Como trabajo a futuro además de eliminar los problemas antes mencionados, incluyeron reemplazar el fluido de trabajo con algún otro material que permita alcanzar mayores niveles de temperatura, así como desarrollar mejores métodos para manufacturar y ensamblar el tubo absorbedor.

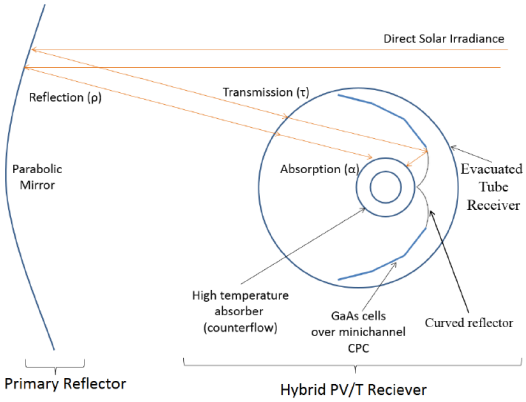


Figura 13. Esquema del trabajo presentado por Widyolar et al. (2017)

En la India, Srivastava y Reddy (2017), reportaron un sistema híbrido térmico fotovoltaico compuesto por un concentrador primario tipo cilindro parabólico y un secundario tipo parabólico compuesto, (Figura 14). Las pruebas consistieron en comparar el rendimiento del concentrador con y sin el concentrador secundario comparando las potencias térmica y eléctrica. Así mismo posicionaron las celdas fotovoltaica en distintos puntos. El estudio también comparó el comportamiento de fluidos térmicos los cuales actuaron como refrigerante para las celdas fotovoltaicas, Nanofluido Al_2O_3/agua en distintas concentraciones, syltherm 800, therminol VP1 y therminol VP59 también fueron usados como fluidos de trabajo. Los resultados mostraron que el uso de Syltherm 800 registró mayor salida térmica (2592.42 W) y el nanofluido Al_2O_3/agua registró mejor eficiencia eléctrica (20.88 %) lo que representa 692.2 W.

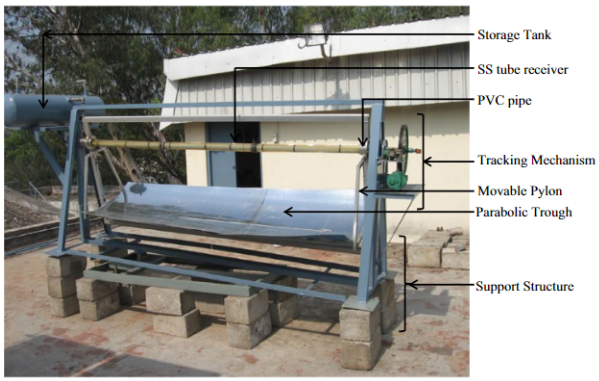


Figura 14. Arreglo experimental desarrollado por Srivastava y Reddy (2017)

En el trabajo realizado por Ju et al. (2017), los autores analizaron trabajos de concentradores térmico/fotovoltaicos basados en la tecnología de división del haz espectral, método usado para dividir la luz en distintas bandas (como un filtro) para aprovechar el rango espectral ideal de las celdas fotovoltaicas y el rango óptimo para el calentamiento del fluido de trabajo. Los dos sistemas revisados fueron SBS CPVT (Concentrador Térmico fotovoltaico con divisor de haz espectral), WHR CPVT (Concentrador térmico fotovoltaico con recuperación de calor residual). La mayoría de las investigaciones son enfocadas en introducir nuevos conceptos de diseño o investigaciones teóricas para mejorar el rendimiento. Existen pocas investigaciones experimentales aún por lo que es un campo explorable.

En el trabajo de Gakkhar et al. (2016) desarrollaron y presentaron un enfoque analítico para estimar el rendimiento térmico del panel solar de múltiples uniones bajo alta concentración con refrigeración líquida en ambos lados del panel. Para dicho sistema, el receptor del colector parabólico se modifica para incorporar celdas solares. Un panel largo de celdas solares flexibles está montado en el lado exterior del receptor circular. Se permite que el agua fluya desde el interior, así

como desde el exterior del receptor, lo que reduce significativamente la temperatura del panel. Los autores desarrollaron un modelo térmico el cual fue simulado en MATLAB (vR2012a). El modelo térmico analizado predijo la variación de temperatura de la celda a lo largo de su longitud mejorando la eficiencia del panel. Para validar la simulación del modelo, se usó COMSOL (v5.1). Los resultados mostraron que la temperatura del líquido puede mantenerse hasta 85℃, reduciendo así la temperatura del panel y por ende manteniendo óptima la eficiencia de las celdas solares.

En el trabajo de El et al. (2016), los autores mostraron una configuración combinada entre un panel solar monocristalino y un colector térmico para tener un secador solar indirecto, (Figura 15), donde se realizaron un modelo matemático y análisis para la realización de simulaciones y tomó los resultados de Joshi et al. para validar los resultados obtenidos por el modelo numérico propuesto. La experimentación alcanzó eficiencias eléctrica, térmica y global de 10.5 %, 70 % y 90 % respectivamente, a un flujo másico de 0.0155 kg/s, en un día de junio en Argelia.

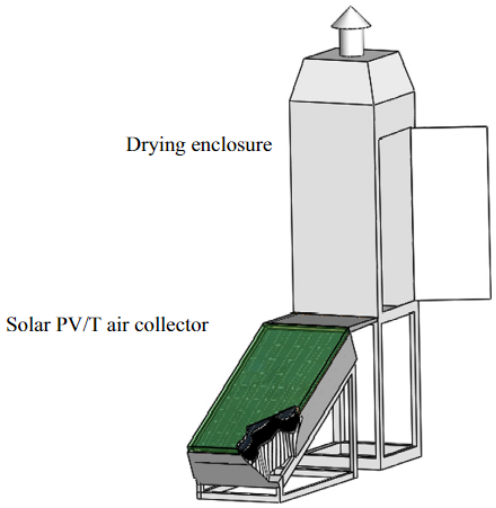


Figura 15. Arreglo experimental desarrollado por El et al. (2016)

Los autores Othman et al. (2016), partiendo del problema que se involucra en un sistema híbrido térmico fotovoltaico, donde la eficiencia térmica llega a ser alta y la eléctrica tiene niveles más discretos, desarrollaron un experimento usando aire y agua como fluidos de trabajo para remover calor bajo ambiente controlado. Con el arreglo descrito la eficiencia eléctrica alcanzó un 17 % y la eficiencia combinada (eléctrico/térmico) fue de 76 %.

En este mismo año Cui et al. (2016) establecieron en su investigación que al ser la irradiación solar en un día variable, la temperatura del sistema fotovoltaico-termoeléctrico (PV-TE) es fluctuante con el cambio de la irradiación solar incidente, la cual ejerce una influencia significativa en la eficiencia del sistema total. Para mejorar el rendimiento de los sistemas usaron material de

cambio de fase (PCM) por las siglas en inglés de “Phase Change Material”, realizando múltiples experimentos concluyó que el rendimiento de un sistema PV-PCM-TE es mayor a un sistema PV y/o PV-TE.

Elsafi y Gandhidasan (2015) presentaron un estudio comparativo entre los sistemas de concentración parabólica compuesta (CPC) y los híbridos térmico fotovoltaicos de plca plana (PVT), (Figura 16). Desarrollaron y un modelo matemático térmico-eléctrico y lo verificaron con datos experimentales de la literatura. Con el modelo eléctrico se estimaron parámetros de las celdas fotovoltaicas, como voltaje y corriente. Se realizó un estudio paramétrico para investigar el efecto de diferentes variables de diseño y operación, como la longitud, la profundidad del conducto y el caudal, en el rendimiento térmico y eléctrico. Además, el estudio investigó el rendimiento térmico y eléctrico de sistemas fotovoltaicos planos y CPC con aletas y sin aletas para un caso seleccionado en Dhahran, Arabia Saudita. Los resultados mostraron que la ganancia térmica anual es un 1 % mayor para PVT de placa plana con aletas en comparación con el mismo sistema sin aletas. Por otro lado, la ganancia eléctrica anual para PVT de plca plana con aletas es un 3 % mayor que para PVT de placa plana sin aletas. Se estima que el CPC-PVT con aletas tiene más de un 3 % de ganancia térmica y un 8 % de ganancia eléctrica en comparación con el CPC-PVT sin aletas. Entre las cuatro configuraciones estudiadas, el sistema CPC-PVT con aletas obtuvo el mejor rendimiento.

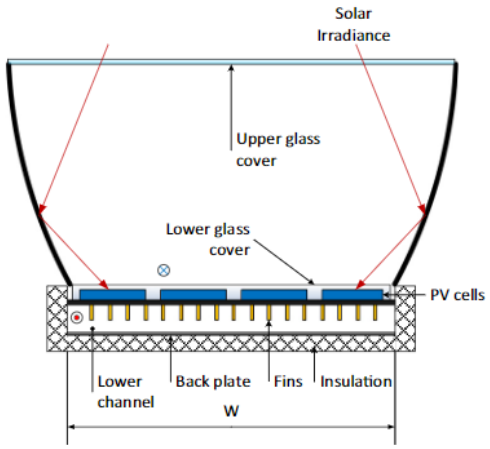


Figura 16. Arreglo experimental desarrollado por Elsafi y Gandhidasan (2015)

Del Col et al. (2014), desarrollaron en Pádova, Italia una investigación experimental de un sistema CPVT. El sistema se mueve en dos ejes y exhibe un índice de concentración geométrica de 130, (Figura 17). El módulo de recepción colocado en la línea del foco también tiene una óptica secundaria hecha de dos espejos planos para recoger la radiación reflejada y para contribuir al flujo concentrado en dos líneas de celdas fotovoltaicas de unión triple soldadas sobre un sustrato

cerámico. El sustrato está en contacto térmico con un intercambiador de calor de aluminio con canales de flujo de agua para enfriar las celdas fotovoltaicas.

Figura 17. Arreglo experimental desarrollado por Del Col et al. (2014)

Durante las pruebas, la temperatura del agua de entrada oscila entre 20° C y 80° C y el rendimiento de calor se obtiene del caudal másico y las mediciones de temperatura, mientras que un reóstato y un analizador de potencia se conectan a los terminales eléctricos del módulo para evaluar la producción eléctrica. La irradiación normal directa (DNI) por las siglas en inglés de "Direct Normal Irradiance" se mide con un pirheliómetro montado en un rastreador solar. Los resultados experimentales se utilizan para evaluar un modelo numérico del receptor solar y todo el concentrador.

Kong et al. (2013) desarrollaron un sistema híbrido térmico fotovoltaico de baja concentración para estudiar las respuestas térmica y eléctrica bajo distintas condiciones climáticas. La concentración en el sistema fue a través de lentes Fresnel y espejos planos para conseguir una radiación concentrada uniforme sobre las celdas solares. Los resultados obtenidos fueron que en un día claro la eficiencia eléctrica alcanzó 10 % y la térmica 56 %. La radiación es el factor más importante para caracterizar el clima. Al tener $350 W/m^2$ la salida eléctrica se satura y cuando es de 162 W/m^2 la salida térmica se considera efectiva para e sistema. A través de este modelo diferentes sistemas concentradores PVT pueden ser comparados al medir sus salidas eléctrica y térmica.

Li et al. (2011) realizaron un estudio teórico práctico donde evaluó el comportamiento de cuatro tipos de celdas solares (Cristal simple de Silicio, Policristal de Silicio, Super celdas y celdas de ArGa). En cuanto al índices de concentración las de Cristal simple de Silicio su mejor rendimiento

es en 4.23, las super celdas a 8.46, las de ArGa trabajan bien con índices de concentración mayores. También se exploró la relación entre las resistencias en serie y la temperatura de trabajo, encontrando que cuando las resistencias suben de 0Ω a 1Ω la potencia máxima baja 67.78 %, 74.93 %, 77.30 % y 58.07 % respectivamente. Además cuando la temperatura se incrementa en un grado Kelvin, la corriente de corto circuito para los cuatro tipos de arreglos de celdas solares decrece 0.11818 A, 0.05364 A, 0.01387 A y 0.00215 A respectivamente. El mejor rendimiento fue para el arreglo de celdas de ArGa.

En la Tabla 1.1, se concentran 5 trabajos representativos sobre colectores híbridos térmico fotovoltaicos que tienen un concentrador como unidad térmica. Estos trabajos formaron la base para establecer el marco de referencia del presente estudio.

Tabla 1. Investigaciones con colectores híbridos térmico fotovoltaicos.

Autor	Año	Enfoque	Relevancia	Eficiencia
Soltani et alt.	2018	Teórico	Generación de energía eléctrica con celdas solares y un generador termoeléctrico, además de la ganancia térmica.	Térmica 57 % Eléctrica 3.29 %
Widloyar et alt.	2017	Teórico Exp.	Doble concentrador, el primario tipo PTC y el secundario tipo CPC, indice de concentración combinado 59.6.	Térmica 37 % Eléctrica 8 %
Mojiri et alt.	2015	Teórico	División del haz espectral para aprovechar al ancho de banda adecuado para el sistema térmico y las celdas solares.	Térmica 44 % Eléctrica 3.5 %
Elsafi et alt.	2015	Teórico	Comparación entre sistemas concentrados y no concentrados con y sin aletas en el tubo absorbedor.	Térmica 38 % Eléctrica 8 %
Kongl et alt.	2013	Teórico Exp.	Estudio de las respuestas térmica y eléctrica para distintas condiciones climáticas.	Térmica 56 % Eléctrica 10 %

1.6. Filtro fotoluminiscente

En el mismo marco, un sistema solar híbrido térmico fotovoltaico (PVT) combina la conversión fotovoltaica (PV) y fototérmica para aumentar la utilización general del espectro solar incidente de banda ancha. El propósito principal de este sistema es producir electricidad en combinación con energía térmica útil, (Sharaf OZ (2015); Cappelletti et al. (2016); Kuo y Lo (2013)). Los primeros

sistemas PVT de placa plana se desarrollaron en la década de 1970, (Chow (2010)) mediante el uso de celdas fotovoltaicas para generar electricidad y agua o aire como refrigerante y fluido de transferencia de calor (HTF) por las siglas en inglés de “Heat Transfer Fluid”.

En las últimas tres décadas, diferentes estudios han demostrado que las eficiencias de cogeneración obtenidas con estos sistemas PVT de placa plana son superiores a las que se obtienen utilizando dos sistemas independientes, (Tyagi et al. (2012)). En aplicaciones que requieren electricidad y calor, los costos de producción e instalación de los sistemas PVT se reducen significativamente, (Chemisana (2011)).

Se incorpora un concentrador óptico en el marco principal de un sistema solar PVT híbrido, lo que conduce a un sistema concentrador híbrido térmico-fotovoltaico (CPVT) por las siglas en inglés de “Concentrated photovoltaic thermal”. Este sistema debería ampliar las aplicaciones de los sistemas solares PVT híbridos, como la calefacción distribuida, la refrigeración por absorción y la desalinización de agua, en los que el HFT requiere temperaturas superiores a 80° C. El sistema CPVT proporciona iluminación de intensidad altamente concentrada en un área reducida.

La producción de electricidad se incrementa utilizando celdas solares de alta eficiencia de conversión en un área muy iluminada para compensar el costo adicional ocasionado por la mencionada incorporación. También se utiliza un sistema de seguimiento para optimizar la captación de radiación solar. Dada la luz solar concentrada, el sistema CPVT en funcionamiento aumenta la temperatura de la celda solar. Los aumentos en la temperatura de las celdas solares reducen la eficiencia de conversión eléctrica del sistema y la potencia de salida, (Singh y Ravindra (2012); Skoplaki y Palyvos (2009); Berthod et al. (2019)) y afectan la esperanza de vida de las celdas fotovoltaicas (Ingersoll (1986); Eberle et al. (2018)). Se han propuesto dos enfoques diferentes para mitigar este efecto negativo: recuperación de calor residual (WHR) por las siglas en inglés de “Waste Heat Recovery” y división de haz espectral (SBS) por las siglas en inglés de “Spectral Beam Splitting”.

En un sistema WHR CPVT, un módulo PVT se coloca en el punto focal de un concentrador, como se muestra en la Figura 18a. El módulo PVT consta de una celda fotovoltaica montada encima de un receptor térmico. El HTF en el receptor térmico absorbe el calor residual generado por las celdas fotovoltaicas trabajando como un sistema de enfriamiento y colector de energía térmica, Ju et al. (2017). En un sistema SBS CPVT, se utiliza un filtro espectral para separar el espectro de radiación solar entrante. La luz solar ultravioleta (UV) y visible generalmente se

conduce a las celdas fotovoltaicas para la producción de electricidad, y la luz solar del infrarrojo cercano (NIR) se redirige hacia el receptor térmico solar, como se muestra en la Figura 18b, (Mojiri et al. (2013)).

Por lo tanto, el sistema SBS CPVT es superior al sistema WHR CPVT porque la carga térmica de las celdas solares se alivia para evitar un calentamiento excesivo de las celdas fotovoltaicas que reduce la temperatura de operación; además, las celdas fotovoltaicas no funcionan simultáneamente como receptores térmicos. Según Imenes y Mills (2004), las tecnologías SBS se clasifican de la siguiente manera según los enfoques de división del espectro: filtrado refractivo y absorbente, filtrado transmisivo y reflexivo, filtrado holográfico y filtrado luminiscente.

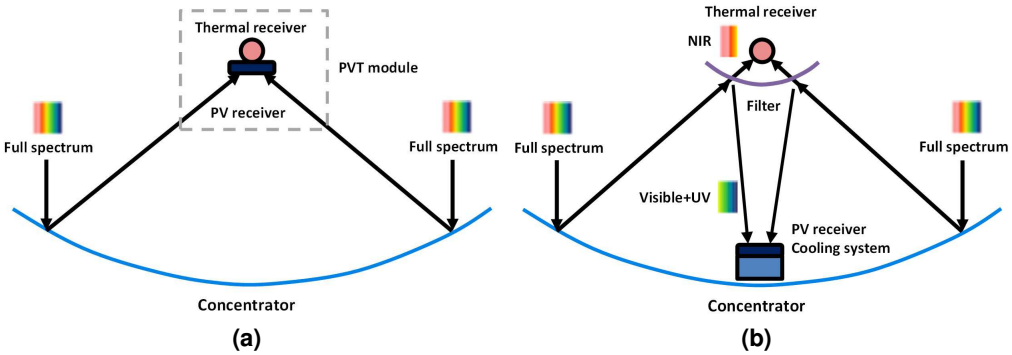


Figura 18. Diferentes enfoques utilizados para mitigar el efecto negativo de los aumentos de temperatura de las celdas solares debido a la luz solar concentrada en los sistemas CPVT: (a) recuperación de calor residual (WHR), (b) división del haz espectral (SBS). Fuente: Ju et al. (2017).

En un enfoque de filtrado fotoluminiscente, se coloca un material fluorescente dentro de una placa concentradora plana transparente para absorber la luz solar dentro de un rango de frecuencia f_1 y retransmitir la luz dentro de un rango de frecuencia f_2. Para la implementación de este enfoque, se han explorado dos métodos. Primero, la luz de fluorescencia queda atrapada dentro de un concentrador debido a la reflexión interna total y es guiada hacia los bordes de la placa, donde puede convertirse en calor o electricidad mediante absorbentes térmicos o celdas fotovoltaicas, como se muestra en la Figura 19a (Gotzberger y Greubel (1978)). En segundo lugar, la luz de fluorescencia del material fluorescente se dirige hacia las celdas fotovoltaicas para la conversión eléctrica y térmica, como se muestra en la Figura 19b (Zhang et al. (2012)).

Sin embargo, en este sistema PCVT, los efectos térmicos de los incrementos de temperatura en las celdas fotovoltaicas aún no se han revisado de manera sistemática y exhaustiva. Por lo tanto, cualquier estudio que se centre en los efectos positivos o negativos de los aumentos de temperatura en las celdas fotovoltaicas es beneficioso para la instrumentación, la comunidad

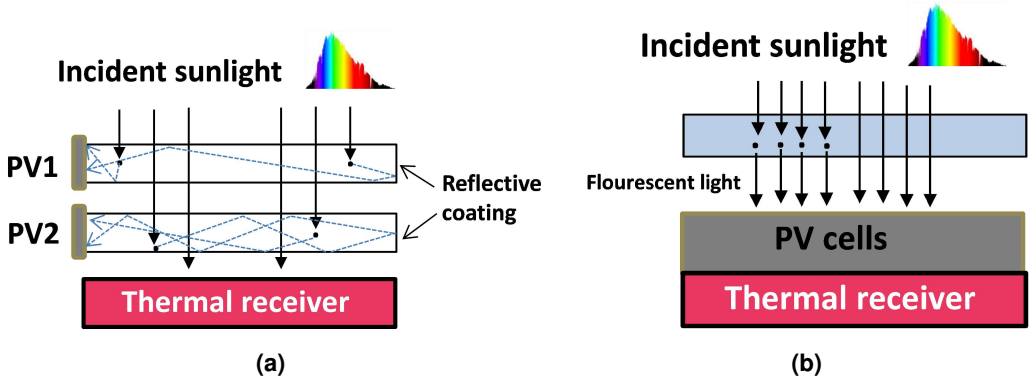


Figura 19. Sistema híbrido concentrador térmico/fotovoltaico con filtro fotoluminiscente (PLF-CPVT), (a) utilizando un concentrador de luz, (b) sin concentrador de luz. Fuente: Imenes y Mills (2004).

energética científica y los diseñadores. En especial, los resultados deberían facilitar la comprensión del desempeño, los campos de aplicación, las tendencias de investigación y los obstáculos técnicos de tales sistemas.

En la última década, las comunidades científicas y las empresas centradas en la energía fotovoltaica y limpia han centrado su atención en el desarrollo de aplicaciones para nanocristales semiconductores o puntos cuánticos (QD) por las siglas en inglés de “quantum dots”. Esta atención se debe a las propiedades eléctricas, magnéticas, ópticas, químicas y físicas que son únicas en estos nanomateriales. Por ejemplo, el confinamiento cuántico de los portadores de carga, el alto coeficiente de extinción y las longitudes de onda efectivas de absorción y emisión de fotones se pueden ajustar de longitudes de onda visibles a NIR controlando su tamaño, forma y composición (Prasad (2012, 2004); Ntziachristos (2003); Sharma et al. (2006)). CdS, en particular, es un semiconductor de banda directa de los grupos II–VI con una banda prohibida de energía (E_g) de 2.42 eV en tamaño a granel y $E_g > 2.5$ eV en tamaño de nanopartícula (Villa-Angulo et al. (2018)).

Los QD de CdS se están estudiando en distintos campos y aplicaciones, como materiales láser, parpadeo de fotoluminiscencia (PL) por las siglas en inglés de “photoluminescence” y sistemas fotovoltaicos y de fotocatálisis (Chen et al. (2018); Smyntyna et al. (2014)). Aunque los QD de CdS se han utilizado en varias aplicaciones prácticas, pocas referencias presentan su potencial en el filtrado espectral para sistemas solares híbridos SBS CPVT. Por lo tanto, en el presente estudio, los QD de CdS con un diámetro de 45 nm se sintetizan utilizando un procedimiento informado previamente (Li et al. (2007)).

El diámetro de 45 nm se selecciona para ajustar la absorción central y la longitud de onda espectral fotoluminiscente de los QD a 480 y 600 nm respectivamente. Los QD de CdS se depositan en un vidrio soda-lima para obtener un filtro fotoluminiscente de película de 200 nm de espesor. El filtro fotoluminiscente se combina con una celda solar de silicio (Si) y se utiliza como filtro de recuperación de potencia de salida y eficiencia de potencia eléctrica en un sistema solar híbrido CPVT de filtrado fotoluminiscente (PLF) por las siglas en inglés de “photoluminescent filtering”.

