



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE HIDALGO

INSTITUTO DE CIENCIAS BÁSICAS E INGENIERÍA

Área Académica de Ciencias de la Tierra y Materiales

Tesis:

Modelado, simulación computacional y caracterización de las propiedades de celdas fotovoltaicas para evaluar el desempeño de un sistema híbrido solar

Presenta:

M.C.M. Demetrio Fuentes Hernández

Para obtener el grado de Doctor en Ciencias de los Materiales

Bajo la supervisión del comité tutorial:

Dra. Marissa Vargas Ramírez

Dr. Edgar Arturo Chávez Urbiola

Dr. Felipe Legorreta García

Dr. José Enrique Samaniego Benítez



Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo
Instituto de Ciencias Básicas e Ingeniería
School of Engineering and Basic Sciences

Mineral de la Reforma, Hgo., a 26 de agosto de 2025

Número de control: ICBI-D/1565/2025

Asunto: Autorización de impresión.

MTRA. OJUKY DEL ROCIO ISLAS MALDONADO
DIRECTORA DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR DE LA UAEH

El Comité Tutorial de la tesis titulada "**Modelado, simulación computacional y caracterización de las propiedades de celdas fotovoltaicas para evaluar el desempeño de un sistema híbrido solar**", realizado por el sustentante **Demetrio Fuentes Hernández** con número de cuenta **415426** perteneciente al programa del **Doctorado en Ciencias de los Materiales (tradicional)**, una vez que ha revisado, analizado y evaluado el documento recepcional de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 110 del Reglamento de Estudios de Posgrado, tiene a bien extender la presente:

AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

Por lo que la sustentante deberá cumplir los requisitos del Reglamento de Estudios de Posgrado y con lo establecido en el proceso de grado vigente.

Atentamente
"Amor, Orden y Progreso"

El Comité Tutorial


Dra. Marissa Vargas Ramírez
Directora de tesis


Dr. Edgar Arturo Chávez Uriola
Codirector

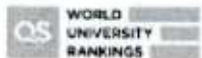

Dr. Felipe Legorreta García
Titular


Dr. José Enrique Samaniego Benítez
Suplente

Mtro. Gabriel Vergara Rodríguez
Director del ICBI


Ciudad del Conocimiento, Carretera Pachuca-Tulancingo Km. 4.5 Colonia Carboneras, Mineral de la Reforma, Hidalgo, México. C.P. 42184.
Teléfono: 771 71 720 00 Ext. 40001
direccion_icbi@uaeh.edu.mx, vergara@uaeh.edu.mx

"Amor, Orden y Progreso"



2025



uaeh.edu.mx

Índice Temático

1. Introducción y estado del arte	12
2. Planteamiento del problema	20
3. Justificación.....	24
4. Objetivo General.....	26
4.1. Objetivos específicos.....	26
5. Preguntas de investigación.....	26
6. Hipótesis	27
7. Impacto social	27
8. Marco Teórico.....	29
8.1. Sistemas híbridos solares	29
8.2. Radiación solar	30
8.3. Celdas y paneles fotovoltaicos	33
8.4.1. Interacción de la luz con los semiconductores	40
8.5. Reflectores difusos de refuerzo	41
9. Desarrollo Experimental.....	46
9.1.1. Metodología de simulación de la celda y panel fotovoltaicos.....	47
9.1.1.1. Definiciones globales.....	47
9.1.1.4. Variables: Fotogeneración	49
9.1.1.5. Geometría	49
9.1.1.6. Modulo semiconductor (Ecuaciones)	50
9.1.1.7. Modelo de material semiconductor (Ecuaciones)	50
9.1.3. Simulación del panel fotovoltaico a diferentes irradiancias	54
9.1.4. Simulaciones con la consideración de la temperatura de operación.....	55
10. Resultados.....	61
10.4. Simulación del panel fotovoltaico a diferentes irradiancias	65
10.5. Simulaciones con la consideración de la temperatura de operación.....	67
Referencias	85