La Figura 20a muestra el sistema solar híbrido PLF-CPVT propuesto. El módulo PVT consta de un receptor de espectro solar concentrado cilíndrico cubierto en secciones por películas colectoras térmicas y celdas fotovoltaicas de Si. Las películas colectoras térmicas transfieren el calor de la energía solar recibida al HTF mientras que las celdas fotovoltaicas convierten la energía solar recibida en electricidad. El filtro fotoluminiscente CdS QD absorbe los espectros de luz solar centrados en 480 nm (UV y parte del rango visible), evita que los espectros incidan en las celdas fotovoltaicas y retransmite los espectros de luz centrados en 600 nm (rango visible), como se muestra en la Figura 20b.

La función antes mencionada del filtro fotoluminiscente reduce la radiación UV que es más energética pero menos absorbida por las celdas fotovoltaicas y aumenta la energía en el rango visible que es menos energética pero más fácilmente absorbida por las celdas fotovoltaicas. La predicción teórica y la cuantificación práctica de la energía UV absorbida y visible retransmitida demuestran una recuperación de la eficiencia de conversión de energía eléctrica superior al 3.1 % a temperaturas superiores a 100 ℃. Además, también se confirma prácticamente una tendencia a mejorar la eficiencia de conversión de energía eléctrica a medida que aumenta la temperatura.

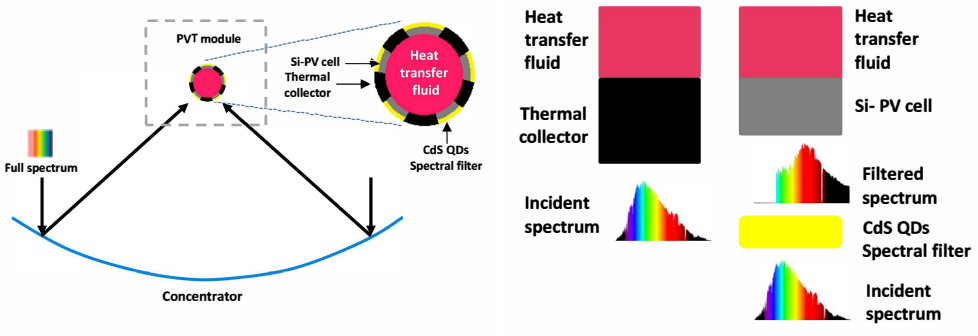


Figura 20. a) Sistema solar híbrido PLF-CPVT propuesto, b) Funcionamiento del filtro luminiscente CdS QD. Fuente: Imenes y Mills (2004).

1.7. Justificación

El acelerado crecimiento de la población en el mundo, demanda energía para satisfacer sus necesidades. Los combustibles fósiles comprenden el 80 % de la demanda actual de energía primaria a nivel mundial y el sistema energético, con su uso durante décadas se ha provocado un desequilibrio en el medio ambiente. Este desequilibrio se observa con la reducción de los glaciares en los polos, periodos más largos de sequía, inhundaciones, lluvia ácida y pérdida de flora y fauna en distintos puntos del planeta.

Ante esta situación, la producción de energía con fuentes renovables es la opción viable para producir energía ya que los medios de producción no son agresivos con el ambiente. La comunidad científica en la última década ha desarrollado proyectos que buscan mejorar la eficiencia de los dispositivos encargados de generar energía por medios renovables.

Los colectores solares en las latitudes donde es abundante la irradiancia solar, (Radiación que incide sobre una superficie determinada, W/m^2), se usan para producir energía eléctrica directamente a través de celdas fotovoltaicas e indirectamente al calentar un fluido de trabajo que genere la suficiente energía para mover turbinas que producen electricidad. En los últimos años se han desarrollado dispositivos híbridos los cuales son capaces de producir energía eléctrica con celdas fotovoltaicas y en la misma estructura disponer de un arreglo donde se incremente la temperatura de un fluido de trabajo. El reto de estos dispositivos híbridos es la coexistencia de por un lado tener celdas fotovoltaicas y por el otro un sistema de captación hacia un fluido de trabajo.

En el caso de las celdas fotovoltaicas el principal problema es el calentamiento ya que esto hace que la eficiencia de producción eléctrica disminuya. Esto se contrapone con la necesidad de calentar un fluido de trabajo donde lo que se busca es llevar la mayor cantidad de radiación solar. Para elevar un fluido de trabajo los colectores solares de concentración son los más eficientes. En el presente estudio se desarrolló un estudio teórico experimental que utiliza un filtro fotoluminiscente de CdS para reducir el incremento de temperatura en las celdas dentro de un dispositivo híbrido donde se incrementa la temperatura de un fluido de trabajo a través de un concentrador solar de tipo cilindro parabólico.

1.8. Objetivos

1.8.1. Objetivo general

Diseñar, construir y probar experimentalmente un prototipo de concentrador solar híbrido térmico fotovoltaico, capaz de producir energía eléctrica y proporcionar calor para incrementar la temperatura de un fluido.

1.8.2. Objetivos específicos

- Analizar distintos tipos de concentradores solares y elegir el más adecuado para la aplicación bajo estudio.
- Desarrollar el modelo matemático del colector a construir.
- Realizar un estudio de simulación térmica, fluidodinámica y eléctrica del sistema bajo estudio.
- Reducir el calentamiento de las celdas fotovoltaicas con un filtro fotoluminiscente.
- Construir el prototipo del colector propuesto.
- Instrumentar el prototipo para medir las variables de interés.
- Realizar pruebas experimentales con el prototipo construido.

1.9. Estructura de la Tesis

En el capítulo 2 se establece el análisis teórico y la simulación numérica desarrollados en el presente estudio. Se comienza con los conceptos de solarimetría, balance de energía y celdas fotovoltaicas hasta llegar a un modelo que se aproxima al comportamiento del prototipo construido, así mismo se establece como se realizó la simulación numérica y la verificación del modelo establecido en el presente estudio. En el capítulo 3 se encuentra la instalación experimental donde se establecen los pasos realizados para la construcción del prototipo híbrido térmico fotovoltaico, el arreglo de celdas fotovoltaicas y la implementación del filtro fotoluminiscente. En el capítulo 4 se reportan los resultados experimentales tanto en condiciones controladas en laboratorio como al exterior en un ambiente real. En el capítulo 5 se encuentran las conclusiones y las recomendaciones para trabajo a futuro que se puede desarrollar a partir de la resultados el presente estudio.

Capítulo 2. Análisis teórico y simulación numérica

2.1. Naturaleza de la radiación solar

El sol es una esfera de materia gaseosa intensamente caliente con un diámetro de $1.39x10^9$m que está, en promedio a $1.5x10^{11}$m de la tierra. Visto desde la tierra, el sol rota sobre su eje cada 4 semanas. Sin embargo, el sol no rota como un cuerpo sólido; para hacer una rotación: al ecuador le toma 27 días y a las regiones polares 30 días. El sol tiene una temperatura efectiva de cuerpo negro de 5777 K. La temperatura en las regiones centrales es estimada entre $8x10^6$ y $40x10^6$ K y su densidad se estima es 100 veces la del agua. Este astro se formó hace aproximadamente 4650 millones de años y se prevé que pueda seguir irradiando energía por 5000 millones más. En la actualidad se considera que está en la plenitud de su existencia.

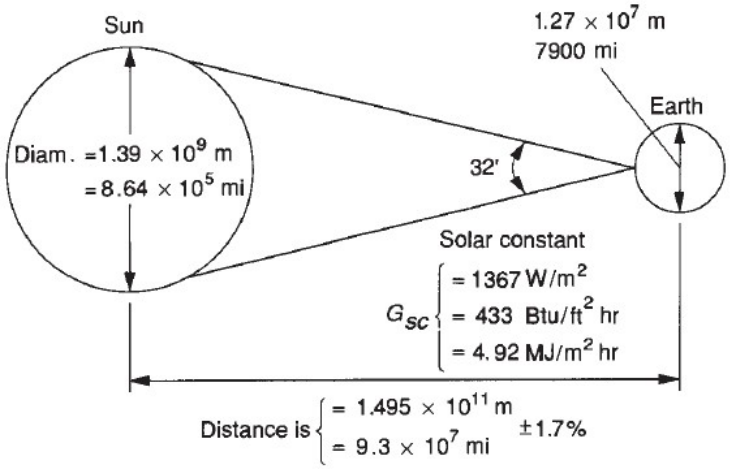


Figura 21. Relación geométrica entre el sol y la tierra. Fuente: Duffie y Beckman (2013).

En la Figura 21 se observa la relación geométrica entre el sol y la tierra. La forma elíptica del la órbita de la tierra provoca que la distancia entre el sol y la tierra varíe 1.7%. A una distancia de una unidad astronómica, la distancia media entre el sol y la tierra es de 1495x10^{11}m, el sol subtiende un ángulo de 32° debido a la diferencia de tamaño entre ellos. La radiación emitida por el sol y la relación espacial con la tierra resulta en una intensidad casi fija de radiación solar fuera de la atmósfera de la tierra. La constante solar G_{sc} es la energía del sol recibida por unidad de tiempo sobre una superficie de una unidad de área perpendicular a la dirección de propagación de la radiación a la distancia media entre el sol y la tierra fuera de la atmósfera.

Además de la constante solar, es muy útil conocer la distribución espectral de la radiación extraterrestre, esta sería la radiación que llegaría a la tierra en ausencia de la atmósfera. Una

curva estandarizada de la irradiancia espectral se muestra en la Figura 22. Existen dos fuentes que generan variación en la radiación extraterrestre. La primera es la variación en la radiación emitida por el sol. La segunda es la variación de la distancia entre el sol y la tierra a lo largo del año. En la Figura 23 se aprecia la variación en la radiación extraterrestre.

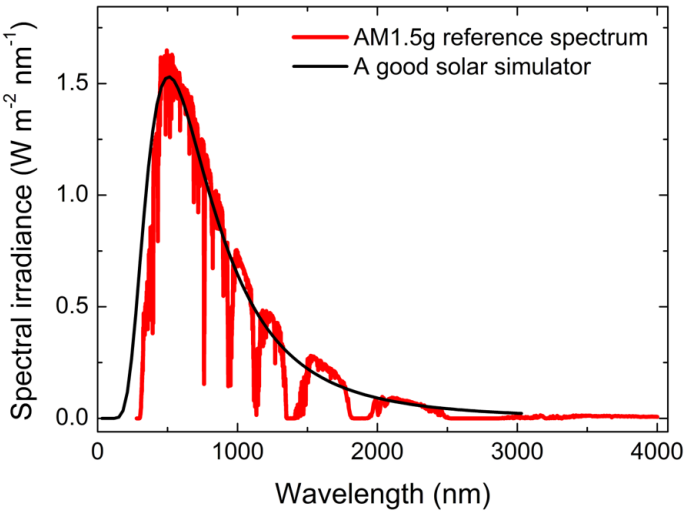


Figura 22. Estándar AM 1.5 global. Fuente Duffie y Beckman (2013).

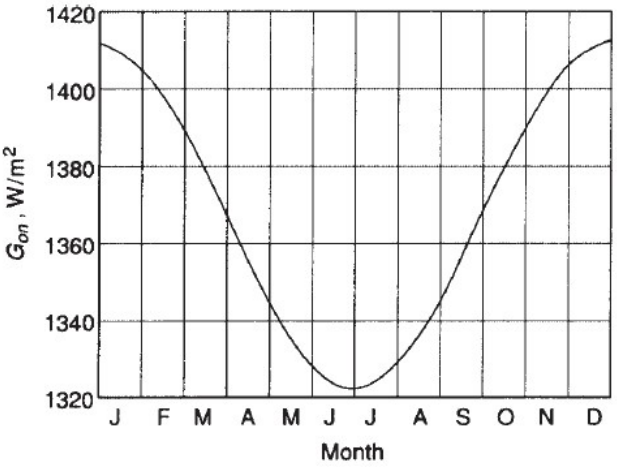


Figura 23. Variación de la radiación solar extraterrestre a lo largo de un año. Fuente Duffie y Beckman (2013).

Para establecer el modelo matemático del prototipo construido fueron necesarios los siguientes conceptos.

Masa de Aire m Es la proporción de masa de la atmósfera a través de la cual la radiación directa pasaría si el sol estuviera en el cenit. A nivel del mar $m = 1$ cuando el sol está en el cenit, $m = 2$ para un ángulo cenital Θ_z de 60°. Para ángulos cenitales de 0° a 70° al nivel del mar, se

puede usar la ecuación 1 para una buena aproximación de m.

$$m = \frac{1}{\cos \Theta_z} \tag{1}$$

Radiación directa Es la radiación solar recibida del sol sin haber sido dispersada por la atmósfera.

Radiación difusa Es la radiación solar recibida del sol después de que su dirección ha sido cambiada por efecto de dispersión en la atmósfera.

Radiación reflejada Es la radiación solar dirigida hacia arriba, tras haber sido reflejada o difundida por la atmósfera y por la superficie terrestre.

Radiación solar global También llamada radiación solar total, es la suma de la radiación directa,la radiación difusa y la reflejada sobre una superficie. Hay autores que consideran la radiación global solamente con la suma de la radiación directa y la radiación difusa.

Irradiancia W/m^2 Es el nivel al cual la potencia radiante incide sobre una superficie por unidad de área. Se simboliza con la letra G.

Irradiación solar Wh/m^2 También conocida como insolación se refiere a la cantidad de energía recibida durante un determinado periodo de tiempo.

Tiempo solar Es el tiempo basado en el movimiento angular aparente del sol a través del cielo, el medio día solar es considerado cuando el sol cruza el meridiano del observador. El tiempo solar es el que se usa en las relaciones de ángulos solares y no coincide con el tiempo de la hora local. Es necesario convertir el tiempo estándar al tiempo solar aplicando un par de correcciones. La primera, es una constante de corrección entre el meridiano del observador (longitud) y el meridiano estándar sobre el cual se establece la hora local. Al sol le toma 4 minutos recorrer 1° de longitud. La segunda corrección es de la ecuación del tiempo, la cual toma en cuenta las perturbaciones debidas al movimiento de rotación de la tierra, que afectan el tiempo que le toma al sol cruzar el meridiano del observador. La diferencia en minutos entre el tiempo local y el tiempo estándar es

$$\text{Tiempo Solar - tiempo estándar} = (L_{st} - L_{loc}) + E \tag{2}$$

donde L_{st} es el meridiano estándar de la zona horaria local, L_{loc} es la longitud del lugar donde se realiza el estudio. Las longitudes son en grados oeste, esto es $0° < L < 360°$. El parámetro E es la ecuación del tiempo (ecuación 3 en minutos). El desarrollo de esta ecuación se observa en la Figura 24.

$$E = 229.2(0.000075 + 0.0001868\cos B - 0.032077\sin B - 0.014615\cos 2B - 0.04089\sin 2B) \quad (3)$$

$$B = (n-1)\frac{360}{365} \quad (4)$$

donde n es el día del año, $1 \leq n \leq 365$.

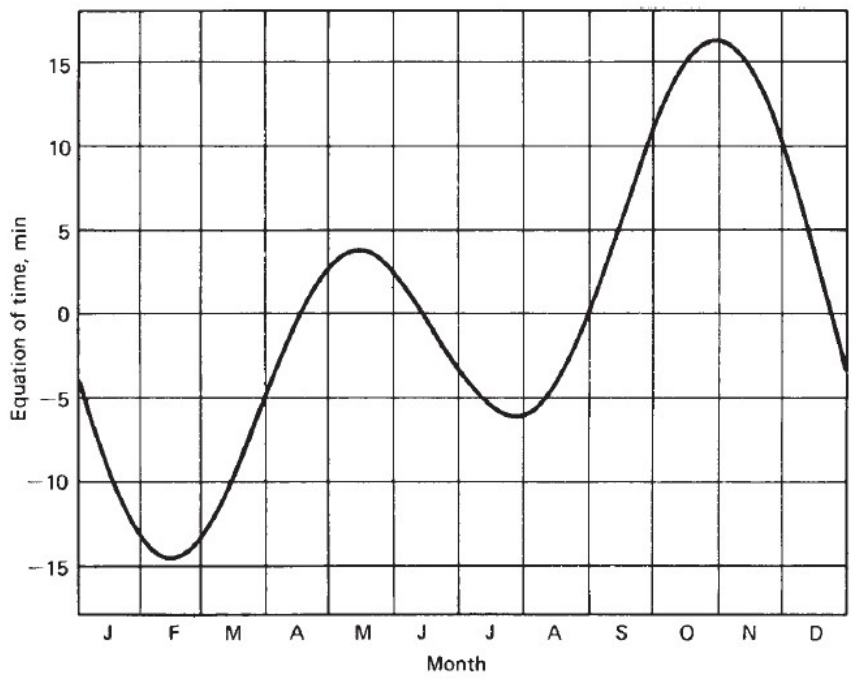


Figura 24. La ecuación del tiempo *E* en minutos como una función del tiempo en un año. Fuente Duffie y Beckman (2013).

Dirección del haz de radiación

Las relaciones geométricas entre un plano ubicado en una orientación en particular de la tierra y el haz entrante de radiación solar, esto es, la posición relativa del sol hacia el plano, puede expresarse en términos de varios ángulos. Algunos de esos ángulos son indicados en la Figura 25. Los ángulos con su simbología se establecen a continuación:

ϕ **Latitud**, ubicación angular al norte o sur del ecuador, positivo al norte; $-90° \leq \phi \leq 90°$.

δ **Declinación**, es la posición angular del sol al medio día solar (cuando el sol esta sobre el meridiano local) con respecto al plano del ecuador, se considera positivo al norte;$-23.45° \leq \delta \leq 23.45°$.

φ **Pendiente**, es el ángulo entre el plano de la superficie bajo estudio y el plano horizontal.

$0° \leq \varphi \leq 180°$. ($\varphi > 90°$ significa que la superficie tiene una componente mirando hacia abajo.)

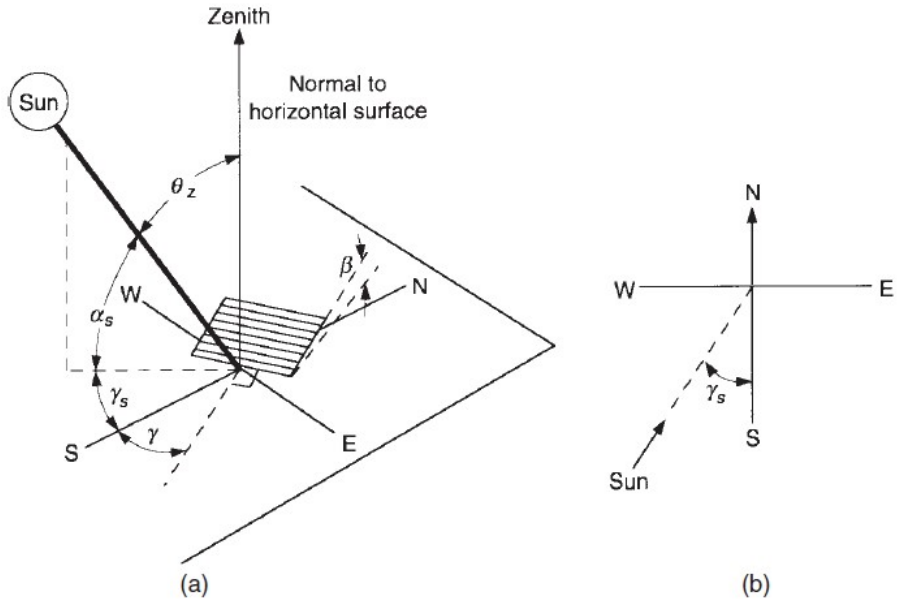


Figura 25. (a) Ángulo cenital, pendiente, ángulo azimutal de la superficie y ángulo azimutal solar para una superficie inclinada. (b) Vista del ángulo azimutal solar en el plano. Fuente Duffie y Beckman (2013).

γ **Ángulo acimutal de la superficie**, formado por la desviación de la proyección sobre un plano horizontal de la normal a la superficie desde el meridiano local, con cero hacia el sur, al este negativo y al oeste positivo. $-180° \leq \delta \leq 180°$.

ω **Ángulo horario**, es el desplazamiento angular del sol hacia el este o el oeste visto desde le meridiano local debido al movimiento de rotación de la tierra sobre su eje 15° por hora, por la mañana es negativo y por la tarde positivo.

θ **Ángulo de incidencia**, es el ángulo entre el haz de radiación sobre una superficie y la normal de la superficie.

θ_z **Ángulo cenital**, es el ángulo entre la vertical y la línea del sol, esto es, el ángulo de incidencia del haz de radiación sobre la superficie horizontal.

α_s **Ángulo de altitud solar**, es el ángulo entre la horizontal y la linea del sol, esto es, el complemento del ángulo cenital.

γ_s **Ángulo acimutal solar**, es el desplazamiento angular desde el sur hacia la proyección del haz de radiación sobre el plano horizontal. Desplazamientos al este del sur son negativos y al oeste del sur son positivos.

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \tag{5}$$

2.2. Descripción del sistema

El sistema híbrido térmico fotovoltaico analizado en el presente estudio se muestra en la Figura 26 a través de un esquema de bloques. La forma del reflector da nombre al tipo de concentrador solar analizado, del tipo cilindro parabólico. En conjunto con el tubo receptor forman el concentrador solar térmico. La producción de energía eléctrica se realiza con un arreglo de celdas fotovoltaicas. La elevación de la temperatura en las celdas fotovoltaicas provoca una disminución importante en su eficiencia, para reducir este problema se analizaron tres filtros fotoluminiscentes encontrando que el de Sulfuro de Cadmio es el que mejor se adecuó a las necesidades del sistema bajo estudio. En la sección de análisis numérico del filtro fotolminiscente del siguiente capítulo se explica el porqué la elección del Sulfuro de Cadmio.

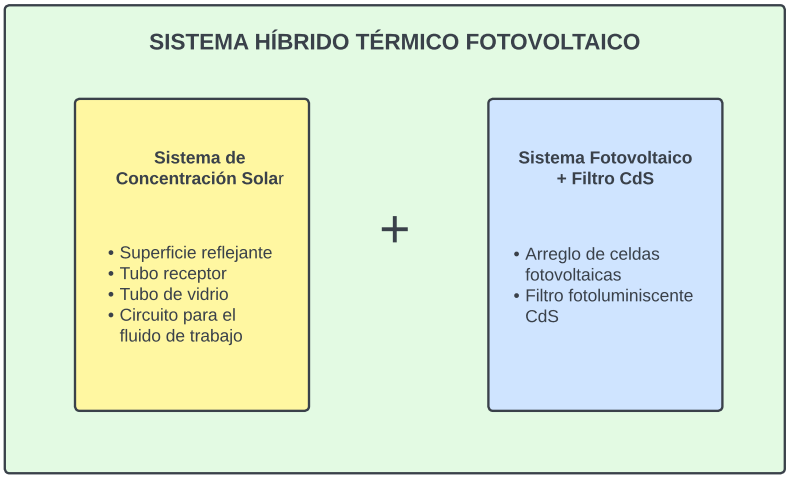


Figura 26. Diagrama a bloques del sistema analizado y desarrollado.

Para acoplar las celdas fotovoltaicas al tubo absorbedor se le maquinaron ranuras para su fijación y el filtro fotoluminiscente se depositó sobre un cristal soda lima. La Figura 27 muestra esquemáticamente el arreglo descrito.

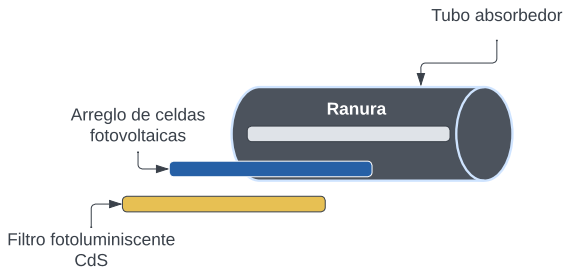


Figura 27. Representación esquemática del acoplamiento entre el filtro fotoluminiscente CdS, las celdas fotovoltaicas y el tubo absorbedor.

2.3. Modelo Matemático

Para determinar el modelo matemático del colector híbrido térmico fotovoltaico, se comenzó por modelar el sistema térmico aplicando el concepto de balance de energía en una dimensión, los flujos de calor y los elementos que integran el balance se muestran en la Figura 28 incluyendo el equivalente del sistema térmico con resistencias eléctricas. En éste arreglo de siete resistencias no se toma en cuenta la resistencia por conducción a través del vidrio ya que es despreciable en comparación con el resto de las resistencias, al tener un valor de 0.044 °C/W y la siguiente resistencia en orden ascendente de valor es de 184.43 °C/W.

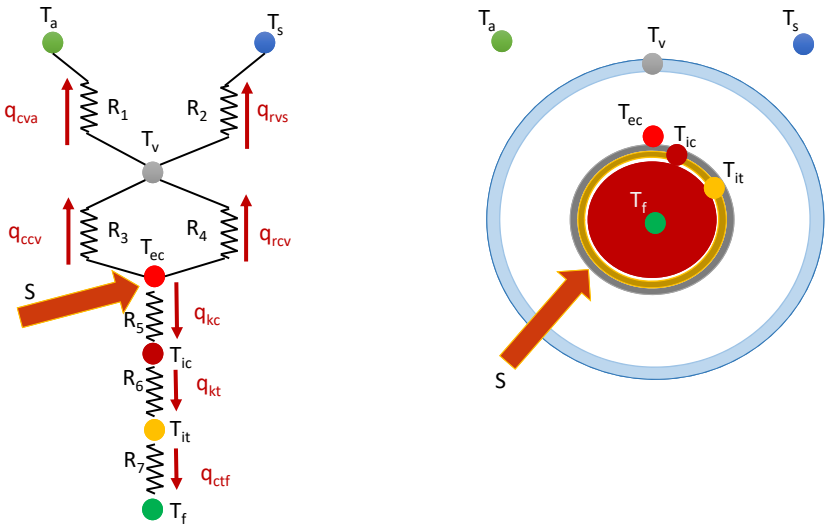


Figura 28. Arreglo de resistencias y flujos de calor del modelo físico de un concentrador con las celdas fotovoltaicas colocadas alrededor del tubo concentrador.

Donde:

- T_a es la temperatura ambiente.
- T_s es la temperatura en el cielo.
- T_v es la temperatura en el vidrio.
- T_{ec} es la temperatura exterior de la celda.
- T_{ic} es la temperatura interior de la celda.
- T_{it} es la temperatura interior del tubo absorbedor.
- T_f es la temperatura del fluido.

- S es la radiación absorbida por el concentrador.
- q_{cva} Flujo de calor por convección del vidrio al ambiente.
- q_{rvs} Flujo de calor por radiación del vidrio al cielo.
- q_{ccv} Flujo de calor por convección de la celda fotovoltaica al vidrio.
- q_{rcv} Flujo de calor por radiación de la celda al vidrio.
- q_{kc} Flujo de calor por conducción a través de las celdas fotovoltaicas.
- q_{kt} Flujo de calor por conducción a través del tubo absorbente.
- q_{ctf} Flujo de calor por convección del interior del tubo absorbedor hacia el fluido.

En los sistemas de concentración solar, un parámetro muy importante es la eficiencia óptica, para este estudio está determinada por la ecuación 6.

$$\eta_o = \rho\tau\alpha\gamma\left(1 - X_g \tan(\theta)\right)\cos(\theta) \tag{6}$$

donde ρ es la reflectividad de la lámina reflectora, τ es la transmisividad del tubo de vidrio, α es la absortividad del tubo absorbedor, γ es el factor de intercepción, X_g es el factor geométrico del colector y θ es el ángulo de incidencia de los rayos solares. La definición de razón de concentración es una razón de concentración de área, la razón del área de apertura sobre el área del absorbedor, y se define por la ecuación 7.

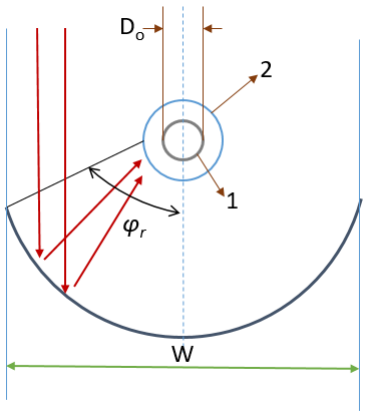


Figura 29. Razón de concentración.

$$C = \frac{\text{Área efectiva de apertura}}{\text{Área del tubo absorbedor}} = \frac{(W - D_o)L}{\pi D_o} = \frac{(W - D_o)L}{\pi D_o} \tag{7}$$

donde:

- W es el ancho efectivo de la superficie reflectora.
- D_o es el diámetro externo del tubo absorbedor.
- L es la longitud del sistema.
- ϕ_r es el ángulo de apertura.

Dentro de las consideraciones que se tomaron en cuenta para el análisis térmico del concentrador solar, el flujo del fluido se considera monofásico y las perdidas por conducción a través de los soportes se estiman despreciables ya que se suponen aislados del tubo absorbedor.

Para estimar las pérdidas de transferencia de calor por convección y radiación en el absorbedor, se debe hallar el coeficiente global de pérdidas térmicas U_l estimado en función de las pérdidas por convección y radiación. En la Figura 30 se aplica un balance de energía en un diferencial dx del tubo absorbedor, a una distancia x de la entrada dando como resultado la ecuación 8 en estado estable.

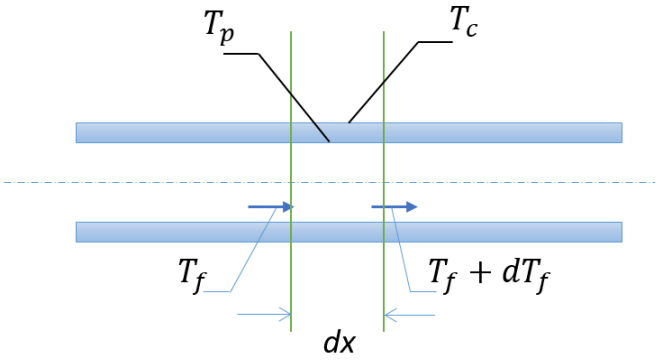


Figura 30. Análisis diferencial de la transferencia de calor entre el interior del tubo absorbedor y el fluido de trabajo

$$dq_u = [I_b r_b (W - D_o)\rho\gamma(\sigma\alpha)_b + I_b r_b D_o \rho\gamma(\sigma\alpha)_b - U_l \pi D_o (T_{it} - T_a)]dx \quad (8)$$

donde:

- dq_u es la tasa de ganancia de calor útil para una longitud dx,

- $(\sigma\alpha)_b$ valor promedio del producto de la transmisividad por la absortividad de para la radiación directa,

El primer término de la ecuación 8 representa la radiación absorbida por el absorbedor, el segundo término la radiación directa incidente sobre el plano de apertura del concentrador y el tercer término representa las perdidas por convección y por radiación.

La energía absorbida por el tubo absorbedor está dada por

$$S = I_b r_b \rho \gamma (\sigma\alpha)_b + I_b r_b \frac{D_o}{W - D_o} \tag{9}$$

Sustituyendo en la ecuación 8,

$$dq_u = \left[S - \frac{U_l}{C}(T_{it} - T_a) \right](W - D_o)dx \tag{10}$$

Tomando como referencia el fluido de trabajo, la ganancia de expresa como:

$$dq_u = h_f \pi D_i (T_{it} - T_f)dx \tag{11}$$

$$dq_u = \dot{m} C_p dT_f \tag{12}$$

donde:

- h_f es el coeficiente de transferencia de calor en la superficie interna del tubo,
- T_f es la temperatura puntual del fluido.

Combinando las ecuaciones 10 y 11 y eliminando T_{it} resulta,

$$dq_u = F' \left[S - \frac{U_l}{C}(T_{it} - T_a) \right](W - D_o)dx \tag{13}$$

donde F' es el factor de eficiencia del colector, que es esencialmente constante para cualquier colector dado y se define como la relación entre la potencia real del colector térmico y la potencia

de un colector ideal cuya temperatura del absorbedor es igual a la temperatura del fluido, está dado por la ecuación 14.

$$F' = \frac{1}{U_l\left[\frac{1}{U_l} + \frac{D_o}{D_i h_f}\right]} \tag{14}$$

combinando las ecuaciones 12 y 13 se obtiene la ecuación diferencial:

$$\frac{dT_f}{dx} = \frac{F'\pi D_o U_l}{\dot{m}C_p}\left[\frac{CS}{U_l} - (T_f - Ta)\right] \tag{15}$$

Integrando y usando las condiciones iniciales $x = 0$, $T_f = T_{fi}$ se obtiene la distribución de temperatura.

$$\frac{\left(\frac{CS}{Ul} + T_a\right) - T_f}{\left(\frac{CS}{Ul} + T_a\right) - T_{fi}} = exp\left\{-\frac{F'\pi D_o U_l x}{\dot{m}C_p}\right\} \tag{16}$$

La temperatura de salida del fluido se obtiene estableciendo $T_f = T_{fo}$ y $x = L$ en la ecuación 16. Haciendo esta sustitución y restando un 1 de ambos lados, se obtiene:

$$\frac{(T_{fo} - T_{fi})}{\frac{CS}{U_l} + T_a - T_{fi}} = 1 - exp\left\{-\frac{F'\pi D_o U_l L}{\dot{m}C_p}\right\} \tag{17}$$

Por lo tanto, la tasa de ganancia de calor útil es:

$$\begin{aligned} q_u &= \dot{m}C_p(T_{fo} - T_{fi}) = \dot{m}C_p\left[\frac{CS}{U_l} + T_a - T_{fi}\right]\left[1 - exp\left\{-\frac{F'\pi D_o U_l L}{\dot{m}C_p}\right\}\right] \\ &= F_R(W - D_o)L\left[S - \frac{U_l}{C}(T_{fi} - T_a)\right] \end{aligned} \tag{18}$$

donde F_R es el factor de remoción de calor, que se define como la relación entre la transferencia de calor real y la máxima transferencia de calor posible a través del colector, se expresa por

$$F_R = \frac{\dot{m}C_p}{\pi D_o L U_l}\left[1 - exp\left\{-\frac{F'\pi D_o U_l L}{\dot{m}C_p}\right\}\right] \tag{19}$$

$$\frac{q_l}{L} = h_{p-c}(T_{pm} - T_v)\pi D_o + \frac{\sigma\pi D_o({T_{pm}}^4 - {T_v}^4)}{\left[\frac{1}{\epsilon_p} + \frac{D_o}{D_{ci}}\left(\frac{1}{\epsilon_c} - 1\right)\right]} \tag{20}$$

$$\frac{q_l}{L} = h_w(T_v - T_a)\pi D_{co} + \sigma\pi D_{co}\epsilon_c({T_v}^4 - {T_{sky}}^4) \tag{21}$$

donde:

- $\frac{q_l}{L}$ es la tasa de pérdida de calor por unidad de longitud,
- h_{p-c} coeficiente de transferencia de calor por radiación entre el tubo absorbedor y el tubo de vidrio,
- T_{pm} temperatura promedio del tubo absorbedor,
- σ constante de Stefan-Bolzman,
- h_w coeficiente de transferencia de calor por convección sobre la superficie exterior del tubo de vidrio

2.3.1. Mecanismos de transferencia de calor

En este estudio se analizaron los mecanismos de transferencia de calor por conducción, convección y radiación entre los componentes que integran el sistema y el medio que rodea a dicho sistema.

Conducción

La conducción es la transferencia de energía de las partículas más energéticas de una sustancia hacia las adyacentes menos energéticas, como resultado de interacciones entre esas partículas. La razón de la conducción de calor a través de una capa plana es proporcional a la diferencia de temperatura a través de ésta y al área de transferencia de calor, pero es inversamente proporcional al espesor de esa capa:

$$\dot{Q}_{cond} = kA\frac{T_1 - T_2}{\Delta x} = -kA\frac{\Delta T}{\Delta x} \tag{22}$$

donde la constante de proporcionalidad k es la conductividad térmica del material, que es una medida de la capacidad de un material para conducir calor. En el caso límite de $\Delta x \to 0$, la

ecuación 2.3.1 se reduce a la forma diferencial

$$\dot{Q}_{cond} = -kA\frac{dT}{dx} \tag{23}$$

la cual se conoce como ley de la conducción del calor de Fourier en una dimensión.

Convección

La convección es el modo de transferencia de energía entre una superficie sólida y el líquido o gas adyacente que está en movimiento y comprende los efectos combinados de la conducción y el movimiento de fluidos. Entre más rápido es el movimiento de un fluido, mayor es la transferencia de calor por convección. A pesar de la complejidad de la convección, se observa que la rapidez de la transferencia de calor por convección es proporcional a la diferencia de temperatura y se expresa en forma conveniente por la ley del enfriamiento de Newton.

$$\dot{Q}_{conv} = hA_s(T_s - T_\infty) \tag{24}$$

donde h es el coeficiente de transferencia de calor por convección, A_s es el área superficial a través de la cual tiene lugar la transferencia de calor por convección, T_s es la temperatura de la superficie y T_∞ es la temperatura del fluido suficientemente alejado de esta superficie. Note que en la superficie la temperatura del fluido es igual a la del sólido. El coeficiente de transferencia de calor por convección h no es una propiedad del fluido. Es un parámetro que se determina en forma experimental y cuyo valor depende de todas las variables que influyen sobre la convección, como la configuración geométrica de la superficie, la naturaleza del movimiento del fluido, las propiedades de éste y la velocidad masiva del mismo.

Radiación

La radiación es la energía emitida 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 interventor. De hecho, la transferencia de calor por radiación es la más rápida (a la velocidad de la luz) y no sufre atenuación en un vacío. Ésta es la manera en la que la energía del Sol llega a la Tierra.

La razón máxima de la radiación que se puede emitir desde una superficie a una temperatura

termodinámica T_s es expresada por la ley de Stefan- Boltzmann en la ecuación 2.3.1.

$$\dot{Q}_{emitida,mx} = \sigma A_s {T_s}^4 \tag{25}$$

La superficie idealizada que emite radiación a esta razón máxima se llama cuerpo negro y la radiación emitida por éste es la radiación del cuerpo negro. La radiación emitida por todas las superficies reales es menor que la emitida por un cuerpo negro a la misma temperatura y se expresa en la ecuación 2.3.1,

$$\dot{Q}_{emitida} = \varepsilon \sigma A_s {T_s}^4 \tag{26}$$

en donde ε es la emisividad de la superficie. La emisividad cuyo valor está en el intervalo $0 \leq \varepsilon \leq 1$, es una medida de cuán próxima está una superficie de ser un cuerpo negro, para el cual $\varepsilon = 1$.

Otra importante propiedad relativa a la radiación de una superficie es su absortividad α, la cual es la fracción de la energía de radiación incidente sobre una superficie que es absorbida por ésta. Como la emisividad, su valor está en el intervalo $0 \leq \alpha \leq 1$. Un cuerpo negro absorbe toda la radiación incidente sobre él. Es decir, un cuerpo negro es un absorbente perfecto ($\alpha = 1$) del mismo modo que es un emisor perfecto.

En general, tanto ε como a de una superficie dependen de la temperatura y de la longitud de onda de la radiación. La ley de Kirchhoff de la radiación afirma que la emisividad y la absortividad de una superficie a una temperatura y longitud de onda dadas son iguales.

Cuando una superficie de emisividad ε y área superficial A_s, a una temperatura termodinámica T_s, está por completo encerrada por una superficie mucho más grande (o negra), a una temperatura termodinámica T_{alred}, y separada por un gas (como el aire) que no interfiere con la radiación, la razón neta de la transferencia de calor por radiación entre estas dos superficies se da por la ecuación 2.3.1,

$$\dot{Q}_{rad} = \varepsilon \sigma A_s (T_s^4 - T_{alred}^4) \tag{27}$$

2.3.2. Coeficientes de transferencia de calor

El coeficiente de transferencia de calor por convección entre el tubo de vidrio y el ambiente se estimó mediante la siguiente expresión:

$$h_{cva} = Nu_{cva}\frac{k_a}{D_{ev}} \tag{28}$$

donde h_{cva} es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre el tubo de vidrio y el ambiente, Nu_{cva} es el número de Nusselt que representa el mejoramiento de la transferencia de calor a través de una capa de fluido como resultado de la convección en relación con la conducción a través de la misma capa, ya que su origen proviene de la división del flujo de calor por convección entre el flujo de calor por conducción. Para la estimación de este número se tomó la correlación de Zukauskas ya que se encontró que es muy usada en la literatura en situaciones similares a la del presente estudio.

$$Nu_{cva} = C_z \cdot Re_{ae}^{m_z} Pr_{ae}^{n_z} \cdot \frac{Pr_{ae}}{Pr_v}^{(1.5)}; \tag{29}$$

Donde k_a es la conductividad térmica del aire exterior y D_{ev} es le diámetro exterior del tubo de vidrio. (Zukauskas (1987)). El coeficiente de transferencia de calor por radiación entre el tubo de vidrio y el cielo se calculó mediante:

$$h_{rvs} = \varepsilon_g \sigma (T_v^4 - T_s^4); \tag{30}$$

donde h_{rvs} es el coeficiente de calor por radiación entre el tubo de vidrio y el cielo ε_g es la emisividad del vidrio.

Para estimar el coeficiente de transferencia de calor por convección entre el tubo formado por la celdas fotovoltaicas, se utilizó una variante de la correlación de Raithby y Hollands específica para cilindros concéntricos.

$$h_{ccv} = 2.425\frac{k_{ai}}{(\pi D_{ec})\left[1+\left(\frac{D_{ec}}{D_{iv}}\right)^{(0.6)}\right]^{(1.25)}\left[\frac{Pr_{ai}Ra_{Dec}}{(0.861+Pr_{ai})}\right]^{(0.25)}} \tag{31}$$

Donde h_{ccv} es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre el tubo formado por la celdas fotovoltaicas y el tubo de vidrio, k_{ai} es la conductividad térmica del aire contenido entre el tubo de vidrio y las celdas fotovoltaicas, D_{ec} es el diámetro exterior del tubo formado con las celdas fotovoltaicas, D_{iv} es el diámetro interior del tubo de vidrio, Pr_{ai} es el número de Prandtl y Ra_{Dec} es el número de Rayleigh.

El coeficiente de transferencia de calor por radiación entre el tubo formado por las celdas fotovoltaicas y el tubo de vidrio se calculó a partir de la siguiente expresión:

$$h_{rcv} = \frac{\sigma\left(T_c^2 + T_v^2\right)(T_c + T_v)}{\frac{1}{\varepsilon_c} + \frac{1-\varepsilon_g}{\varepsilon_g}\frac{D_{ec}}{D_{iv}}} \tag{32}$$

donde σ, es la constante de Stefan-Boltzmann, T_c es la temperatura en las celdas, T_v es la temperatura en el tubo de vidrio, ε_c es la emisividad de las celdas.

El coeficiente de transferencia de calor por convección entre el tubo absorbedor y el fluido de trabajo se obtuvo a partir de la siguiente expresión:

$$h_{ctf} = \frac{Nus_{Dit} k_f}{D_{it}} \tag{33}$$

donde h_{ctf} es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre el tubo absorbedor y el fluido de trabajo, Nus_{Dit} es el número de Nusselt definido a través de la correlación de Gnielinski, k_f es la conductividad térmica del fluido y D_{it} es el diámetro interno del tubo absorbedor.

El numero de Nusselt, en este caso se estimo tomando como referencia la correlación de Gnielinski, (Gilman et al. (2009)),

$$Nus_{D_{it}} = \frac{f_{D_{it}}/(8 \cdot (Re_{D_{it}} - 1000) \cdot Pr_f)}{1 + 12.7\sqrt{f_{D_{it}}/8} \cdot (Pr_f^{2/3} - 1)} \left(\frac{Pr_f}{Pr_{T_{it}}}\right)^{0.11} \tag{34}$$

2.3.3. Balance global de energía

Para determinar la temperatura de cada uno de los nodos de la Figura 28, se aplicó un balance general de energía en cada uno de ellos, resultando el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$q_{cva} + q_{rvs} = q_{ccv} + q_{rcv} \tag{35}$$

$$S = q_{kc} + q_{ccv} + q_{rcv} + P_{PV} \tag{36}$$

$$q_{kc} = q_{kt} \tag{37}$$

$$q_{kt} = q_u \tag{38}$$

donde q_{cva} es el flujo de calor por convección entre el tubo de vidrio y el ambiente, q_{rvs} es el flujo de calor por radiación entre el tubo de vidrio y el cielo, q_{ccv} es el flujo de calor por convección entre el tubo de celdas y el tubo de vidrio, q_{rcv} es el flujo de calor por radiación entre el tubo de celdas fotovoltaicas y el tubo de vidrio, S es la radiación solar absorbida, q_{kc} es el flujo de calor por conducción a través de las celdas fotovoltaicas, P_{PV} es el potencial eléctrico generado por las celdas fotovoltaicas, q_{kt} es el flujo de calor por conducción a través del tubo absorbedor y q_u es el flujo de calor útil.

2.3.4. Filtro fotoluminiscente

Dado que las celdas fotovoltaicas generalmente están expuestas a temperaturas que van desde 15°C (288 K) a 50°C (323 K) (Sze (1981); Carullo y Vallan (2012)) en aplicaciones terrestres e incluso más altas temperaturas en el espacio y los sistemas concentradores (Geoffrey Landis y Rafaelle (2004); Andò et al. (2015)), diferentes autores han reportado la dependencia del comportamiento de las celdas fotovoltaicas con la temperatura y han definido diferentes parámetros para cuantificar los efectos de la temperatura. Los parámetros dignos de mención son aquellos que han sido adoptados por los fabricantes para definir las características y el rendimiento de las células fotovoltaicas comerciales. Entre estos parámetros, la eficiencia eléctrica de la celda/módulo $\eta_{T_{ref}}$ y el coeficiente de temperatura β_{ref} a una temperatura de referencia T_{ref} son los más preferidos porque se pueden obtener de Pruebas de flash en las que la salida eléctrica del módulo se mide a dos temperaturas diferentes para un flujo de radiación solar dado obtenidas por Hart (1982). En particular, β_{ref} no solo depende del material PV sino también de T_{ref}, como se muestra en 39.

$$\beta_{ref} = \frac{1}{T_0 - T_{ref}}. \tag{39}$$

donde T_0 es la temperatura a la cual la eficiencia eléctrica del módulo/célula fotovoltaica cae a cero (Garg y Agarwal (1995)). Para celdas fotovoltaicas de Si cristalino, T_0 = 270°C Evans y Florschuetz (1978). Usando 39, el efecto neto de la temperatura en la eficiencia de conversión de la celda fotovoltaica η_c se puede obtener 40 como Zondag (2008).

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}} \left[1 - \beta_{ref} \left(T_c - T_{ref}\right) + \gamma \log_{10} G_T\right]. \tag{40}$$

Aquí, T_c es la temperatura de funcionamiento de la celda fotovoltaica, γ es el coeficiente de radiación solar y G_T es el flujo de radiación solar (irradiancia) expresado en W/m^2. β_{ref} y γ son propiedades de los materiales con valores para las celdas fotovoltaicas cristalinas de alrededor de $0.004K^{-1}$ y 0.12, respectivamente Notton et al. (2005). Sin embargo, como lo explica Evans Evans (1981), el término $\gamma \log_{10} G_T$ puede tomarse como cero para derivar 41. Esta ecuación representa la expresión lineal tradicional dependiente de la temperatura para la eficiencia eléctrica fotovoltaica (Evans y Florschuetz (1977)).