Índice de Tablas

Tabla 1: Propiedades semiconductoras de los materiales	37
Tabla 2: Características de los materiales de fabricación de celdas fotovoltaicas	39
Tabla 3: Voltaje aplicado al inicio de la simulación	47
Tabla 4: Declaración de la función interpolación.....	47
Tabla 5: Declaración de la variable G_{ph} perteneciente a la fotogeneración.	49
Tabla 6: Características del equipo de cómputo donde se realiza la simulación.....	53
Tabla 7: Voltaje aplicado durante la solución de la simulación.	53
Tabla 8. Datos del panel según el fabricante	54
Tabla 9. Semiconductores utilizados en la fabricación de celdas fotovoltaicas con band gap cercano a 1.6 eV (Green et al., 2022; Kopidakis, 2021).....	60
Tabla 10. Comparativa de los datos obtenidos y los reportados por el fabricante.	69
Tabla 11. Comparativa de medición de irradiancia con y sin BDR.	73
Tabla 12. Temperatura de la sección cálida T_h en función del número de TEGs interconectados.	74
Tabla 13. Temperatura de del panel PV debido a la interconexión con el TEG.	74
Tabla 14. Potencia eléctrica del SHS con BDR.....	79
Tabla 15. Comparativa de potencia y rendimiento de SHS diseñados con diferentes materiales fotovoltaicos.	79

Índice de Figuras

Figura 1. Esquema general de la configuración del SHS.	20
Figura 2: Curva V-I ideal de un panel fotovoltaico de silicio vs consideración de la temperatura de operación.....	22
Figura 3: Eficiencia en celdas fotovoltaicas.	23
Figura 4: Costo de la generación de energía fotovoltaica por MW/h en México.....	25
Figura 5: Representación gráfica de la posición solar respecto al dispositivo solar.	32
Figura 6: Mapa estimativo de la radiación solar en América del Norte.	33
Figura 7. A la izquierda la función de Fermi para un conductor a cero Kelvin. A la derecha la Función de Fermi para un conductor metálico a temperatura ambiente.....	35
Figura 8: Función de Fermi para un aislante a temperatura ambiente.....	35
Figura 9: Función de Fermi para un semiconductor a temperatura ambiente.	36
Figura 10: Comparativa entre, intensidad de corriente y voltaje generados en función de la temperatura.	38
Figura 11: Ejemplo de dependencia de la tensión de circuito abierto y de la corriente de cortocircuito de una célula solar (célula de GaAs) con la temperatura (Carta González et al., 2013).....	39
Figura 12: Variación del coeficiente de absorción para diferentes semiconductores en función de la longitud de onda de interacción.	41
Figura 13: Esquema general del funcionamiento de un reflector difuso de refuerzo.....	42
Figura 14: Ilustración del efecto Seebeck.....	43
Figura 15: Espectro solar al llegar a la atmósfera terrestre.	48
Figura 16: Aproximación al espectro solar aprovechable según la norma ASTM-173-03.	48
Figura 17: Geometría de la celda fotovoltaica.....	49
Figura 18: Representación del mallado.	53
Figura 19: Esquema del arreglo experimental de la medición eléctrica del panel fotovoltaico en condiciones reales de operación, en Mineral de la Reforma, Hidalgo.	54
Figura 20: Selección del telururo de bismuto con cargas tipo n en la geometría.	56
Figura 21: Selección de la alúmina en la geometría.	56