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}} \left[1 - \beta_{ref} \left(T_c - T_{ref}\right)\right]. \tag{41}$$

De manera similar, la potencia de salida eléctrica (P) de un módulo fotovoltaico se puede obtener usando 42. La ecuación es una ecuación lineal dependiente de la temperatura donde τ_{PV} es la transmitancia de la capa exterior de las celdas fotovoltaicas y A es el área de superficie de apertura del módulo fotovoltaico.

$$P = G_T \tau_{PV} \eta_{T_{ref}} A \left[1 - 0.0045 \left(T_c - 25\right)\right] \tag{42}$$

Una vez que el espectro irradiado incide sobre un material absorbente, el perfil de absorbancia se puede obtener usando la relación $\chi(\lambda) = 1/\exp^{d\alpha(\lambda)}$, donde d es el ancho del material y $\alpha(\lambda)$ es el coeficiente de absorbancia dado por 43. Aquí, k_j es el coeficiente de extinción obtenido del índice de refracción del complejo material que depende de λ. De manera similar, los espectros de Fotoluminiscencia (PL) de un material se pueden obtener utilizando la relación de Van Roosbroeck Shockley de no equilibrio modificada dada por 44 (Bhattacharya et al. (2012)).

$$\alpha(\lambda) = \frac{4\pi k_i}{\lambda} \tag{43}$$

$$\Im(\hbar\omega) = \frac{n^2 \left[\hbar\omega\right] ri}{\pi^2 \hbar^3 c^2} \alpha(\hbar\omega) \frac{f_c(1 - f_v)}{f_v - f_c} \tag{44}$$

donde:

- $\hbar\omega$ es la energía del fotón,
- n es el índice de refracción,
- $f_c = [(\exp(E_c - E_{Fc})/k_BT) + 1]^{-1}$ es la distribución de Fermi Dirac que representa las probabilidades de que los estados de la banda de conducción estén ocupados,
- $(1 - f_v) = [(\exp(E_{Fv})/k_BT) + 1]^{-1}$ denota las probabilidades de que los estados de la banda de valencia estén vacíos,
- E_c y E_v son la parte superior de las bandas de conducción y valencia, respectivamente,
- E_{Fc} y E_{Fv} denotan sus correspondientes cuasi energías de Fermi.

Por lo tanto, al calcular el perfil de absorbancia y los espectros de PL, se pueden diseñar filtros fotoluminiscentes de modo que las propiedades del material se ajusten para absorber y retransmitir la luz solar centrada en las longitudes de onda deseadas.

2.4. Metodología de solución

Para obtener la solución del sistema de ecuaciones se utilizó el software Matlab, donde se desarrolló un código iterativo para encontrar los valores de las temperaturas en los cinco nodos propuestos en el modelo del sistema. Además de otros resultados importantes como la eficiencia del sistema, potencial eléctrico producido y el calor útil. En el diagrama de flujo de la Figura 31 se muestra el proceso que desarrolla el código para dar con la solución.

Para optimizar el tiempo de simulación se usó la función de Matlab ***fsolve***. Lo atractivo de esta función es el tiempo que tarda en encontrar la convergencia, comparado con la programación de un método numérico como el de bisección por ejemplo. Fsolve usa el método Levenberg-Marquardt que es una combinación del algoritmo Gauss-Newton y la búsqueda óptima de la pendiente de convergencia. En la Figura 32 se muestra la información que se necesita para que se use la función ***fsolve***.

Los siguientes pasos describen de forma general el código computacional desarrollado para obtener las variables de salida, partiendo de los parámetros de entrada.

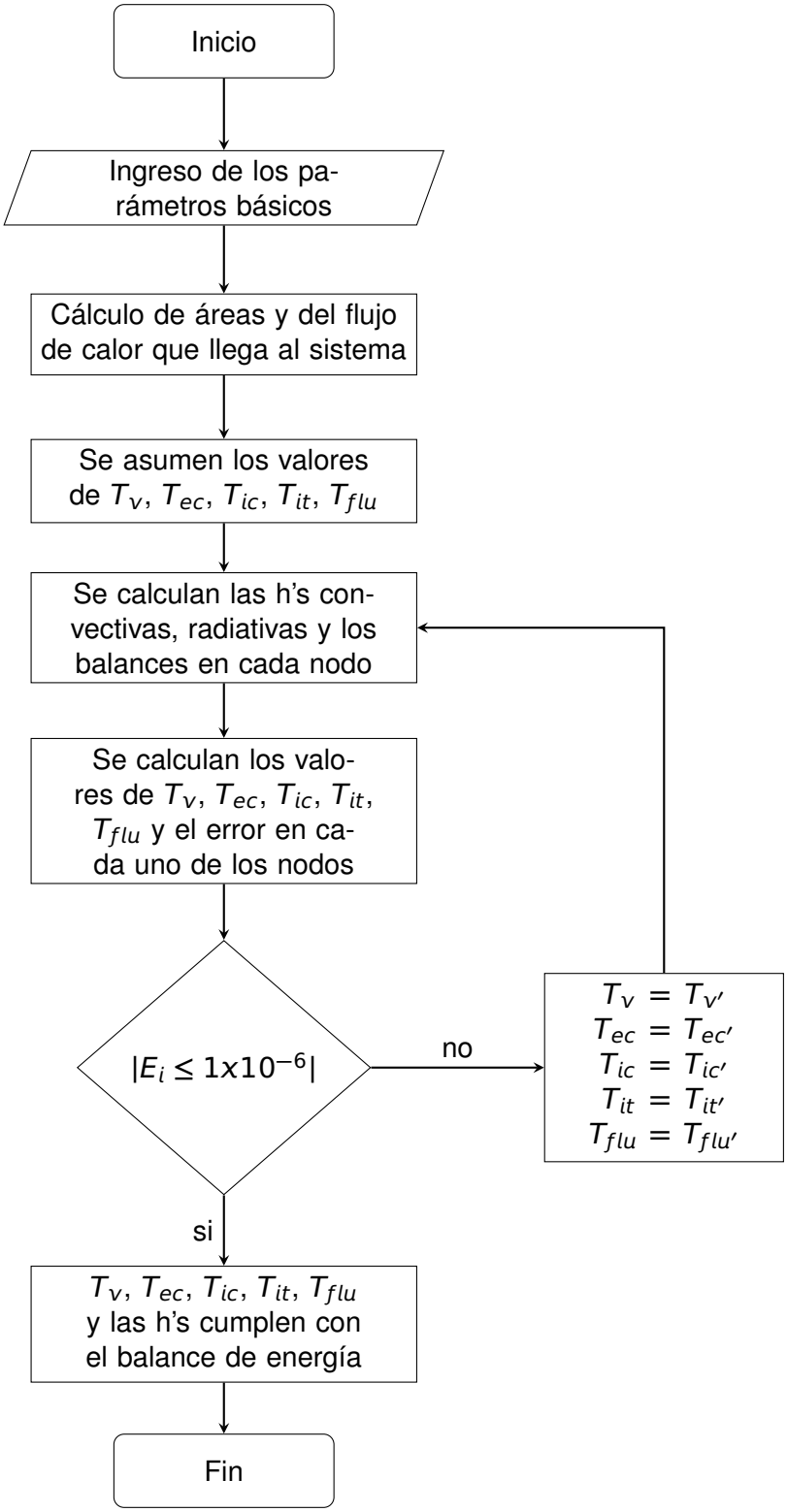


Figura 31. Secuencia que desarrolla el software Matlab para realizar la simulación y calcular las temperaturas de interés.

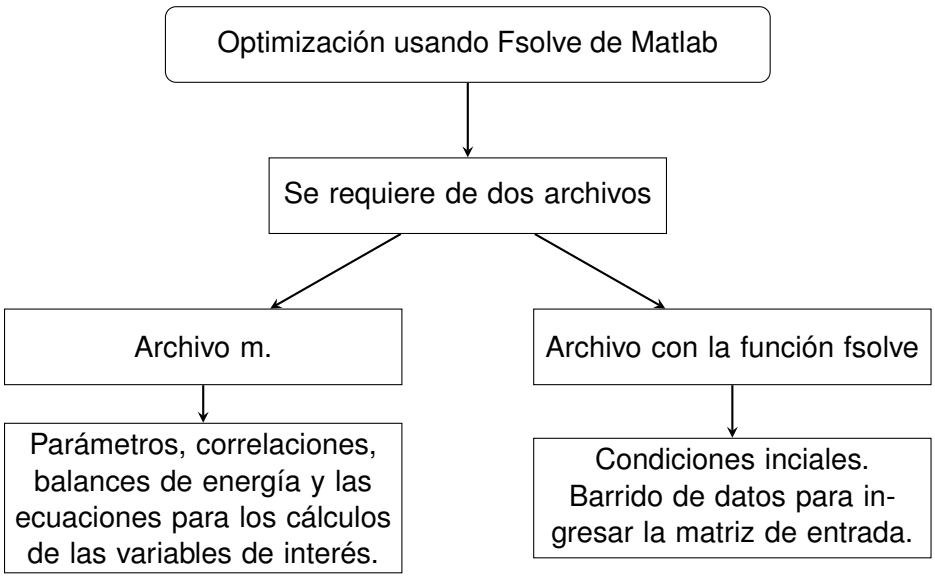


Figura 32. Elementos que deben contener los archivos para ejecutar la simulación con fsolve de Matlab..

1. Se establecen los valores para los parámetros de entrada: irradiación solar, temperatura ambiente, temperatura de entrada del fluido y el valor para el flujo del fluido de trabajo.
2. Se proporciona un vector para establecer los valores iniciales de las temperaturas de interés.
3. Se calculan las áreas necesarias con las dimensiones de los elementos que conforman el sistema: diámetro y longitud de los tubos absorbedor y de vidrio, además el largo y ancho de la superficie reflectora.
4. Cálculo de la eficiencia óptica partiendo de los parámetros ópticos de la superficie reflectora.
5. Se calculan los coeficientes de transferencia de calor por radiación y convección, partiendo de la estimación de los temperaturas, cálculo de parámetros y correlaciones necesarias.
6. Se calculan los flujos de calor de interés.
7. Se calcula el coeficiente global de pérdidas de energía.
8. Se establecen los balances de energía que se deben cumplir de acuerdo al modelo establecido.
9. Se calculan las eficiencias del sistema.

2.5. Simulación numérica del modelo

Para analizar el sistema híbrido, una vez obtenido el modelo matemático descrito en el capítulo anterior. Es importante realizar simulaciones numéricas para poder analizar las variables de salida

como son: temperaturas en cada uno de los nodos; tubo de vidrio, tubo absorbedor, en el fluido, el calor útil, la eficiencia térmica y los flujos de radiación.

2.6. Validación de modelo térmico

Para la validación del modelo térmico desarrollado en el presente estudio se tomó el trabajo publicado por Behar et al. (2015), donde los autores hacen referencia a los trabajos desarrollados por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) por las siglas en inglés de "National Renewable Energy Laboratory" (Forristall (2003)), el cual reporta resultados de simulación obtenidos con el software Engineering Equation Solver (EES) y por el Laboratorio Nacional Sandia (SNL) por las siglas en inglés de "National Laboratory Sandia" (Dudley (1994)), donde se reportan resultados experimentales.

En la tabla 2 se muestran los datos de entrada reportados por el SNL, con los cuales se desarrollaron las pruebas experimentales, mismos datos de entrada son utilizados por el NREL y Behar et al. (2015).

Tabla 2. Datos de entrada para realizar las simulaciones.

Caso	Radiación directa W/m^2	Vel. viento m/s	T ambiente °C	T entrada del fluido °C	Caudal l/min
1	933.7	2.6	21.2	102.2	47.7
2	968.2	3.7	22.4	151	47.8
3	982.3	2.5	24.3	197.5	49.1
4	909.5	3.3	26.2	250.7	54.7
5	937.9	1	28.8	297.8	55.5
6	880.6	2.9	27.5	299	55.6
7	903.2	4.2	31.1	355.9	56.3

Los parámetros de diseño del módulo LS-2 son reportados en la tabla 3, tales valores son utilizados por el NREL en su código en ESS y por el modelo desarrollado por Behar et al. (2015). En la figura 33 se muestra el módulo del colector sobre la plataforma rotativa AZTRAK. Este módulo ha sido empleado para investigar los efectos de varias condiciones sobre el rendimiento del PTC con el propósito de optimizar costos de manufactura y operación de plantas solares térmicas de potencia. A pesar de las limitaciones de la plataforma como es la longitud, con el objetivo de alcanzar las condiciones de operación de la planta SEGS VI, se introduce un tubo de 2 pulgadas de diámetro para restringir el diámetro del flujo.

Tabla 3. Datos de diseño del colector LS-2 probado por el Laboratorio Nacional Sandia.

Símbolo	Parámetro	SNL LS-2	Unidades
W	Ancho de la apertura del colector	5	m
L	Longitud del colector	7.8	m
ρ_c	Reflectancia del colector	0.935	-
F	Distancia focal	1.84	m
D_{et}	Diámetro exterior del tubo absorbente	0.070	m
D_{it}	Diámetro interior del tubo absorbente	0.066	m
D_{ev}	Diámetro exterior del tubo de vidrio	0.115	m
D_{iv}	Diámetro interior del tubo de vidrio	0.109	m
D_p	Diámetro del tubo insertado	0.0508	m
α_a	Absortividad del tubo absorbente	0.96	-
ϵ_g	Emisividad del vidrio	0.86	-
τ	Transmitancia del vidrio	0.95	-
α_g	Absortividad del vidrio	0.02	-
ρ_1	Sombreado sobre el tubo absorbente	0.974	-
ρ_2	Error de seguimiento twisting	0.994	-
ρ_3	Precisión geométrica del colector	0.98	-
ρ_4	Claridad del espejo	Reflectividad/ρ_c	-
ρ_5	Claridad del absorbedor	$(1+\rho_4)/2$	-
ρ_6	Factores varios	0.96	-

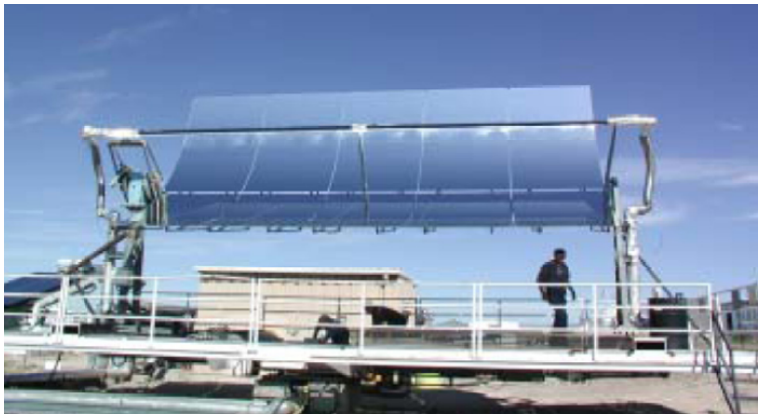


Figura 33. Modulo AZTRAK, Laboratorio Nacional Sandia.

Como fluido de trabajo se usa el aceite Syltherm 800 para realizar las pruebas de rendimiento del colector a diferentes temperaturas, un recubrimiento especial en el tubo absorbente denominado Cermet es utilizado y tiene una emisividad variante con respecto a la temperatura dada por:

$$\epsilon_t = 0.000327(T_{mabs}) - 0.065971 \tag{45}$$

donde

- T_{mabs} es la temperatura en el tubo absorbente.

La comparación de temperatura de salida del fluido se observan en la tabla 4. La figura 34a muestra las gráficas de la temperatura de entrada del fluido T_{if} y la temperatura de salida del fluido T_o reportadas por SNL, RNEL,Behar et al. (2015) y el modelo propuesto. Se observa una ganancia de temperatura constante con la temperatura de entrada, la razón es porque la radiación directa no tiene mayores variaciones ya que se mantiene entre 880 y 982 W/m^2.

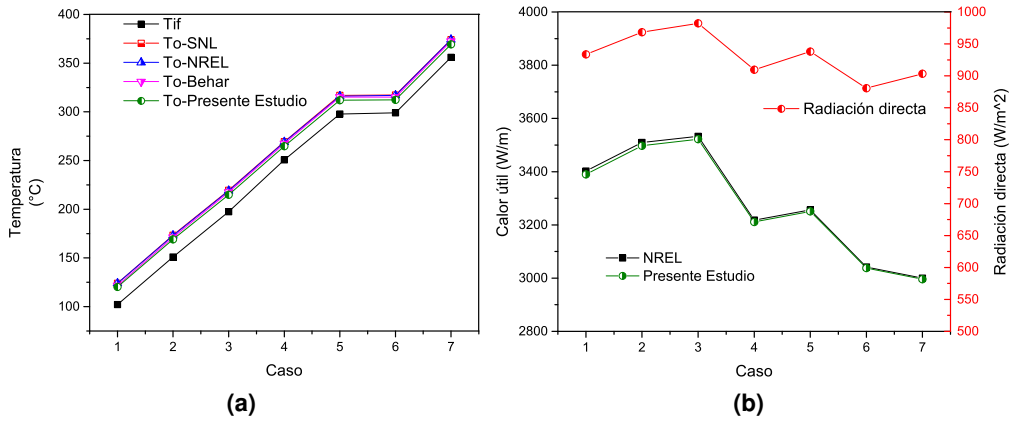


Figura 34. (a)Comparación entre temperatura de entrada, de salida (SNL, Behar, Modelo). (b) Comparación entre el calor útil reportado por el SNL y el modelo propuesto.

Tabla 4. Temperatura de salida reportada por distintos autores y el presente estudio.

Caso	Radiación W/m^2	T_{if} ℃	T_o-SNL ℃	T_o-RNEL ℃	T_o-Behar ℃	T_o-P. Estudio ℃
1	933.7	102.2	124	124	121.7	120.34
2	968.2	151	173.3	173	171.2	169.1
3	982.3	197.5	219.5	219	217.56	214.91
4	909.5	250.7	269.4	269	267.49	264.8
5	937.9	297.8	316.9	316	315.16	312.01
6	880.6	299	317.2	317	315.13	312.26
7	903.2	355.9	374	374	372.42	369.25

Los resultados de comparación del calor útil q_u obtenidos por el NREL y el modelo propuesto se muestran en la tabla 5 y las gráficas en la figura 34b. Hay una relación directa entre el calor útil y la radiación directa que inside en el concentrador, efecto que se observa en la figura 34b.

Tabla 5. Resultados de comparación de calor útil.

Caso	Radiación W/m^2	q_u-NREL W/m	q_u-P. Estudio W/m
1	933.7	3402	3390
2	968.2	3510	3497
3	982.3	3533	3522
4	909.5	3218	3211
5	937.9	3256	3251
6	880.6	3042	3038
7	903.2	3000	2996

Tabla 6. Resultados de comparación de eficiencia del colector.

Caso	η_c-NREL %	η_c-SNL %	η_c- P. Estudio %	η_c-Behar %
1	72.5	72.51	72.6	71.68
2	72.1	70.9	72.2	71.22
3	71.6	70.17	71.7	70.58
4	70.4	70.25	70.5	69.15
5	69.1	67.98	69.2	67.87
6	68.7	68.92	68.9	67.24
7	66.1	63.82	66.25	64.1

La comparativa de valores de eficiencia del colector de los resultados reportados se muestran en la tabla 6 y en la figura 35a se observan las gráficas. Se aprecia que los resultados del modelo propuesto y del NREL tienen una diferencia máxima porcentual del 3.8 %. Los flujos de pérdidas de calor por unidad de longitud se muestran en la tabla 7 y las gráficas se observan en la figura 35b, en esta figura se muestra la comparativa con el NREL.

De la comparación con los datos reportados en la literatura, en este caso el NREL, SNL y por Behar et al. (2015) con los resultados obtenidos por el presente estudio se obtuvo que para la temperatura de salida del fluido obtenida por el modelo propuesto, la diferencia máxima porcentual es del 2.9 %, en el calor útil la diferencia es de 3.7 % y en la eficiencia térmica la diferencia porcentual es del 3.8 %. Con estas diferencias se confirma la validación del modelo propuesto para estimar las temperaturas y los datos que se requieran para hacer el análisis del modelo a construir.

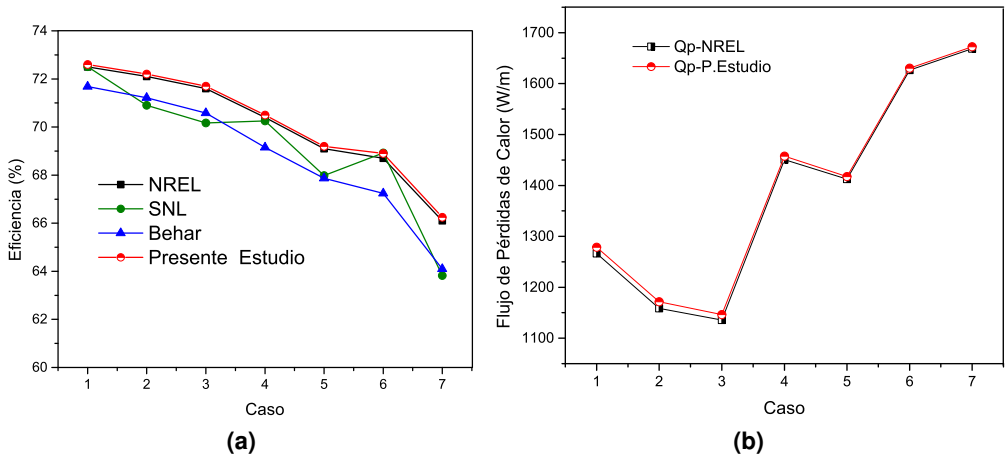


Figura 35. (a) Comparación de la eficiencia reportada por SNL, NREL, Behar et al. (2015). y por el modelo propuesto. (b) Flujo de pérdidas de calor reportadas por el NREL y el presente estudio.

Tabla 7. Resultados de comparación de flujos de pérdidas de calor entre el NREL y el presente estudio.

Caso	q_p-NREL W/m	q_p-P. Estudio W/m
1	1266.5	1278.5
2	1158.5	1171.5
3	1135.5	1146.5
4	1450.5	1457.5
5	1412.5	1417.5
6	1626.5	1630.5
7	1668.5	1672.5

2.7. Análisis numérico del filtro fotoluminiscente

Primeramente se establece la simulación de la eficiencia de conversión eléctrica respecto a temperatura de operación, para esto se comenzó con la aproximación lineal de la eficiencia de conversión esta dada por,

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}}\left[1-\beta_{ref}\left(T_c - T_{ref}\right)\right]. \tag{46}$$

Donde, T_c es la temperatura de funcionamiento de la celda fotovoltaica, T_{ref} es la temperatura de referencia, β_{ref} es el coeficiente de temperatura con valor para las celdas fotovoltaicas cristalinas de alrededor de $0.004K^{-1}$. En la tabla 8 se observan las características eléctricas para celdas típicas que serán tomados para establecer la caída de la eficiencia al incrementarse la

temperatura de operación.

Tabla 8. Características eléctricas de celdas típicas en condiciones (SCT) $1000W/m^2$ (AM 1.5G) a 25° C.

Tipo	Pmp (W)	Eff. (%)	V_{mp}(V)	I_{mp} (A)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)
G	3.34	21.8	0.574	5.83	0.682	6.24
H	3.38	22.1	0.577	5.87	0.684	6.26
I	3.40	22.3	0.581	5.90	0.686	6.27
J	3.42	22.5	0.582	5.93	0.687	6.28

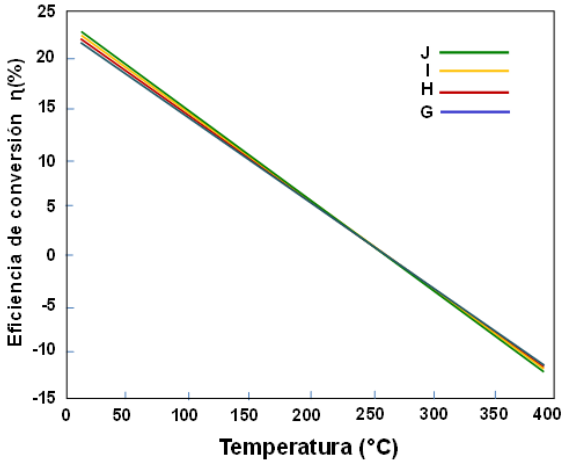


Figura 36. Eficiencia de conversión eléctrica vs temperatura de operación de la celda.