Figura 22: Selección del telururo de bismuto con cargas tipo p en la geometría.	57
Figura 23: Selección de la plata en la geometría.	57
Figura 24: Muestras del sustrato del reflector difuso de refuerzo.	59
Figura 25: Concentración de dopante en función de la profundidad.	62
Figura 26: Curva i-V del panel fotovoltaico.	62
Figura 27: Curva P-V del panel fotovoltaico.	63
Figura 28: Validación de simulación computacional de la curva i-V mediante mediciones experimentales.	65
Figura 29: Validación de simulación computacional de la curva P-V mediante mediciones experimentales.	65
Figura 30: Curvas i-V a diferentes irradiancias entre 1000 y 2000 W/m ² a 25 °C.	66
Figura 31: Curvas P-V a diferentes irradiancias entre 1000 y 2000 W/m ² a 25 °C.	67
Figura 32: Curvas i-V a diferentes irradiancias entre 1000 y 2000 W/m ² a diferentes temperaturas de operación.	68
Figura 33: Curvas P-V a diferentes irradiancias entre 1000 y 2000 W/m ² a diferentes temperaturas de operación.	69
Figura 34: Gradientes de temperatura entre las secciones del TEG de 170 °C.	70
Figura 35: Diferencia de potencial entre las terminales del TEG con gradiente de temperatura = 170 °C.	70
Figura 36: Gradientes de temperatura entre las secciones del TEG de 150 °C.	70
Figura 37: Diferencia de potencial entre las terminales del TEG con gradiente de temperatura = 150 °C.	71
Figura 38: Gradiente de temperatura entre las secciones del TEG de 120 °C.	71
Figura 39: Diferencia de potencial entre las terminales del TEG con gradiente de temperatura = 120 °C.	71
Figura 40: Espectro de reflectancia del sustrato del reflector difuso de refuerzo.	72
Figura 41: Incremento porcentual de irradiancia proporcionado por el BDR.	73
Figura 42. Transferencia de calor entre el panel PV y el TEG con $T_c = 30$ °C.	75
Figura 43. Transferencia de calor entre el panel PV y el TEG con $T_c = 25$ °C.	75
Figura 44. Transferencia de calor entre el panel PV y el TEG con $T_c = 20$ °C.	76
Figura 45. Transferencia de calor entre el panel PV y el TEG con $T_c = 15$ °C.	76

Figura 46: Potencia eléctrica generada por el arreglo de TEGs en función al número de elementos.	77
Figura 47: Potencia eléctrica incrementada por cada arreglo de TEG con respecto a la configuración anterior.....	77
Figura 48: Potencia generada por cada TEG en función al número de elementos interconectados.	78
Figura 49. Comparativa de la potencia generada por el panel PV (verde), panel PV+BDR (amarillo) y SHS (rojo) con diferentes materiales fotovoltaicos.	80
Figura 50. Comparativa del incremento de rendimiento de diferentes SHS diseñados con diferentes paneles PV contra su versión Panel PV + BDR (negro) y Panel PV en solitario (gris).....	80
Figura 51. Comparativa del incremento de rendimiento de diferentes paneles PV al incorporar BDR.	81
1 (mSi), 2 (Si poli), 3 (a-Si/nc-Si (Tandem), 4 (GaAs), 5 (CIGS), 6 (CdTe) y 7 (InGaP/GaAs/InGaAs).....	81
Figura 52. Comparativa de la potencia recuperada por cada TEG en cada configuración de SHS.....	81
1 (mSi), 2 (Si poli), 3 (a-Si/nc-Si (Tandem), 4 (GaAs), 5 (CIGS), 6 (CdTe) y 7 (InGaP/GaAs/InGaAs).....	81