De la figura 36 se puede observar que para los cuatro tipos de celdas la eficiencia de conversión decae de manera lineal a medida que la temperatura de operación se incrementa. En el caso de la celda tipo J que tiene un eficiencia de 22.5 % a una temperatura de operación de 25 ℃, esta eficiencia decae a 16.94 % cuando la temperatura de operación se incrementa a 80 °C y a 14.91 % cuando la temperatura de operación se incrementa a 100°C. Existe una temperatura teórica de 270°C a la cual la eficiencia de conversión es cero.

Se usó la técnica de ”Enanchiamiento térmico de fotoluminiscencia“ o también llamada ”Conversión ascendente de longitud de onda“. Esta técnica consiste en colocar en la parte frontal de la celda solar un dispositivo o una capa de un material que absorba parte del espectro de incidencia solar que mas temperatura aporta (longitudes de onda menores a 500 nm) y las re-emita a longitudes de onda mayores de las de absorción (que aportan menor temperatura), reduciendo la temperatura de operación de la celda. La figura 37 muestra un diagrama esquemático de esta técnica.

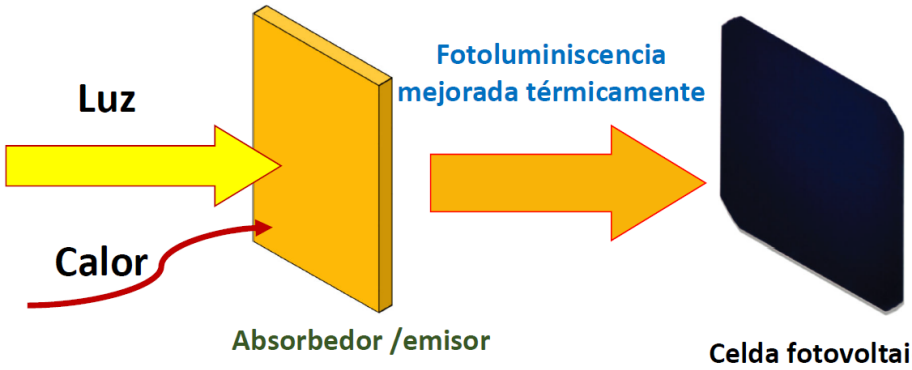


Figura 37. Diagrama esquemático del la técnica de Enanchiamiento térmico de Fotoluminiscencia.

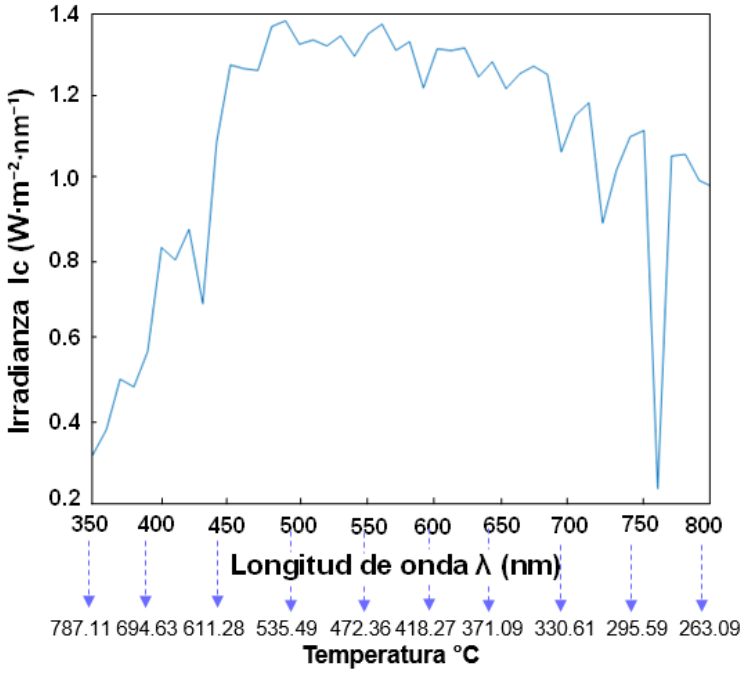


Figura 38. Temperaturas asignadas al espectro.

Con la aproximación de Wien y la relación con la ley de Planck, se pudo establecer a través de simulación, estableciendo una separación n de 10 nm, temperaturas para las distintas longitudes de onda y un promedio teórico de la temperatura que aportaría el espectro. El espectro a utilizar se estableció entre 350 y 800 nm de longitud de onda, (ver Figura 38). En la tabla 9 están contenidos los valores de temperatura asignados a cada 10 nm de longitud de onda. Para tener un valor de comparación, se obtuvo el promedio de temperatura que aportaría el espectro desde 350 hasta 800 nm, dando como resultado 471.82°C.

Se realizaron simulaciones para obtener el coeficiente de absorción de tres materiales candidatos para formar el filtro fotoluminiscente. En la figura 39 se muestran los coeficientes de absorción el Sulfuro de Cadmio (CdS), Telurio de Cadmio (CdTe) y del Seleniuro de Cadmio (CdSe),

Tabla 9. Valores de Temperaturas asignados a longitudes de onda del espectro AM 1.5.

λ (nm)	T (C)	λ (nm)	T (C)	λ (nm)	T (C)	λ (nm)	T (C)
350	787.11	470	578.53	590	426.77	710	323.82
360	766.15	480	565.13	600	418.27	720	311.84
370	749.01	490	550.63	610	408.50	730	307.29
380	724.62	500	535.49	620	339.17	740	301.90
390	706.55	510	522.03	630	388.98	750	295.59
400	694.63	520	508.63	640	380.68	760	264.96
410	673.21	530	496.35	650	371.09	770	282.05
420	655.94	540	483.30	660	363.29	780	276.04
430	631.52	550	472.36	670	355.44	790	269.12
440	624.66	560	461.30	680	347.25	800	263.09
450	611.28	570	449.26	690	336.65		
460	594.53	580	438.90	700	330.61		

normalizados con la forma del espectro del estándar AM 1.5G.

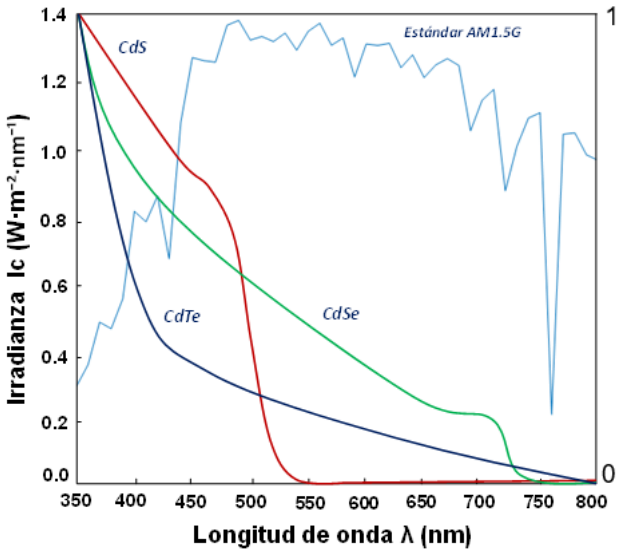


Figura 39. Forma de los coeficientes de absorción del CdS, CdTe y CdSe, normalizados sobre el espectro entre 350 y 800 nm.

Con los resultados obtenidos en la figura 39 es conveniente elegir al CdS como material para desarrollar el filtro fotoluminiscente, debido a que elimina en su totalidad una parte del espectro y parcialmente otra, en los rangos donde se aporta mayor temperatura. En la figura 40 se muestra el filtrado que idealmente este material realizaría del espectro AM 1.5G.

En la tabla 10, se observa en color rojo los valores de temperatura que son bloqueados por el filtro de CdS y en marrón los valores para los que se retira parcialmente. El promedio de temperatura para este caso es de 316.66°C. Lo que genera una reducción del 32.88 % con respecto al

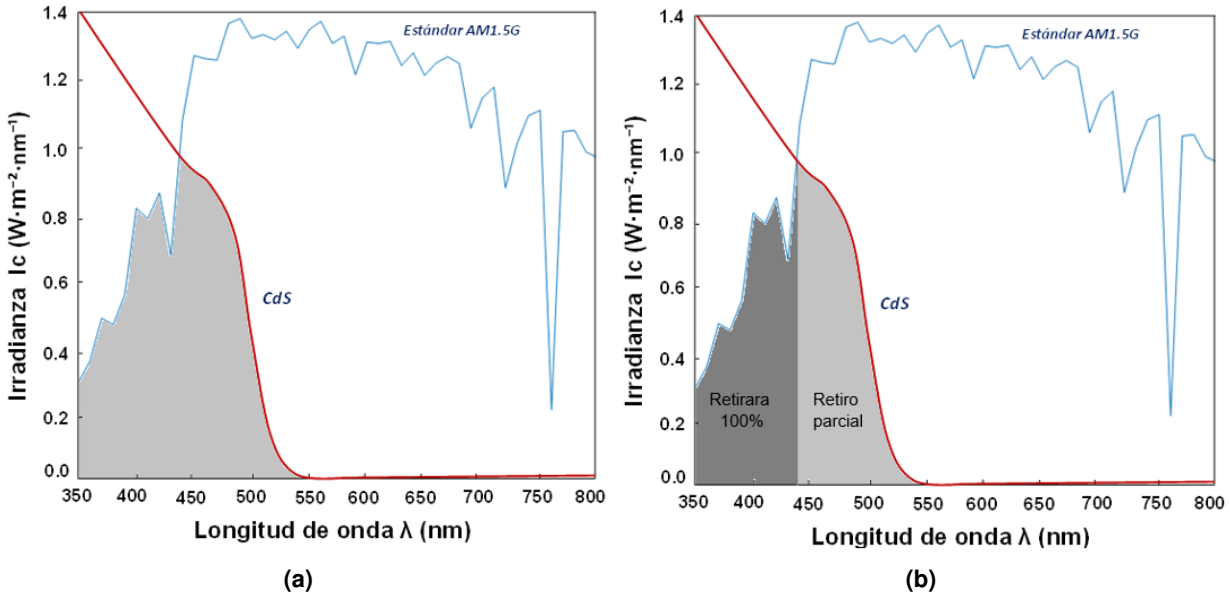


Figura 40. (a) Coeficiente de absorción del CdS normalizado sobre el espectro AM 1.5G. (b) Identificación de los intervalos de longitud de onda donde se retira el espectro al 100 % y donde se retira parcialmente.

Tabla 10. Valores de Temperaturas asignados a longitudes de onda del espectro AM 1.5 cuando se coloca el filtro de CdS.

λ (nm)	T (°C)	λ (nm)	T (°C)	λ (nm)	T (°C)	λ (nm)	T (°C)
350	0	470	557.37	590	426.77	710	323.82
360	0	480	545.26	600	418.27	720	311.84
370	0	490	539.00	610	408.50	730	307.29
380	0	500	529.01	620	339.17	740	301.90
390	0	510	519.18	630	388.98	750	295.59
400	0	520	506.80	640	380.68	760	264.96
410	0	530	495.24	650	371.09	770	282.05
420	0	540	482.87	660	363.29	780	276.04
430	0	550	472.36	670	355.44	790	269.12
440	0	560	461.30	680	347.25	800	263.09
450	581.21	570	449.26	690	336.65		
460	566.94	580	438.90	700	330.61		

valor cuando no se tiene el filtro de CdS.

En la figura 41 se observa el perfil de fotoluminiscencia del CdS, el cual esta centrado en los 600 nm, este perfil aportará un extra de temperatura con respecto al estándar AM 1.5, pero al mismo tiempo aporta mayos cantidad de energía en un ancho de banda que es aprovechado por la celdas fotovoltaicas para realizar la conversión de energía.

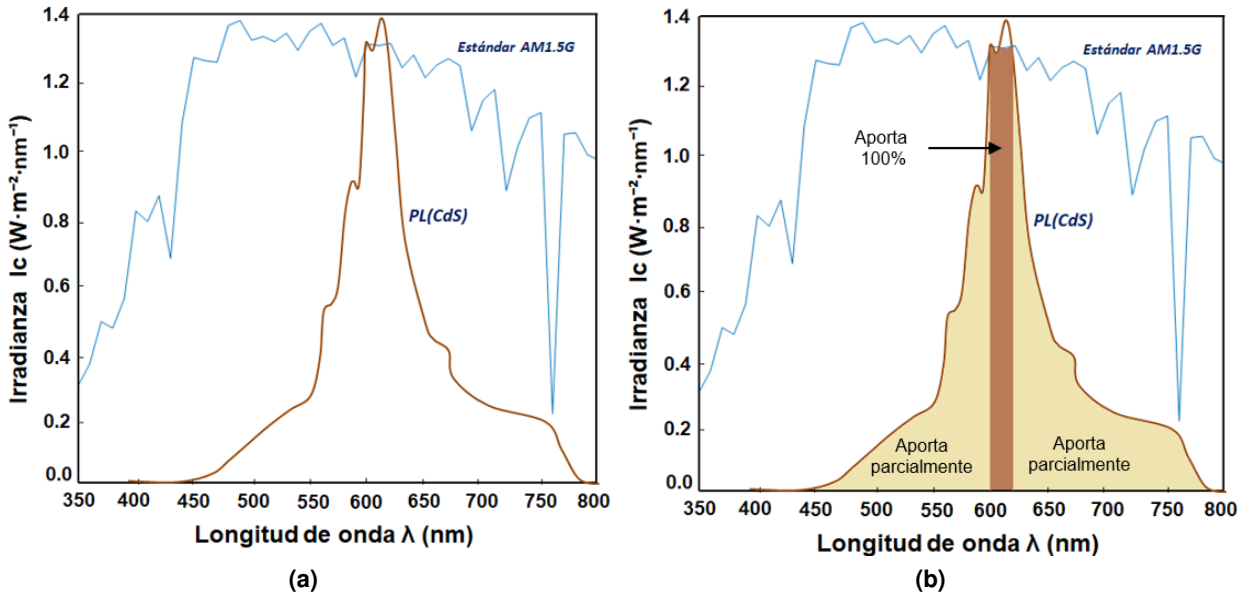


Figura 41. (a) Perfil de Fotoluminiscencia del CdS normalizado sobre el espectro AM 1.5G. (b) Identificación de los intervalos de longitud de onda donde el filtro CdS aporta al espectro al 100 % y donde se aporta parcialmente.

Capítulo 3. Instalación experimental

3.1. Instalación experimental

Se construyó el prototipo de un colector solar híbrido térmico fotovoltaico, el concentrador es de tipo cilindro parabólico, las celdas fotovoltaicas fueron colocadas sobre el tubo absorbedor. El sistema permitió medir el incremento de la temperatura del fluido de trabajo y la producción eléctrica de las celdas fotovoltaicas, bajo distintas condiciones de entrada. Para reducir el efecto del calentamiento sobre las celdas fotovoltaicas se implementó un filtro fotoluminiscente y se realizó experimentación con y sin este filtro para establecer su efectividad.

A continuación se muestra la descripción de la instalación experimental, se establecen las dimensiones del reflector y por ende el área efectiva. Asimismo se determinó el ángulo de apertura de la parábola, para establecer las dimensiones de las bases donde se forma el cilindro parabólico. También se establece el arreglo de celdas fotovoltaicas que fueron colocadas sobre el tubo absorbedor de radiación solar concentrada. Se incluye también la implementación del filtro fotoluminiscente de CdS que aportó a mitigar los efectos el calentamiento en las celdas fotovoltaicas.

3.2. Descripción de la instalación experimental

En la figura 42 se muestra una foto del prototipo construido donde se realizaron las pruebas experimentales, aquí se observan los dos elementos principales del sistema. La figura 42a muestra el concentrador de tipo cilindro parabólico, formado por el reflector en forma de parábola y el tubo absorbedor de radiación solar concentrada, la figura 42b muestra el arreglo de celdas fotovoltaicas en combinación con el filtro fotoluminiscente de CdS.

(a) **(b)**

Figura 42. (a) Concentrador de tipo Cilindro Parabólico. (b) Filtro fotoluminiscente de CdS.

3.2.1. Concentrador de cilindro parabólico

Un concentrador de tipo cilindro parabólico fue construido para enfocar la radiación solar concentrada hacia un tubo absorbedor. Las dimensiones y características de la parábola determinan las veces que, por así decirlo, se multiplicaron los rayos de energía en el tubo absorbedor, esto debido a la diferencia de áreas entre la superficie efectiva del concentrador de tipo cilindro parabólico y la superficie del tubo absorbedor. A esta característica se le llama razón de concentración. Debido a las dimensiones de los materiales disponibles para la construcción del reflector, no fue posible cubrir el 100 % de la superficie del tubo absorbedor. El ancho del haz producido por el prototipo fue de alrededor de 15.8 mm y fue suficiente para realizar las pruebas en las celdas fotovoltaicas ya que éstas tienen un ancho de 10mm.

Las dimensiones se establecieron de acuerdo a los materias disponibles. El tubo absorbedor se determinó de aluminio con un diámetro de 2.54 cm y longitud efectiva de 50 cm, en los extremos tiene rosca estándar para conexión de 1/2 pulgada. Además se le maquinó un canal sobre el tubo de aluminio de 10.84mm de ancho y 1.87mm de profundidad a lo largo de los 50 cm, donde fueron colocadas las celdas fotovoltaicas. En la figura 43 se observa el detalle del tubo absorbedor de aluminio.

Figura 43. Tubo absorbedor para el sistema de concentración.

Para mejorar la captación de energía se pintó el tubo absorbedor de color negro mate con pintura especial para alta temperatura, así mismo se coloco un tubo de vidrio de 8 cm de diámetro y 1 mm de espesor para reducir las pérdidas del tubo absorbedor y generar el efecto invernadero. En la figura 44 se muestran el tubo absorbedor y el tubo de vidrio.

Figura 44. Tubo absorbedor de aluminio con aplicación de pintura negra y tubo de vidrio acoplados a la estructura.

La lámina reflectora de aluminio tiene medidas de 50 cm de ancho por 114 cm de largo. La estructura para la colocación del tubo absorbedor y la lámina reflectora se construyó de madera, en la figura 45, se muestra la estructura donde se trazó la parábola para ubicar correctamente la lámina reflectora y los barrenos donde se ensambló el tubo absorbedor. También se hicieron canales en la estructura para sostener el tubo de vidrio, ver figura 44.

Figura 45. Estructura con la superficie reflectora.

Para realizar el seguimiento de la trayectoria solar se construyó una base donde se mantuvo un eje fijo y un eje variable. En la figura 46 se muestra la base construida que ayudó en la experimentación con la parte del seguimiento.

Las celdas fotovoltaicas que se usaron para acoplarse al tubo absorbedor fueron de la marca JSsolar modelo 2509 de 0.8 cm de ancho y 3 cm de largo. En la figura 47 se observa el acoplamiento entre el tubo absorbedor y las celdas fotovoltaicas. La celda solar usada fue un arreglo de la celda modelo 2509 de JSsolar que fue conectada para generar 12.5 V de V_{oc} y 20 mA de I_{sc}. La celda individual modelo 2509 tenía un ancho de 0.8 cm. y una longitud de 3 cm

Figura 46. Base para realizar el seguimiento solar en la experimentación.

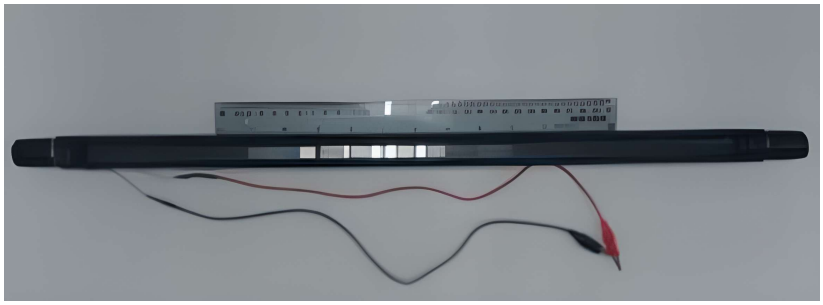


Figura 47. Acoplamiento de las celdas fotovoltaicas en el tubo absorbedor.

3.2.2. Implementación del filtro fotoluminiscente

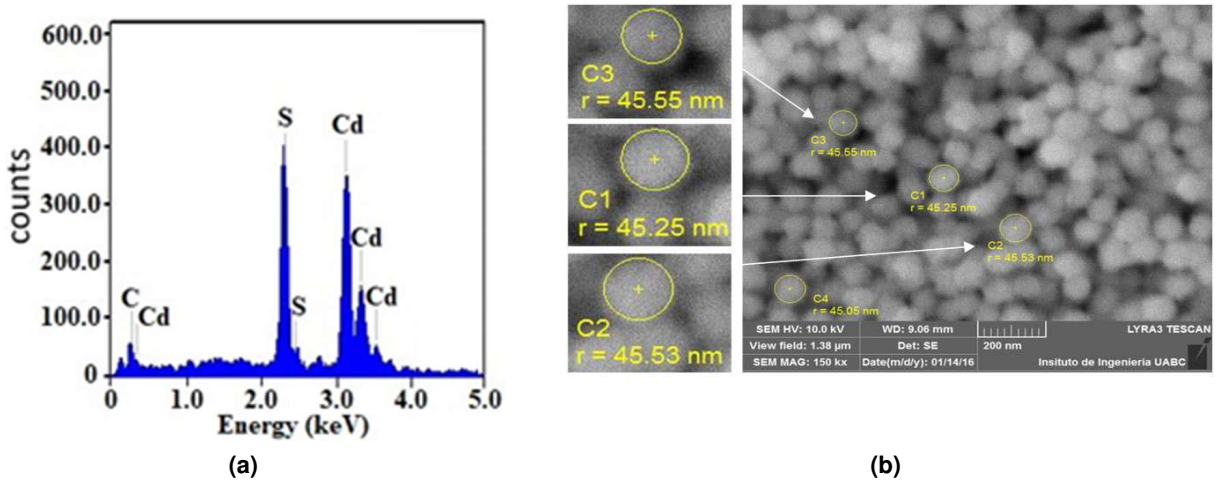
Se depositó una película delgada de QD de CdS en un sustrato de vidrio soda–lima para fabricar el filtro fotoluminiscente. Los QD de CdS se sintetizaron utilizando una técnica solvotérmica coloidal reportada por Li et al. (2007). Los QD se obtuvieron disolviendo los reactivos polivinilpirrolidona (PVP K30, PM=10.000), tiourea (TU) y nitrato de cadmio (Cd (NO3)2· 3H2O) en 350 mL de etilenglicol (EG) con agitación constante, hasta que la solución se volvió homogénea. La solución luego se calentó a 140°C bajo un vacío de 40 Torr durante 50 min.

Las nanopartículas de CdS se precipitaron con acetona en una proporción de 5:1 (solución coloidal:acetona) y se centrifugaron a 6,000 rpm durante 20 min. Las nanopartículas precipitadas se colocaron en un desecador a temperatura ambiente para secarlas por completo. Para identificar la morfología y la composición química elemental de los QD de CdS sintetizados, se utilizaron un

microscopio electrónico de barrido JEOL JSM-6010LA y un microscopio de emisión de campo Lyra3XMU de TESCAN para el análisis de imágenes y rayos X.

La figura 48a muestra los resultados de la espectroscopia de dispersión de energía (EDS) de los QD de CdS sintetizados en condiciones de vacío. El análisis EDS revela la presencia de picos S y Cd muy bien definidos en las esferas sintetizadas. Además, aparece un pico de carbono (C) muy pequeño, que se debe a trazas de compuestos orgánicos como EG o CO_2 absorbido del medio ambiente (Bhattacharya et al. (2012); Sekhar y Rao (2013)). La figura 48b muestra una imagen de microscopio electrónico de barrido (SEM) de los QD de CdS sintetizados. La imagen revela la formación de QD uniformes con tamaños de ∼ 45 nm según la barra de escala.

Estos tamaños QD uniformes se atribuyen a la pureza de las partículas sintetizadas dada por las temperaturas uniformes dentro de la cámara debido a la condición de vacío. La figura 49 muestra una imagen de microscopio electrónico de barrido (SEM) de los QD de CdS sintetizados. La imagen fue obtenida usando el SEM JEOL JSM-6010LA y revela la formación de QDs con tamaños de ∼ 45 nm según la barra de escala.



(a) **(b)**

Figura 48. Composición química elemental y morfología de los QD de CdS sintetizados: (a) EDS obtenido con un microscopio de emisión de campo Lyra3XMU, (b) SEM obtenido con un microscopio electrónico de barrido (SEM) JEOL JSM-6010LA.

Al depositar las QD de CdS en el vidrio de soda–lima, las nanoesferas secas se prepararon en una solución mezclando 50 % de QD de CdS, 40 % de EG y 10 % de IPA. El depósito se realizó mediante la técnica de spray pyrolysis. La figura 50 muestra las imágenes SEM de una y dos capas depositadas de CdS QD antes y después de 15 min de tratamiento térmico a 130°C. La muestra de una capa mostró una película discontinua con grandes áreas sin nanopartículas.

La muestra de dos capas alcanzó un espesor de 200 nm después del tratamiento térmico y mostró una mayor densidad de nanopartículas depositadas. Después del tratamiento térmico, la muestra de dos capas presentó una mejor superficie cubierta y una mayor densidad de nanopartículas que la muestra de una capa. El tratamiento térmico se realizó para reducir el estrés, mantener pasivos los enlaces colgantes y mejorar la estructura cristalina.

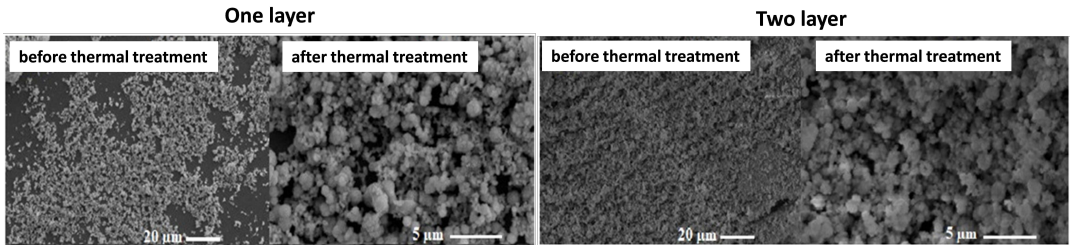


Figura 49. Imagen SEM de una y dos capas de CdS QD antes y después de 15 min de tratamiento térmico a 130°C.

La imagen SEM en la figura 49 muestra capas no uniformes de morfología porosa en las muestras de QD de CdS de una y dos capas antes y después del tratamiento térmico. Según lo informado por diferentes autores (Tenne et al. (1992); Ramizy et al. (2011)), las capas no uniformes de morfología porosa pueden ejercer efectos positivos y negativos sobre las características fotovoltaicas de capas delgadas de semiconductores. Los efectos positivos se relacionan con el acoplamiento de la luz en ángulos oblicuos y, por lo tanto, con una reflectividad reducida, lo que ayuda a aumentar la absorción de fotones.

Los efectos negativos conducen a la recombinación de excitones dentro de los medios porosos que dan como resultado el cambio de posición del pico de luminiscencia que depende de la intensidad de la luz incidente debido a una redistribución de las longitudes de onda de PL y aumentos en la temperatura de las células fotovoltaicas. La figura 50 muestra los patrones de difracción de rayos X obtenidos de la capa de CdS depositada después del tratamiento térmico.

Se utilizó un sistema de difracción de rayos X Empyrean de exploración de Malvern PANalitical para identificar las fases cristalinas de los materiales depositados. Observamos picos intensos y agudos pertenecientes a la fase greenockita de CdS, grupo espacial: P63 mc. Los picos en valores de 2θ de 25,11°, 26,82° y 28,53° corresponden a (100), (002) y (101) planos cristalográficos, respectivamente con una estructura cristalina hexagonal. Los espectros de emisión de fotones para tres intensidades de luz incidente se midieron en un rango de longitud de onda de 350 a 800 nm utilizando un espectrofluorómetro Fluorolog— 3 para evaluar el cambio del pico luminiscente y su dependencia de la intensidad de la luz incidente del filtro CdS QD propuesto. Las intensidades

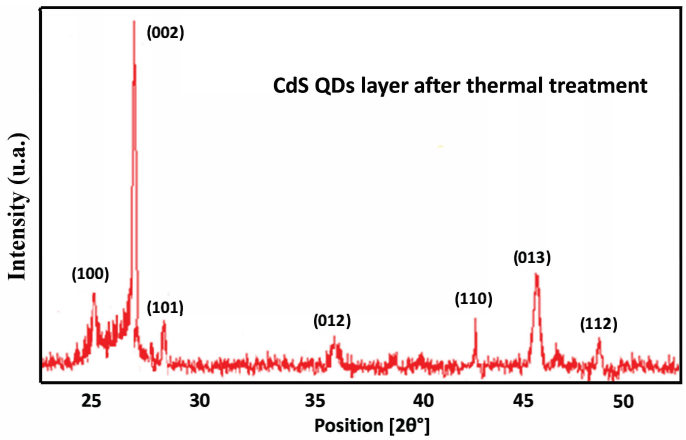


Figura 50. Patrones XRD para las capas de CdS Qds depositadas después del tratamiento térmico.

de luz incidente de 1000, 450 y $75W/m^2$ se establecieron para las mediciones mediante el uso de lámparas de xenón con filtros adecuados que proporcionan una buena superposición con el estándar AM1.5G.

La figura 51 muestra la fotoluminiscencia (PL) medida en función de la longitud de onda para las tres intensidades de luz incidente. Específicamente, el pico de PL más alto fue a 602 nm para $1,000 \ \ W/m^2$ de intensidad de luz incidente. El segundo pico medio PL más alto se observó a 617 nm para $450W/m^2$ de intensidad de luz incidente. El pico de PL más bajo fue alrededor de 649 nm para $75W/m^2$ de intensidad de luz incidente. La forma e intensidad de PL observadas podrían atribuirse en parte a la recombinación de excitones dentro de los medios porosos.

Como la constante dieléctrica de los poros $(\varepsilon_p = 1)$ es más pequeña que la del semiconductor CdS $(\varepsilon_{bulk} = 10)$, la interacción electrón—hueco coulómbico aumenta (Chaplik y Entin (1972); Keldysh (1979)); por lo tanto, la localización cuántica de los excitones dentro de los poros afecta la energía de los excitones en los medios porosos (Permogorov et al. (1982); Cohen y Sturge (1982)). Mientras tanto, la correlación entre la intensidad de la luz y el cambio de frecuencia se puede atribuir a la redistribución de los centros de luminiscencia dentro de la estructura porosa (Tenne et al. (1992)).

La energía del excitón E depende de la posición del excitón r entre los poros así como de la configuración de los poros. En consecuencia, E(r) se distribuye en un amplio rango de energías, comenzando desde un valor general Ebulk hasta un valor máximo Emax, que corresponde al excitón que está confinado cerca de la mayor concentración de poros (Pacebutas et al. (1997)). Bajo baja intensidad de luz, pequeños poros cerca de la superficie atrapan pares de excitones, logrando

así la absorción y emisión de luz dominada por fotones energéticos. Bajo una alta intensidad de luz, todos los poros atrapan la mayoría de los pares de excitones para lograr una fuerte absorción y emisión de luz dominada por la distribución de intensidad de los espectros incidentes.

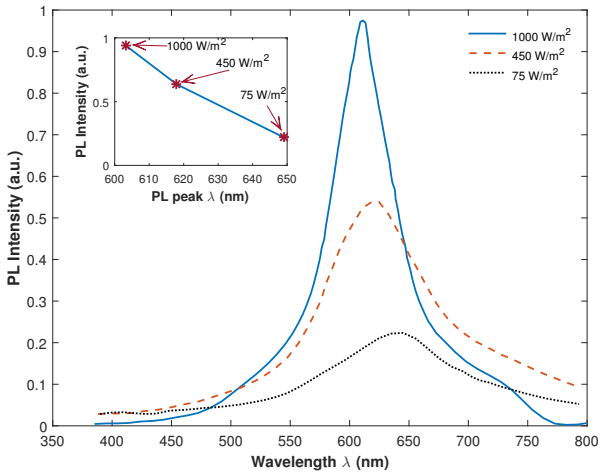


Figura 51. Fotoluminiscencia (PL) frente a la longitud de onda del filtro CdS QDs propuesto para diferentes intensidades de luz incidente.

La figura 52 muestra el sistema híbrido PLF-CPVT implementado. El factor de concentración fue de 13.8, obtenido usando la relación $C = A_{ef}/A_{ta}$, donde $A_{ef} = (W\breve{} - D_o)L$ es el área de apertura efectiva, W = 113 cm es la apertura del concentrador, D_o = 2.54 cm es el diámetro del tubo absorbedor térmico, $A_{ta} = \pi D_o L$ es el área del absorbedor y L es la longitud del concentrador.

En el sistema implementado, un absorbedor cilíndrico de radiación solar concentrada fue cubierto en secciones por la combinación del filtro fotoluminiscente CdS y la celda solar de silicio (CdS-PV). El absorbedor de radiación solar transfirió el calor de la energía solar recibida al HTF y la combinación CdS PV convirtió la energía solar recibida en electricidad y transfirió el calor de vuelta al HTF. La figura 52 también presenta la combinación del filtro fotoluminiscente basado en QD de CdS y la celda solar de Si.

La celda solar utilizada fue un conjunto de celdas modelo 2509 de JSsolar que se conectó para generar 12.5 V de V_{oc} y 20 mA de Isc. La celda individual modelo 2509 tenía un ancho de 0.8 cm y una longitud de 3 cm; y en condiciones de prueba estándar (AM1.5 $1,000 \ \ W/m^2$), produjo PCE = 21.7, V_{oc} = 2.5 V, I_{sc} = 3.34 mA, y FF = 0,8. Se conectaron en serie cinco celdas individuales para obtener 12.5 V de V_{oc}, y seis arreglos en paralelo para obtener los 20 mA de I_{sc} acoplados sobre las ranuras a lo largo del tubo absorbedor térmico.

En la Figura 52, se observa como quedó el acoplamiento del sistema. Este sistema solar híbrido PLF-CPVT se iluminó con lámparas de xenón con filtros adecuados que proporcionaron una buena superposición con el AM1.5G estándar en un ambiente controlado en un laboratorio en la ciudad de Mexicali. Así mismo se realizaron pruebas experimentales en un ambiente real con luz solar en la ciudad de Ensenada. Los resultados obtenidos son analizados en el capítulo siguiente.

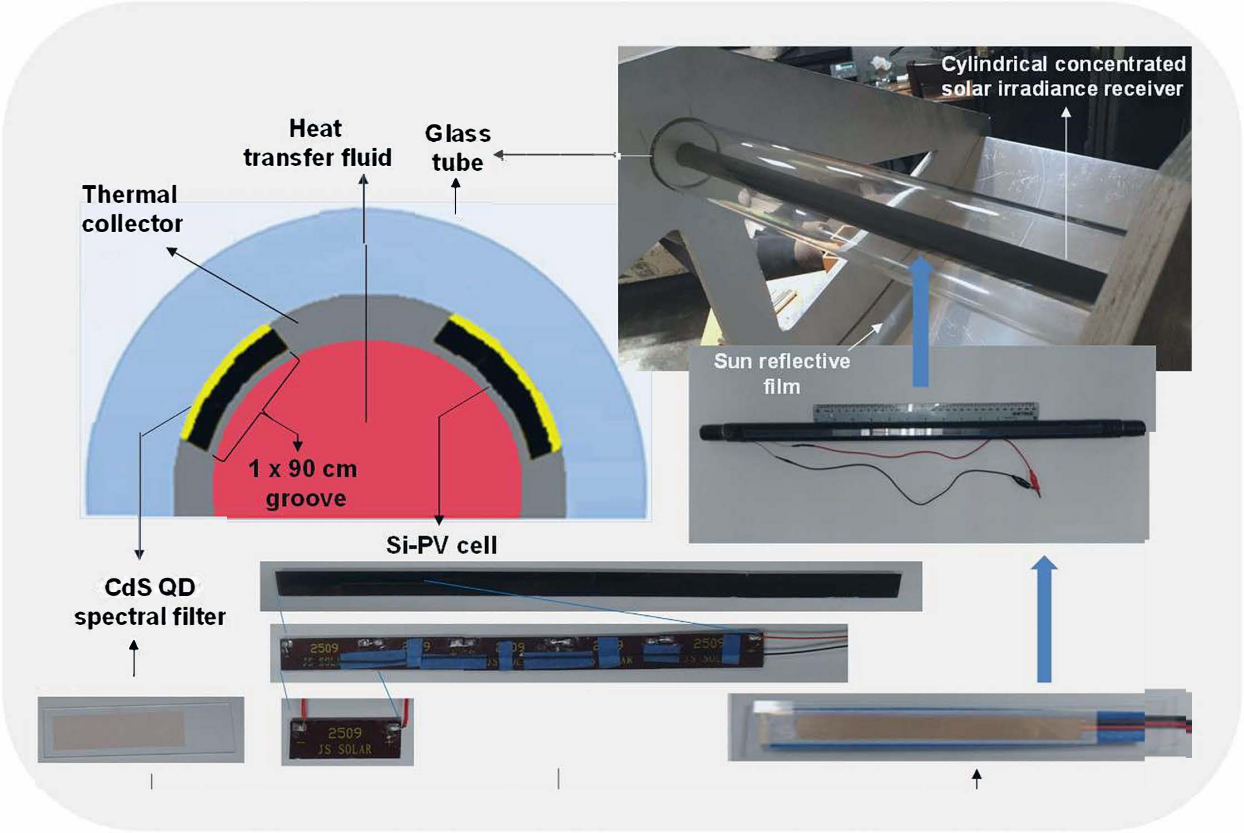


Figura 52. Sistema solar híbrido PLF-CPVT implementado.

Para establecer las características del filtro fotoluminiscente se establecieron los espectros de emisión de fotones y absorbancia de los QD de CdS con un diámetro de 45 nm se calcularon usando 43 y 44 y se midieron en un rango de longitud de onda de 350 a 800 nm usando un Espectrofotómetro de barrido UV vis NIR Shimadzu modelo 3101PC y un espectrofluorómetro Fluorolog–3, respectivamente.

La figura 53 muestra la absorbancia calculada, medida y la PL frente a la longitud de onda. La muestra de CdS QD se usó tal como se preparó y se cargó en una celda de cuarzo para las mediciones. La figura 53 muestra que se obtuvo una alta absorbancia por debajo de 500 nm y

que se obtuvo una baja absorbancia a 550 nm. Para la medición de PL, la longitud de onda de excitación se fijó en 440 nm y la emisión de fotones se escaneó de 480 nm a 900 nm.

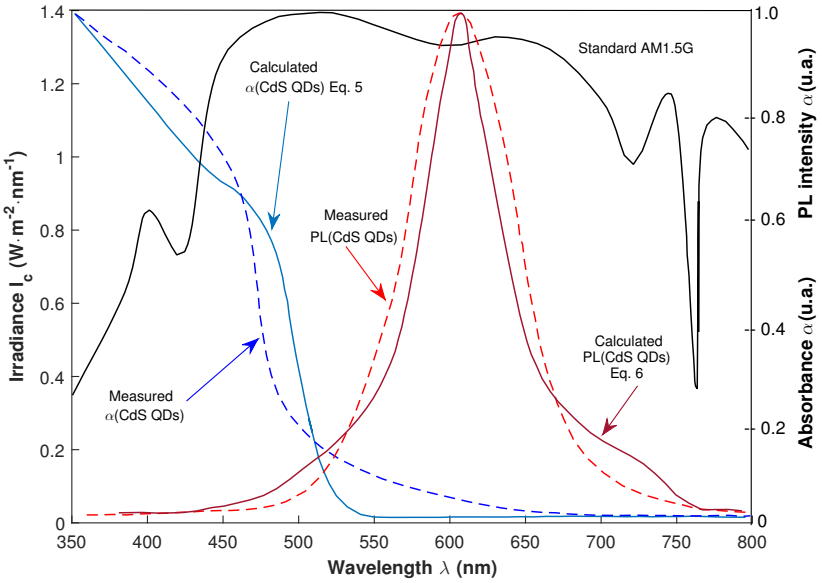


Figura 53. Estándar de espectro de irradiancia solar AM 1.5G, perfil de absorbancia medido y calculado de CdS QD de 45 nm de diámetro y perfil fotoluminiscente medido y calculado de CdS QD de 45 nm de diámetro.

Los QD de CdS con un diámetro de 45 nm se seleccionaron para ajustar la absorción central y la longitud de onda espectral fotoluminiscente de los QD a 480 y 600 nm, respectivamente. Por lo tanto, el filtro fotoluminiscente CdS QD podría absorber los espectros de luz solar centrados en 480 nm (UV y parte del rango visible), evitar que los espectros incidan en las células fotovoltaicas y retransmitir los espectros de luz centrados en 600 nm (rango visible). La figura figure9 muestra los perfiles de absorbancia y PL calculados y medidos de los QD de CdS con un diámetro de 45 nm en un rango de longitud de onda de 350 a 800 nm.

El gráfico de absorbancia denominado "α(CdS–QDs) medido" se midió usando un espectrofotómetro de barrido Shimadzu modelo 3101PC UV vis NIR. La gráfica de absorbancia denominada "α(CdS–QDs) calculada", se calculó usando 43, donde k_j es el coeficiente de extinción y depende de λ. k_j se obtuvo a partir del índice de refracción complejo CdS QD medido con un elipsómetro m 2000 de J. A. Woollam. El gráfico de PL denominado "PL(CdS–QDs) medido" se midió con un espectrofluorómetro Fluorolog–3, y el gráfico denominado "PL(CdS–QDs), calculado" se realizó con 44 y los valores de la tabla 11.

Tabla 11. Valor de los parámetros para 45 nm de diámetro CdS QD utilizados en los cálculos.

Parametro	Símbolo	Valor
Índice de refracción CdS QD	n	2.3
Constante de Planck	h	$6.63 \times 10^{-34}\ m^2 \cdot kg \cdot s^{-1}$
Constante de Dirac	$\hbar$	$6.582118 \times 10^{-16} eV \cdot s$
Constante de Boltzmann	K_B	$8.61733326 \times 10^{-5} eV \cdot K^{-1}$
Temperatura	T	$300K$
Velocidad de la luz	C	$299792458\ \ m \cdot s^{-1}$
Límite superior de la banda de conducción	E_c	$27\ \ meV$
Límite superior de la banda de valencia	E_v	$11\ \ meV$
Energía cuasi-Fermi en la banda de conducción	E_{F^c}	$79\ \ meV$
Energía cuasi-Fermi en la banda de valencia	E_{F^v}	$6\ \ meV$

La figura 54 muestra la curva de espectros de eficiencia cuántica externa (EQE) en función de la longitud de onda para el arreglo que contiene el filtro PL con CdS QD y el arreglo que contiene el PL sin CdS QD. Las medidas de EQE se obtuvieron para un rango espectral de 350 a 800 nm utilizando un sistema de eficiencia cuántica SpeQuest. El espectro EQE se calculó como la relación entre los datos de respuesta espectral y el espectro de luz incidente, medido con un fotodiodo S120VC de ThorLabs.

La disposición que contiene el filtro PL con CdS QD muestra un espectro de corrimiento al rojo con una mayor respuesta EQE que sugiere una mejor generación y recolección de portadores de carga en comparación con la disposición que contiene el PL sin CdS QD. Específicamente, el arreglo que contiene el filtro PL con CdS QD tiene el pico EQE más alto alrededor de 600 nm y muestra una forma más ancha en comparación con el arreglo que contiene el filtro PL sin CdS QD donde el pico EQE más alto es alrededor de 510 nm. Este comportamiento se atribuye a los espectros de absorbancia y emisión de fotones de los QD de CdS con un diámetro de 45 nm utilizados en el filtro PL.

3.3. Instrumentación

Para recircular el agua, que es el fluido de trabajo en la experimentación, se conectó una bomba de 0.12kW de potencia y flujo máximo de 25 lpm con tubería de CPVC de 1/2 pulgada y un depósito de 20 litros para establecer el circuito. Esto se puede apreciar en la figura 55.

Para medir los valores de temperatura en los nodos de interés se utilizaron termopares tipo T que tienen una repetibilidad excelente en el rango de -200 °C a 200 °C (± 0.1°C) y el adquisidor de datos de la marca KEYSIGHT Modelo 34972A. Donde se conectaros 5 canales para medir la

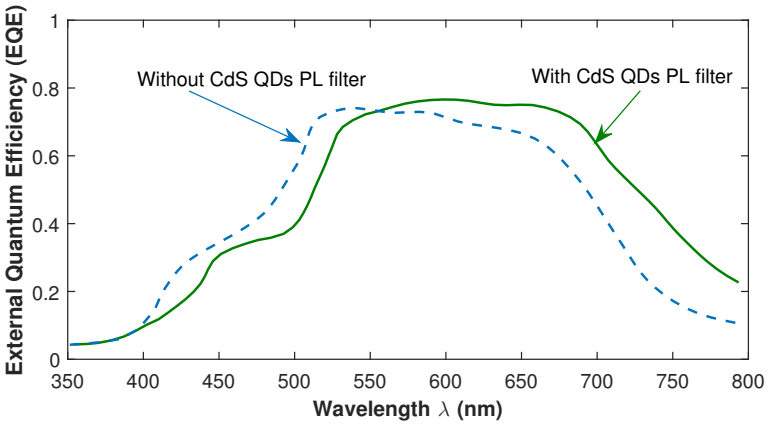


Figura 54. Eficiencia cuántica externa (EQE) con respecto a la longitud de onda para el arreglo que contiene el filtro PL con QD de CdS y el arreglo que contiene el PL sin QD de CdS. El EQE se midió en el rango espectral de 350 a 800 nm.

Figura 55. Bomba e instalación de CPVC.

temperatura en distintos puntos del sistema, como se observa en la tabla 12. En la figura 56, se observa el termopar tipo T y el adquisidor de datos que formaron parte del sistema.

Tabla 12. Relación de canal-ubicación para medir las temperaturas del sistema.

Canal	Temperatura
1	Ambiente
2	Tubo de vidrio
3	Tubo absorbedor
4	Celda fotovoltaica
5	Depósito del fluido

En la figura 57 se muestra el diagrama de tubería e instrumentación del prototipo desarrollado. El flujo se determinó con la apertura de la válvula de paso del circuito hidráulico y las lecturas de radiación solar se tomaron de la estación meteorológica del CICESE ya que se encuentra a 10 km suroeste del punto donde se realizaron los experimentos.

(a) **(b)**

Figura 56. Termopar y adquisidor de datos utilizados en el experimento.

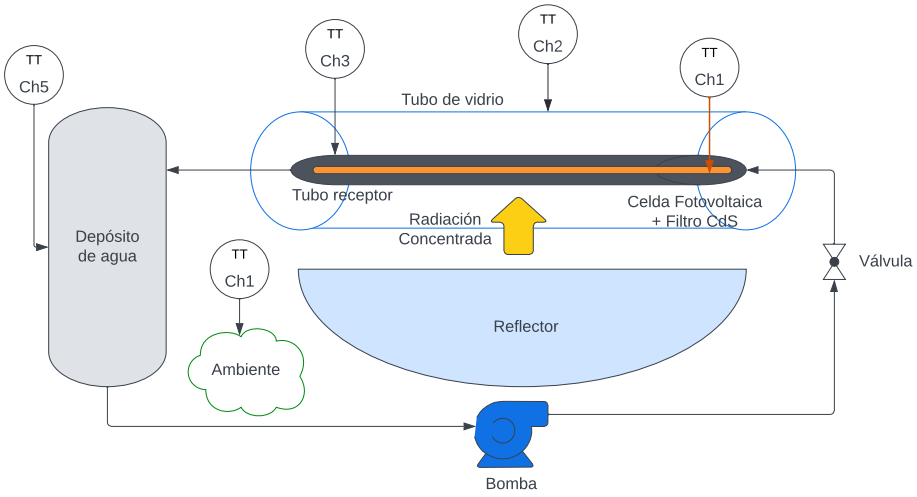


Figura 57. Diagrama de tubería e instrumentación.

Capítulo 4. Resultados Experimentales

Las pruebas experimentales dependiendo de lo que se buscó medir tuvieron una duración de 5 minutos o de hasta 2 horas. Las pruebas de 5 minutos se realizaron cuando no se circuló agua a través del sistema y/o cuando se bloqueó el reflector y fueron muy cortas ya que se obtuvieron mediciones puntuales para la obtención de la curva característica. Las pruebas de hasta 2 horas fueron realizadas para aprovechar la radiación solar máxima durante el verano, en estas pruebas se midió la ganancia de energía del fluido de trabajo y la producción de la energía eléctrica por parte de las celdas fotovoltaicas con y sin filtro fotoluminiscente de CdS.

Dos casos fueron evaluados para caracterizar el comportamiento de conversión fotovoltaica frente a la temperatura del Concentrador Térmico Fotovoltaico con Filtro Fotoluminiscente (PLF–CPVT) implementado. El primer caso es un arreglo donde se combina una celda solar de Si con un filtro de QD de CdS. El segundo arreglo involucró una celda solar de Si sin el filtro de QD de CdS. El sistema PLF-CPVT con cada disposición se expuso a la irradiación de luz de una lámpara de xenón de $1,000 \ \ W/m^2$ que proporciona una buena superposición con AM1.5G estándar en las pruebas experimentales dentro del laboratorio. Mientras que las pruebas al exterior se realizaron en un ambiente real con la radiación solar como fuente de energía.

4.1. Caracterización de la celda fotovoltaica, experimentación en ambiente controlado

La energía térmica transportada por la luz concentrada aumentó la temperatura de la celda solar desde la temperatura ambiente (25 °C) hasta 105 °C en aproximadamente 40 minutos. La temperatura en la celda solar se midió utilizando el adquisidor de datos modelo 34972A de Keysight y un termopar tipo T. La precisión de los termopares es de 0.01 °C con un factor de corrección de K_T+0.5604381, donde K_T es le valor de la temperatura. Las curvas de corriente-voltaje (IV) se obtuvieron cuando la celda solar alcanzó los valores de 35 °C, 55 °C, 75 °C y 105 °C usando el mismo sistema de adquisición de datos de Keysight.

Para obtener los puntos (I-V) que forman la curva característica de las celdas fotovoltaicas se hicieron mediciones de corriente y voltaje cuando se alimentaron cargas resistivas de distintos valores. La Figura 58 muestra el arreglo en una tableta de pruebas las veinte resistencias que se usaron para realizar las mediciones correspondientes. En la tabla 13 se muestran los valores de cada una de las resistencias.

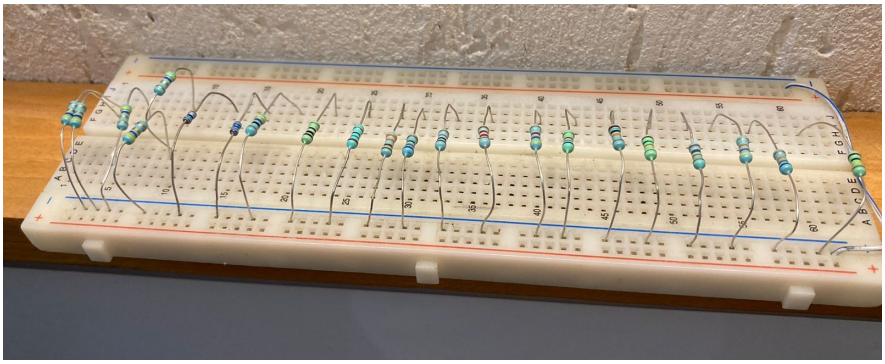


Figura 58. Arreglo de resistencias para obtener la curva característica de las celdas fotovoltaicas.

Tabla 13. Valores de las resistencias usadas para la obtención de la curva característica.

Resistencia	Valor Ω	Resistencia	Valor Ω
1	2.3	11	9.79
2	4.6	12	2.17k
3	9.2	13	4.61k
4	14.9	14	6.76k
5	29.8	15	9.79k
6	45.9	16	14.85k
7	99.2	17	26.98k
8	148.1	18	46.5k
9	326	19	66.6k
10	706	20	99.2k

Las Figuras 59a y 59b muestran respectivamente las curvas I–V obtenidas para el arreglo que contiene el PL sin CdS QD y el arreglo que contiene el PL con CdS QD. Como se muestra en las figuras 59a y 59b, un incremento significativo en la corriente de cortocircuito (I_{sc}) se observó en el arreglo que contiene el PL con CdS QD en relación con el arreglo que contiene el PL sin CdS QD.

Se observó una pequeña reducción en el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) en ambos arreglos a medida que aumenta la temperatura. El incremento en I_{sc} se atribuyó a una combinación de diferentes efectos proporcionados por el filtro PL con CdS.

Además, se atribuyó a un aumento de la absorción de fotones debido al acoplamiento de la luz en ángulos oblicuos y, por tanto, a una reducción de la reflectividad de la luz incidente. Por otro lado, se atribuyó a la absorción de los espectros de luz solar centrados en 480 nm, la evitación de los espectros que inciden en las células fotovoltaicas y la retransmisión de espectros de luz centrados en 600 nm.

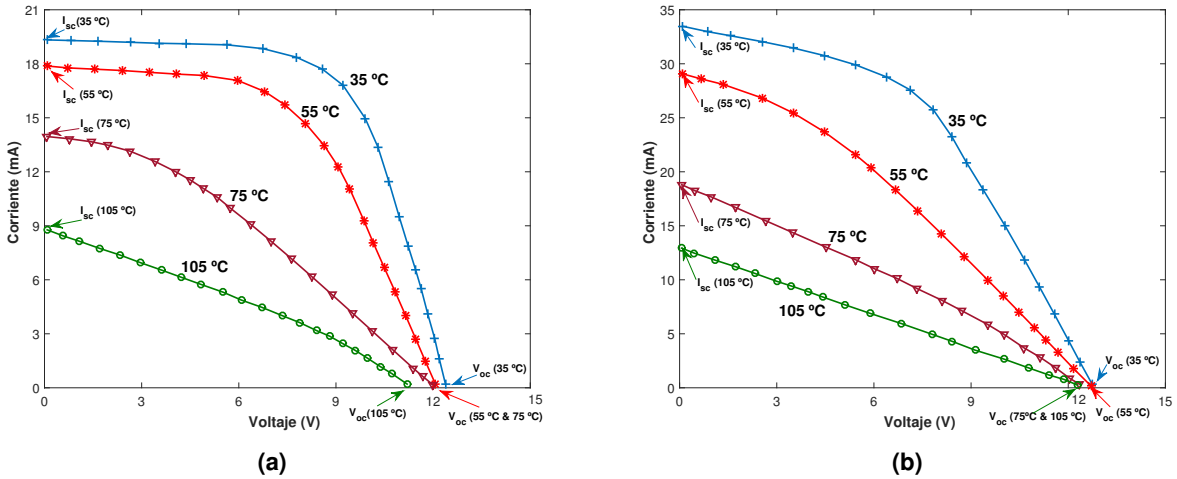


Figura 59. Curvas características I-V a diferentes temperaturas de la disposición que contiene el filtro PL (a) sin CdS QD y (b) con CdS QD

La pequeña reducción de V_{oc} se atribuyó a los aumentos de temperatura en la celda fotovoltaica de Si debido a la retransmisión de luz del filtro CdS QD. El filtro CdS QD absorbió los rayos UV y parte de la luz solar del rango visible, evitó que los espectros incidieran en la celda fotovoltaica y retransmitiera los espectros de luz en el rango visible con alta radiación térmica. Por lo tanto, a medida que aumenta la temperatura en la celda fotovoltaica de Si, la banda prohibida (E_g) del semiconductor disminuye debido a su dependencia de la temperatura (Varshni (1967)).

A medida que aumenta la temperatura y E_g disminuye, la corriente de saturación de densidad (J_o) aumenta y V_{oc} disminuye en la celda fotovoltaica (Wysocki y Rappaport (1960); Fan (1986); Singh y Ravindra (2012); Jeng et al. (2009)). Aquí, $V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln(J_{sc}/J_o + 1)$, donde q es la carga del electrón, k es la constante de Boltzmann, T es la temperatura y J_{sc} es la densidad de corriente de cortocircuito (Green (1982); Singh y Ravindra (2012)).

La figura 60 muestra las curvas de I_{sc} frente a la temperatura para el arreglo que contiene el filtro PL con CdS QD y el arreglo que contiene el filtro PL sin CdS QD. En ambos arreglos, I_{sc} disminuyó a medida que aumentó la temperatura, pero la diferencia entre las curvas disminuyó. La figura 60b muestra el grado de I_{sc} diferencias (ΔI_{sc}) entre las curvas a medida que aumenta la temperatura.

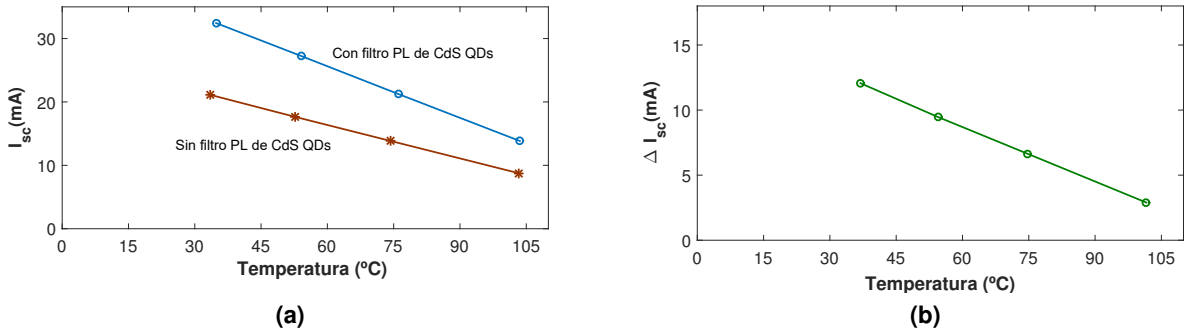


Figura 60. (a) Curvas de I_{SC} con respecto a la temperatura del arreglo que contiene el filtro PL sin CdS QDs y el arreglo que contiene el filtro PL sin CdS QDs; (b) diferencia entre el I_{SC} (ΔI_{SC}) del arreglo con y sin CdS QDs contra la temperatura.

La figura 61a muestra las curvas de V_{OC} frente a la temperatura para el arreglo que contiene el filtro PL con CdS QD y el arreglo que contiene el PL sin CdS QD. En ambos arreglos, el V_{OC} disminuyó a medida que aumentó la temperatura. La figura 61b muestra el grado de V_{OC} diferencias (ΔV_{OC}) entre las curvas a medida que aumenta la temperatura. La diferencia entre las curvas disminuyó para temperaturas por debajo de 50°C pero aumentó lentamente por encima de esta temperatura.

La figura 62a muestra una comparación del factor de llenado (FF) frente a las curvas de temperatura de ambos arreglos. En ambos arreglos, FF disminuyó a medida que aumentó la temperatura, pero la diferencia entre las curvas disminuyó. La figura 62b muestra el grado de diferencia de FF (ΔFF) entre las curvas a medida que aumenta la temperatura.

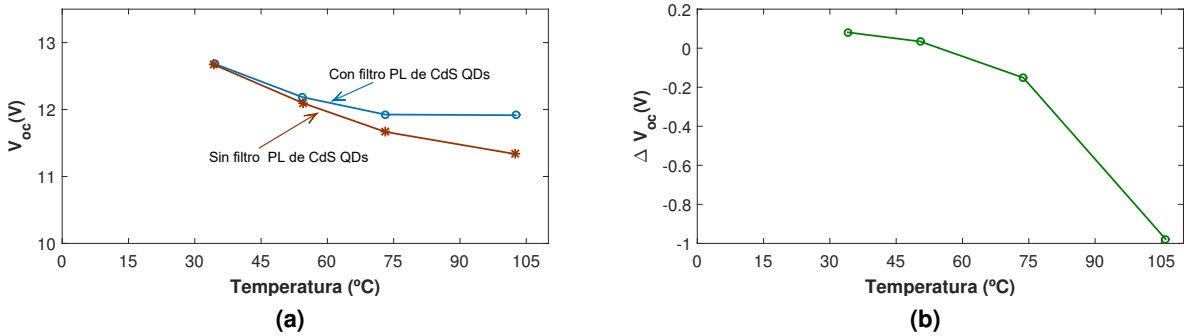


Figura 61. (a)Curvas de V_{OC} con respecto a la temperatura del arreglo que contiene el filtro PL con CdS QDs y el arreglo que contiene el filtro PL sin CdS QDs; (b) diferencia entre el V_{OC} (ΔV_{OC}) del arreglo con y sin CdS QDs contra la temperatura .

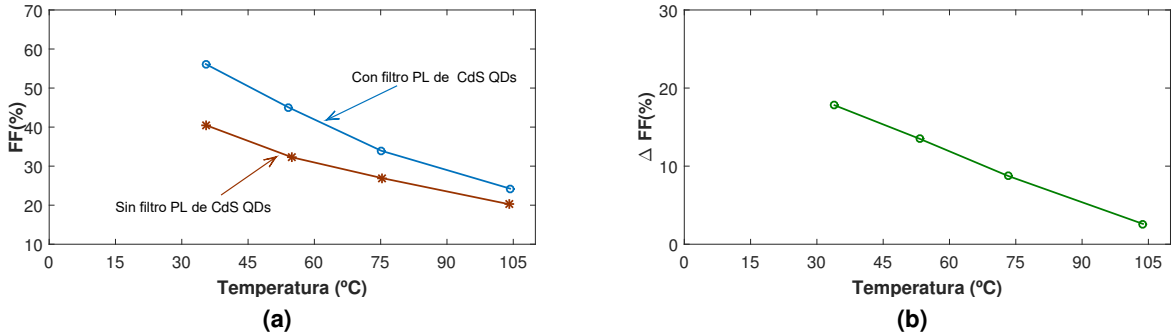


Figura 62. (a) Curvas de la FF frente a la temperatura del arreglo que contiene el filtro PL sin QD de CdS y el arreglo que contiene el filtro PL sin QD de CdS; (b) diferencia entre el FF (ΔFF) del arreglo con y sin CdS QDs con respecto a la temperatura.

La figura 63a muestra las curvas para la eficiencia de conversión de energía (PCE) calculada y medida en función de la temperatura para el sistema solar híbrido PLF-CPVT propuesto con el arreglo que contiene el filtro PL con CdS QD y el arreglo sin CdS QD. La curva calculada se obtuvo usando 41 con T_{ref} = 25°C, T_0 = 270°C, y $\eta_{T_{ref}}$ = 0.223. En todos los casos, la PCE disminuyó a medida que aumentaba la temperatura. La figura 63b muestra las curvas de la diferencia de PCE (ΔPCE) a medida que aumenta la temperatura entre el arreglo que contiene el filtro PL con CdS QD y el arreglo sin CdS QD.

También muestra la PCE calculada en los arreglos que contienen el filtro PL con CdS QD y sin CdS QD. La diferencia entre la disposición que contenía el filtro PL con QD de CD y la disposición sin QD de CdS aumentó a medida que aumentaba la temperatura. Por lo tanto, la PCE recuperada utilizando la disposición que contenía el filtro PL con CdS QD aumentó a medida que aumentaba la temperatura.

En concreto, para temperaturas superiores a los 90°C, la PCE recuperada superó el 3%, lo que es coherente con las predicciones teóricas. Además, la diferencia en los valores de PCE calculadas del arreglo que contenía el filtro PL con y sin CdS-QD para temperaturas inferiores a 60°C y disminuyó lentamente para temperaturas superiores a 60°C.

La figura 64a muestra las curvas de la potencia de salida (OP) calculada y medida en función de la temperatura para los arreglos que contienen el filtro PL con y sin QD de CdS. La curva calculada se obtuvo usando 42 con GT = 1000, τ_{pv} = 0.87, A = 0.0035 y $\eta_{T_{ref}}$ = 0.223. En todos los arreglos, OP disminuyó a medida que aumentaba la temperatura.

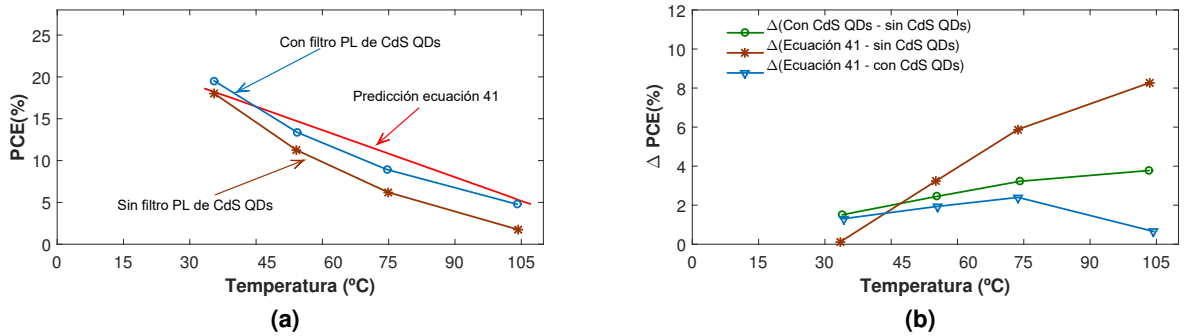


Figura 63. (a) Curvas de la PCE calculada y medida en función de la temperatura para el arreglo con el filtro PL con CdS QD y sin CdS QD; (b) curvas de la diferencia de PCE (Δ) a medida que aumenta la temperatura entre el filtro PL con QD de CdS y sin QD de CdS, y entre la PCE calculada y la disposición que contiene el filtro PL con QD de CdS y sin QD de CdS.

La figura 64b muestra la diferencia de OP (ΔOP) a medida que aumenta la temperatura entre los arreglos que contienen el filtro PL con y sin QD de CdS, el OP calculado y el arreglo que contiene el filtro PL con QD de CdS, y el OP y el arreglo que contiene el filtro PL sin CdS QD. ΔOP entre los arreglos que contenían el filtro PL con y sin CdS QDs disminuyó a medida que aumentaba la temperatura.

Por lo tanto, el OP recuperado utilizando la disposición que contenía el filtro PL con CdS QD disminuyó a medida que aumentaba la temperatura. Además, el ΔOP calculado entre los arreglos que contenían el filtro PL con y sin CdS QD aumentó para temperaturas inferiores a 50°C y disminuyó lentamente para temperaturas superiores a 50°C.

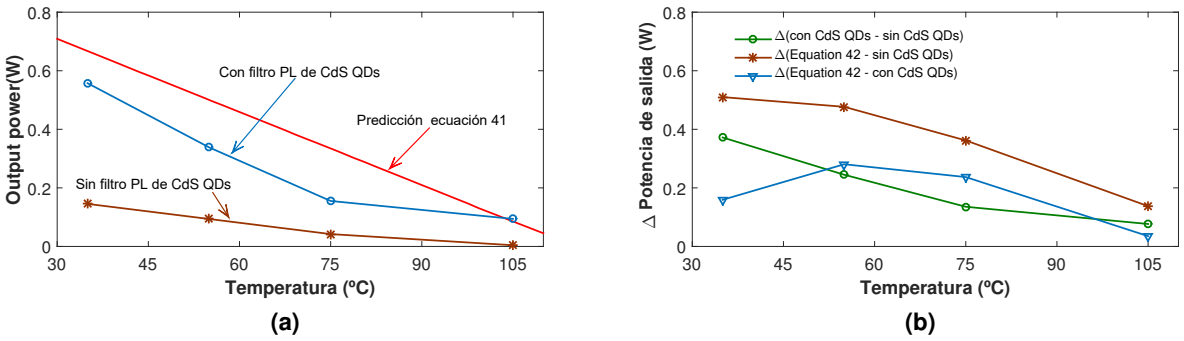


Figura 64. (a)Curvas de la OP calculada y medida en función de la temperatura para el arreglo con el filtro PL con CdS QD y sin CdS QD; (b) Diferencia de OP (ΔOP) a medida que aumenta la temperatura entre el arreglo que contiene el filtro PL con QD de CdS y el arreglo sin QD de CdS, el OP calculado y el arreglo con el filtro PL con QD de CdS, y el arreglo con el filtro PL sin CdS QD.

4.2. Caracterización de la celda fotovoltaica, experimentación en ambiente real

Para realizar la pruebas experimentales con el sol como fuente de energía, se determinó una ubicación fuera de CICESE principalmente por las condiciones ambientales, ya que en CICESE las pérdidas por convección son grandes por su cercanía al mar. La ubicación del prototipo se estableció a 10 km noreste de Cicese, donde las condiciones ambientales resultaron favorables.

Para establecer la radiación incidente se tomaron las lecturas de la estación meteorológica de CICESE, la radiación solar fue de 940 W/m^2 y la velocidad del viento de 3.8 km/h. Las temperaturas ambiental, en el tubo de vidrio, en las celdas fotovoltaicas, en el tubo absorbedor y del fluido se midieron con termopares conectados al adquisidor de datos. En la figura 65 se muestran las

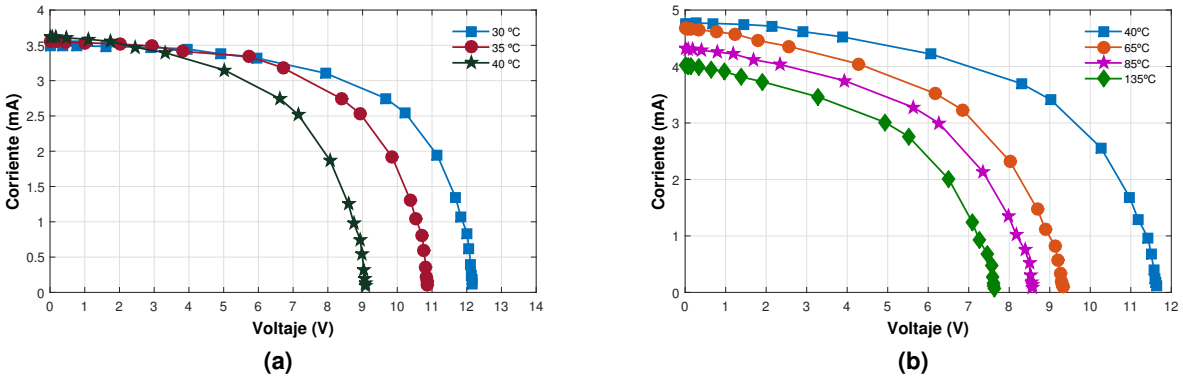


Figura 65. Curvas características I-V a diferentes temperaturas (a) sin el filtro de CdS QD y (b) con el filtro de CdS QD.

curvas características (V-I) del las pruebas realizadas de acuerdo a las condiciones establecidas en la tabla . En la figura 65a se observan niveles de corriente de corto circuito I_{sc} muy cercanas a los 3.5 mA y de voltaje de circuito abierto V_{oc} se obtuvieron valores entre 9 y 12.2 V. En la figura 65b se observan niveles de corriente de corto circuito I_{sc} de hasta 4.8 mA y de voltaje de circuito abierto V_{oc} se observan resultados entre 7.8 y 11.8 V.

La figura 65 refleja el comportamiento del cambio que genera el filtro fotoluminiscente en las curvas características donde se observa un incremento de entre el 14 y 37 % de la I_{sc} y un decremento del V_{oc} de entre el 4 y el 13 %. Estos niveles establecen la mejora en el rendimiento de la potencia de las celdas fotovoltaicas de alrededor del 19 %, como se observa en la figura 66. Estos resultados se atribuyen al uso del filtro fotoluminiscente que modifica el espectro que reciben las celdas fotovoltaicas, centrando una mayor cantidad de energía en el rango de los infrarrojos y reduciendo notablemente el efecto del rango ultravioleta.

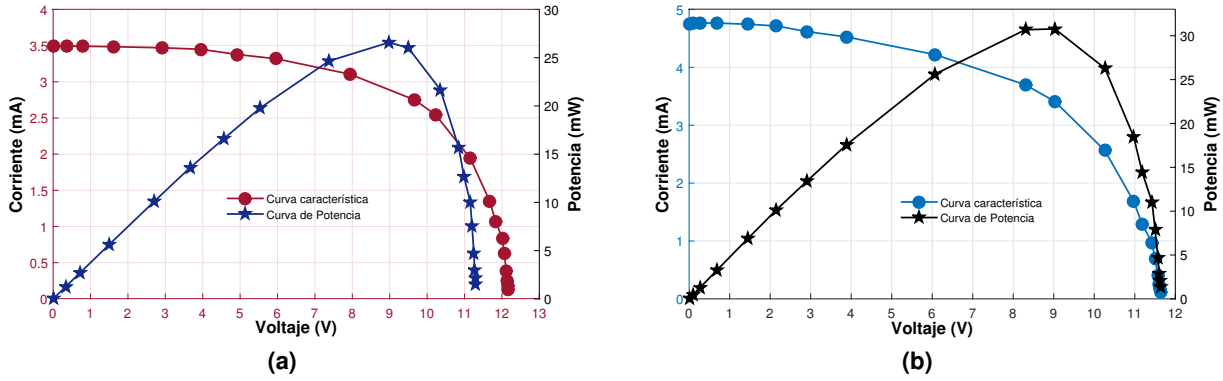


Figura 66. Curva característica y de Potencia (a) sin el filtro de CdS QD y (b) con el filtro de CdS QD.

En la figura 67 se observan los niveles de potencial eléctrico generados por las celdas fotovoltaicas para los cuatro casos que se establecieron en las pruebas experimentales. Primer caso, sistema sin concentrador PTC y sin filtro fotoluminiscente de CdS. Segundo caso, sistema sin concentrador PTC y con filtro fotoluminiscente de CdS. Tercer caso sistema con concentrador PTC y sin filtro fotoluminiscente de CdS. Cuarto caso, sistema con concentrador PTC y con filtro fotoluminiscente de CdS.

Los resultados donde se usó el concentrador de cilindro parabólico y el filtro fotoluminiscente de CdS QD fueron los mejores entre un 9.8 y un 17.7 % con respecto a los resultados con el concentrado de cilindro parabólico sin el filtro fotoluminiscente de CdS QD como se observa en la figura 67.

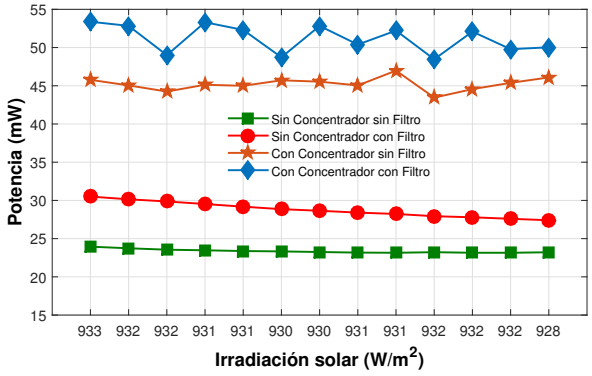


Figura 67. Comparación de potencia eléctrica obtenida por las celdas solares en distintos escenarios.

La diferencia en la corriente alcanzada por los experimentos en ambiente controlado en comparación con los experimentos en ambiente real, además de las condiciones controladas del ambiente y del uso de una lámpara como fuente de energía, se debe también a un factor multiplicador

de tres, esto debido a que originalmente se planeó desarrollar tres arreglos de celdas fotovoltaicas, sin embargo, por cuestiones de disponibilidad de materiales no se lograron implementar.

Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones para trabajo futuro

5.1. Conclusiones

Se realizó un estudio numérico y experimental de un concentrador híbrido térmico fotovoltaico de tipo cilindro parabólico con celdas fotovoltaicas acopladas en el tubo absorbedor. Un filtro fotoluminiscente de nanopartículas de CdS fue implementado para disminuir el efecto del calentamiento de las celdas fotovoltaicas. Para el estudio numérico se hizo un modelo matemático en una dimensión del sistema que se desarrolló.

Las simulaciones fueron realizadas en el software Matlab, los resultados fueron satisfactorios para verificar el modelo propuesto al ser comparado con la literatura y obtener diferencias porcentuales menores al 4 %. Para el estudio experimental se diseño y construyó un prototipo de concentrador solar híbrido térmico fotovoltaico con la instrumentación y equipo necesarios para poder avaluar su desempeño.

Los experimentos se llevaron a cabo tanto en un ambiente de laboratorio con condiciones controladas como en un ambiente exterior bajo clima real. Del estudio numérico se concluye que el modelo es suficientemente aproximado para estimar las temperaturas en los nodos de interés, calor útil y potencia eléctrica de salida. Las simulaciones para predecir el comportamiento del filtro fotoluminiscente, con el conocimiento de que se realizaron con parámetros ideales, mostraron resultados que motivaron a desarrollar la implementación y experimentación.

Del estudio experimental se concluye que es muy importante contar con un seguidor solar para poder realizar los experimentos en un ambiente real. Los resultados obtenidos son contundentes para establecer que el filtro fotoluminiscente mitiga el calentamiento de las celdas fotovoltaicas. Los resultados experimentales mostraron una recuperación de la eficiencia de conversión de energía eléctrica de alrededor del 3.1 % a temperaturas superiores a los 100°C.

5.2. Recomendaciones para trabajo a futuro

Para avanzar el estudio numérico se recomienda que se desarrolle un análisis en dos dimensiones en el caso del modelo térmico, así mismo dimensionar el área que cubre el arreglo de celdas fotovoltaicas para que los resultados de simulación se aproximen a la realidad.

Para continuar con el estudio experimental se recomienda que se guarden las proporciones de área del reflector respecto al área del tubo absorbedor establecidas por la literatura como ideales

para que el 100 % del área del tubo absorbedor sea cubierta por el haz generado por la superficie reflectora. Para generar niveles mayores de energía eléctrica se sugiere instalar un arreglo de celdas

Literatura citada

Akbarzadeh, S. y Valipour, M. S.. 2018. Heat transfer enhancement in parabolic trough collectors: A comprehensive review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92(November 2017), pp. 198–218. doi: 10.1016/j.rser.2018.04.093.

Andò, B., Baglio, S., Pistorio, A., Tina, G. M., y Ventura, C.. 2015. Sentinella: Smart monitoring of photovoltaic systems at panel level. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 64(8), pp. 2188–2199. doi: 10.1109/TIM.2014.2386931.

Bacon, L., Thompson, J., Storrs, R., Beecher, H., Leavitt, J., Tilton, T., Ward, W., Holt, H., Bowen, H., Franklin, F., et al.. 1921. The Independent,This Changing World, V-Harnessing the Sun, número v. 105-106 en: American periodical series, 1800-1850. Independent Publications, incorporated.

Behar, O., Khellaf, A., y Mohammedi, K.. 2015. A novel parabolic trough solar collector model - Validation with experimental data and comparison to Engineering Equation Solver (EES). Energy Conversion and Management, 106, pp. 268–281. doi: 10.1016/j.enconman.2015.09.045.

Berthod, C., Kristensen, S. T., Strandberg, R., Odden, J. O., Nie, S., Hameiri, Z., y Sætre, T. O.. 2019. Temperature sensitivity of multicrystalline silicon solar cells. IEEE Journal of Photovoltaics, 9(4), pp. 957–964. doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2911871.

Bhattacharya, R., Pal, B., y Bansal, B.. 2012. On conversion of luminescence into absorption and the van Roosbroeck-Shockley relation. Applied Physics Letters, 100(22), pp. 2012–2015. doi: 10.1063/1.4721495.

Cappelletti, A., Catelani, M., Ciani, L., Kazimierczuk, M. K., y Reatti, A.. 2016. Practical issues and characterization of a photovoltaic/thermal linear focus $20\times$ solar concentrator. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 65(11), pp. 2464–2475. doi: 10.1109/TIM.2016.2588638.

Carullo, A. y Vallan, A.. 2012. Outdoor experimental laboratory for long-term estimation of photovoltaic-plant performance. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 61(5), pp. 1307–1314. doi: 10.1109/TIM.2011.2180972.

Chaplik, A. y Entin, M.. 1972. Charged impurities in very thin layers. Soviet Journal of Experimental and Theoretical Physics, 34(6), pp. 1335–1339.

Chemisana, D.. 2011. Building integrated concentrating photovoltaics: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(1), pp. 603–611. doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.017.

Chen, E. Y., Li, Z., Milleville, C. C., Lennon, K. R., Zide, J. M. O., y Doty, M. F.. 2018. Cdse(te)/cds/cdse rods versus cdte/cds/cdse spheres: Morphology-dependent carrier dynamics for photon upconversion. IEEE Journal of Photovoltaics, 8(3), pp. 746–751. doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2815710.

Chow, T. T.. 2010. A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. de http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.06.037.

Cohen, E. y Sturge, M. D.. 1982. Fluorescence line narrowing, localized exciton states, and spectral diffusion in the mixed semiconductor Cds_xse_{1-x}. Phys. Rev. B, 25, pp. 3828–3840. doi: 10.1103/PhysRevB.25.3828.

Cui, T., Xuan, Y., y Li, Q.. 2016. Design of a novel concentrating photovoltaic thermoelectric system incorporated with phase change materials. Energy Conversion and Management, 112, pp. 49–60. doi: 10.1016/j.enconman.2016.01.008.

Del Col, D., Bortolato, M., Andrea, P., y Quaggia, M.. 2014. Experimental and numerical study of a parabolic trough linear cpvt system. Energy Procedia, 57, pp. 255–264.

Dudley, V.. 1994. Test Result - SEGS LS-2 Solar Collector. Reporte técnico, Albuquerque, New Mexico. p. 140.

Duffie, J. A. y Beckman, W. A.. 2013. Solar Engineering of Thermal Processes Solar Engineering.

Eberle, R., Haag, S. T., Geisemeyer, I., Padilla, M., y Schubert, M. C.. 2018. Temperature coefficient imaging for silicon solar cells. IEEE Journal of Photovoltaics, 8(4), pp. 930–936. doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2828839.

El, M., Slimani, A., Amirat, M., Bahria, S., Kurucz, I., Aouli, M. h., y Sellami, R.. 2016. Study and modeling of energy performance of a hybrid photovoltaic/ thermal solar collector: Configuration suitable for an indirect solar dryer. 125, pp. 209–221. doi: 10.1016/j.enconman.2016.03.059.

Elsafi, A. M. y Gandhidasan, P.. 2015. Comparative study of double pass flat and compound parabolic concentrated photovoltaic thermal systems with and without fins. Energy Conversion and Management, 98, pp. 59–68. doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2015.03.084.

Evans, D.. 1981. Simplified method for predicting photovoltaic array output. Solar Energy, 27(6), pp. 555–560. doi: https://doi.org/10.1016/0038-092X(81)90051-7.

Evans, D. y Florschuetz, L.. 1977. Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration. Solar Energy, 19(3), pp. 255–262. doi: https://doi.org/10.1016/0038-092X(77)90068-8.

Evans, D. y Florschuetz, L.. 1978. Terrestrial concentrating photovoltaic power system studies. Solar Energy, 20(1), pp. 37–43. doi: https://doi.org/10.1016/0038-092X(78)90139-1.

Fan, J. C.. 1986. Theoretical temperature dependence of solar cell parameters. Solar Cells, 17(2), pp. 309–315. doi: https://doi.org/10.1016/0379-6787(86)90020-7.

Forristall, R.. 2003. 27 Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver. Reporte técnico October. p. 164.

Gakkhar, N., Soni, M., y Jakhar, S.. 2016. Analysis of Water Cooling of CPV Cells Mounted on Absorber Tube of a Parabolic Trough Collector. Energy Procedia, 90, pp. 78–88. doi: 10.1016/J.EGYPRO.2016.11.172.

Garg, H. y Agarwal, R.. 1995. Some aspects of a pv/t collector/forced circulation flat plate solar water heater with solar cells. Energy Conversion and Management, 36(2), pp. 87–99. doi: https://doi.org/10.1016/0196-8904(94)00046-3.

Geoffrey Landis, Phillip Jenkins, D. S. y Rafaelle, R.. 2004. Extended temperature solar cell technology development. 2nd International Energy Conversion Engineering Conference. doi: 10.2514/6.2004-5578.

Gernsback, H. y Secoreds, H. W. C.. 2001. The utilization of the sun's energy,: The electrical experimenter. III(11(35)).

Gilman, P., Blair, N., Christensen, M. M. N. C., y Janzou, S.. 2009. Solar advisor model csp reference manual for version 3.0. Reporte técnico, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Gotzberger, A. y Greubel, W.. 1978. Apparatus for convert light energy into elect energy. US Patent 4,110,123,.

Green, M.. 1982. Solar Cells. Prentice-Hall.

Hart, G.W. Raghuraman, P.. 1982. Simulation of thermal aspects of residential photovoltaic systems.

Imenes, A. G. y Mills, D. R.. 2004. Spectral beam splitting technology for increased conversion efficiency in solar concentrating systems: A review. Solar Energy Materials and Solar Cells, 84(1-4), pp. 19–69. doi: 10.1016/j.solmat.2004.01.038.

Ingersoll, J. G.. 1986. Simplified Calculation of Solar Cell Temperatures in Terrestrial Photovoltaic Arrays. Journal of Solar Energy Engineering, 108(2), pp. 95–101. doi: 10.1115/1.3268087.

Jeng, M.-J., Lee, Y.-L., y Chang, L.-B.. 2009. Temperature dependences of InxGa1-xN multiple quantum well solar cells. Journal of Physics D: Applied Physics, 42(10), pp. 105101. doi: 10.1088/0022-3727/42/10/105101.

Ju, X., Xu, C., Han, X., Du, X., Wei, G., y Yang, Y.. 2017. A review of the concentrated photovoltaic/thermal (CPVT) hybrid solar systems based on the spectral beam splitting technology. Applied Energy, 187, pp. 534–563. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.11.087.

Keldysh, L.. 1979. Coulomb interaction in thin semiconductor and semimetal films. Journal of Experimental and Theoretical Physics Letters, 26(11), pp. 716–719.

Kong, C., Xu, Z., y Yao, K.. 2013. Outdoor performnce of a low concentrated potovoltaic thermal hybrid system withcrystaline silico solar cells. Applied energy, 12(0306-2619), pp. 618–625.

Kreith, F. y Kreider, J.. 1978. Principles of solar engineerin. McGraw-Hill.

Kreith, F. y Kreider, J.. 1980. Golden tread, 2500 years of solar architecture and technology. Van Nostrand Reinhold Company.

Kuo, M.-T. y Lo, W.-Y.. 2013. A combination of concentrator photovoltaics and water cooling system to improve solar energy utilization. En: 2013 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting..pp. 1–9. doi: 10.1109/IAS.2013.6682486.

Li, M., Ji, X., Li, G., Wei, S., Li, Y. F., y Shi, F.. 2011. Performance study of solar cell arrays based on a Trough Concentrating Photovoltaic/Thermal system. Applied Energy, 88(9), pp. 3218–3227. doi: 10.1016/j.apenergy.2011.03.030.

Li, X.-H., Li, J.-X., Li, G.-D., Liu, D.-P., y Chen, J.-S.. 2007. Controlled synthesis, growth mechanism, and properties of monodisperse cds colloidal spheres. Chemistry – A European Journal, 13(31), pp. 8754–8761. doi: https://doi.org/10.1002/chem.200700754.

Liang, R., Zhang, J., Ma, L., y Li, Y.. 2015. Performance evaluation of new type hybrid photovoltaic/thermal solar collector by experimental study. Applied Thermal Engineering, 75, pp. 487–492. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2014.09.075.

Meinel, A. y Meinel, M.. 1976. Applied solar energy: an introduction. Addison-Wesley.

Mojiri, A., Taylor, R., Thomsen, E., y Rosengarten, G.. 2013. Spectral beam splitting for efficient conversion of solar energy - A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 28, pp. 654–663. doi: 10.1016/j.rser.2013.08.026.

Notton, G., Cristofari, C., Mattei, M., y Poggi, P.. 2005. Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. Applied Thermal Engineering, 25(17), pp. 2854–2877. doi: https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2005.02.008.

Ntziachristos, V. Bremer, C. W. R.. 2003. Fluoresence imaging with near-infrared light new technology advances that enable in vivo molecular imaging. European Radiology, 13, pp. 195–198. doi: 10.1007/s00330-002-1524-x.

of Dubai, G.. 2022. Mohammed bin rashid al maktoum solar park, innovation centre. Consultado el 2022-01-30. de https://www.mbrsic.ae/en/about/innovation-centre/.

of Energy, U. S. D.. 2001. The history of solar energy. Consultado el 2021-03-15. de https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf.

Othman, M. Y., Hamid, S. A., Tabook, M. A. S., Sopian, K., Roslan, M. H., y Ibarahim, Z.. 2016. Performance analysis of PV / T Combi with water and air heating system : An experimental study. Renewable Energy, 86, pp. 716–722. doi: 10.1016/j.renene.2015.08.061.

Pacebutas, V., Grigoras, K., Krotkus, A., y Gostauto, A.. 1997. Porous silicon applications in solar cell technology. Physica Scripta, 69, pp. 255–258.

Permogorov, S., Reznitskii, A., Verbin, S., Müller, G., P, P. F., y Nikiforova, M.. 1982. Localized excitons in $cds_{1-x}se_x$ solid solutions. Phys. Stat. Sol B, 113(2), pp. 589–600. doi: 10.1002/pssb.2221130223.

Prasad, P.. 2004. In: Introduction to Biophotonics: Nanotechnology for Biophotonics: Bionanophotonics.. John Wiley Sons, Ltd.

Prasad, P.. 2012. Introduction to Nanomedicine and Nanobioengineering. John Wiley Sons, Ltd.

Ragheb, M.. 2011. Solar thermal power and energy storage historical perspective. University of Illinois at Urbana-Champaign.

Ramizy, A., Aziz, W. J., Hassan, Z., Omar, K., y Ibrahim, K.. 2011. Improved performance of solar cell based on porous silicon surfaces. Optik, 122(23), pp. 2075–2077. doi: https://doi.org/10.1016/j.ijleo.2010.11.026.

Sekhar, H. y Rao, D.. 2013. Stokes and anti-stokes luminescence in heat-treated cds nanopowders. The Journal of Physical Chemistry C, 115(5), pp. 2300–2307. doi: 10.1021/jp3074943.

Sharaf OZ, O. M.. 2015. Concentrated photovoltaic thermal (cpvt) solar collector systems: Part i – fundamentals, design considerations and current technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 50, pp. 1500–1565. doi: 10.10M. K.16/j.rser.2015.05.036.

Sharma, P., Brown, S., Walter, G., Santra, S., y Moudgil, B.. 2006. Nanoparticles for bioimaging. Advances in Colloid and Interface Science, 123-126, pp. 471–485. Special Issue in Honor of Dr. K. L. Mittal. doi: https://doi.org/10.1016/j.cis.2006.05.026.

Singh, P. y Ravindra, N.. 2012. Temperature dependence of solar cell performance—an analysis. Solar Energy Materials and Solar Cells, 101, pp. 36–45. doi: https://doi.org/10.1016/j.solmat.2012.02.019.

Skoplaki, E. y Palyvos, J. A.. 2009. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. Solar Energy, 83(5), pp. 614–624. doi: 10.1016/j.solener.2008.10.008.

Smyntyna, V., Semenenko, B., Skobeeva, V., y Malushin, N.. 2014. Photoactivation of luminescence in cds nanocrystals. Beilstein Journal of Nanotechnology, 5, pp. 355–359. doi: 10.3762/bjnano.5.40.

Soltani, S., Kasaeian, A., Sokhansefat, T., y Shafii, M. B.. 2018. Performance investigation of a hybrid photovoltaic/thermoelectric system integrated with parabolic trough collector. Energy Conversion and Management, 159(September 2017), pp. 371–380. doi: 10.1016/j.enconman.2017.12.091.

Srivastava, S. y Reddy, K. S.. 2017. Simulation studies of thermal and electrical performance of solar linear parabolic trough concentrating photovoltaic system. Solar Energy, 149, pp. 195–213. doi: 10.1016/j.solener.2017.04.004.

Sze, S.M. Ng, K.. 1981. In: Physics of Semiconductor Devices: Sensors. John Wiley &Sons, Ltd.

Tenne, R., Nabutovsky, V., Lifshitz, E., y Francis, A.. 1992. Unusual photoluminescence of porous cds (cdse) crystals. The Journal of Physical Chemistry C, 82(9), pp. 651–654. doi: 10.1016/0038-1098(92)90055-E.

Tyagi, V. V., Kaushik, S. C., y Tyagi, S. K.. 2012. Advancement in solar photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid collector technology. de http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.12.013.

Varshni, Y. P.. 1967. Temperature dependence of the energy gap in semiconductors. Physica, 34(1), pp. 149–154. doi: 10.1016/0031-8914(67)90062-6.

Villa-Angulo, C., Guayante-Santacruz, F. J., Villa-Angulo, R., Hernández-Fuentes, I. O., Morales-Carbajal, R., y Villa-Angulo, J. R.. 2018. Correlation of theory with experimental photon absorption and photon emission of quasitype II CdS/ZnS QDs. Journal of Nanophotonics, 12(4), pp. 1 – 13. doi: 10.1117/1.JNP.12.046010.

Widyolar, B. K., Abdelhamid, M., Jiang, L., Winston, R., Yablonovitch, E., Scranton, G., Cygan, D., Abbasi, H., y Kozlov, A.. 2017. Design, simulation and experimental characterization of a novel parabolic trough hybrid solar Photovoltaic/Thermal (PV/T) collector. Renewable Energy, 101, pp. 1379–1389. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.014.

Wysocki, J. y Rappaport, P.. 1960. Effect of temperature on photovoltaic solar energy conversion. Journal of Applied Physics, 31, pp. 571–578.

Zhang, L., Jing, D., Zhao, L., Wei, J., y Guo, L.. 2012. Concentrating pv/t hybrid system for simultaneous electricity and usable heat generation: A review. International Journal of Photoenergy, 2012. doi: 10.1155/2012/869753.

Zondag, H.. 2008. Flat-plate pv-thermal collectors and systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 12(4), pp. 891–959. doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.12.012.

Zukauskas, A.. 1987. Handbook of single phase convective heat transfer, capítulo Heat transfer from tubes in cross flow. Wiley Interscience.

Anexo

Nomenclatura

Mayúsculas

A	⟶	área
D	⟶	diámetro
L	⟶	longitud del sistema
T	⟶	temperatura
S	⟶	radiación absorbida
CPVT	⟶	concentrador térmico fotovoltaico
HTF	⟶	fluido de transferencia de calor
PL	⟶	fotoluminiscencia
PLF	⟶	filtro fotoluminiscente
PTC	⟶	concentrador de cilindro parabólico
W	⟶	apertura del concentrador

Minúsculas

h	⟶	coeficiente de transferencia de calor
k	⟶	conductividad térmica del material
q	⟶	flujo de calor

Letras griegas

α	⟶	absortividad
β	⟶	coeficiente de temperatura
γ	⟶	factor de intercepción
σ	⟶	constante de Stefan-Boltzmann
η	⟶	eficiencia

Subíndices

a	⟶	ambiente
ec	⟶	exterior de la celda fotovoltaica
f	⟶	fluido
ic	⟶	interior de la celda fotovoltaica
it	⟶	interior del tubo absorbedor
o	⟶	externo del tubo absorbedor
v	⟶	vidrio
cva	⟶	por convección del vidrio al ambiente
rvs	⟶	por radiación del vidrio al cielo
ccv	⟶	por convección de la celda fotovoltaica al vidrio
ctf	⟶	por convección del tubo al fluido
rcv	⟶	por radiación de la celda fotovoltaica al vidrio
kc	⟶	por conducción a través de las celdas fotovoltaicas
kt	⟶	por conducción a través del tubo absorbedor
u	⟶	calor útil