GLOSARIO

A	Área (m^2)
a	Coefficiente de absorción en la superficie terrestre (adimensional)
A_e	Área efectiva (m^2)
A_c	Área de la placa de absorción (m^2)
A_{PV}	Área del panel PV (m^2)
A_{TEG}	Área de contacto entre el panel PV y el TEG (m^2)
*B	Irradiación total en un elemento activo con luz concentrada (W)
C	Grado de concentración de radiación solar (adimensional)
c	Velocidad de la luz ($3 \times 10^8 \text{ m/s}$)
C_p	Capacidad calorífica a presión constante (kJ/kg K)
C_T	Coefficiente de temperatura en condiciones estándar ($1/\text{K}$)
$D_{n,th}$	Capacidad de difusión de los portadores de carga negativos
$D_{p,th}$	Capacidad de difusión de los portadores de carga positivas
d_j	Flujo difusivo
E	Energía de onda (J)
E_{g0}	Gap dependiente de la temperatura (eV)
E_{f0}	Función trabajo del material
E_v	Gradiente de voltaje (V/m)
G	Intensidad de la radiación solar (W/m^2)
G_{ph}	Intensidad de fotogeneración (W)
$G_{p,0}$	Generación debido a recombinación de las cargas positivas (W)
$G_{n,0}$	Generación debido a la recombinación de las cargas negativas (W)
H_T	Radiación global promedio anual en la superficie inclinada ($\text{KWh/m}^2\text{-día}$)
h_c	Coefficiente de convección ($\text{W/m}^2 \text{ K}$)
h	Constante de Plank ($6.63 \times 10^{-34} \text{ Js}$)
i	Corriente eléctrica generada por el panel fotovoltaico (A)
I	Intensidad de corriente eléctrica (A)
I_c	Radiación solar cósmica (W/m^2)
i_f	Corriente fotogenerada (A)

i_d	Corriente que atraviesa el diodo (A)
I_{sc}	Corriente a corto circuito (A)
i_r	Corriente debido a la resistencia (A)
J	Densidad de corriente (A/m ²)
J_e	Densidad de corriente debido al efecto Seebeck (A/ m ²)
k	Coefficiente de negrura en la superficie de la celda, constante de Boltzmann (0-1)
k_B	Constante de Boltzmann (1.381x10 ⁻²³ J/K)
l	Espesor del material (m)
L_{ca}	Carga térmica mensual (GJ/año)
l_d	Espesor de la zona de depleción (m)
M	Coefficiente de idealidad (Adimensional)
m	Masa (kg)
n	Portadores negativos
N_A	Número de átomos aceptores
N_a^-	Densidad de cargas atómicas aceptoras
N_b	Número de átomos en el fondo del semiconductor
N_D	Número de átomos donantes
N_D^{prev}	Número de átomos presentes en la zona de unión del semiconductor dopado
N_{D0}	Número de átomos en estado latente
N_d^+	Densidad de cargas atómicas donadoras
N_c	Densidad de cargas en las bandas de conducción
N_v	Densidad de cargas en las bandas de valencia
P	Potencia (W)
p	Portadores positivos
P^*	Potencia generada por TEG (W)
P_c	Flujo de Calor (W)
P_e	Potencia eléctrica generada por la celda fotovoltaica (W)
P_{eTEG}	Potencia eléctrica generada por el conjunto de TEG (W)
P_H	Calor generado en la celda fotovoltaica (W)
P_{PVM}	Potencia generada por el módulo fotovoltaico (W)
P_p	Potencia generada por un par celda solar-TEG (W)

P_T	Potencia total generada por el par módulo-TEG (W)
P_{Therm}	Potencia térmica (W)
P^*	Potencia generada por el TEG (W)
q	Carga del electrón (C)
$\dot{Q}$	Potencia disipada (W)
Q_A	Calor requerido para calentar el agua (GJ/año)
$\dot{Q}_{Cond}$	Flujo de calor por conducción (W)
$\dot{Q}_{Conv}$	Flujo de calor por convección (W)
$Q_{j,v}$	Cargas desplazadas debido al flujo de corriente y voltaje (A)
$\dot{Q}_{Rad}$	Flujo de calor por radiación (W)
Q^{rad}	Flujo de calor por radiación (W)
Q_T	Pérdidas en el tanque (GJ/año)
$\dot{Q}_{TEG}$	Flujo de calor proveniente del panel PV a los TEGs (W)
Q_{ted}	
q_{util}	Trabajo Útil (W)
q_{cs}	Perdidas de calor en el colector (W)
q_{da}	Perdidas de calor en el depósito (W)
q_{cx}	Perdidas de calor en las conexiones (W)
R	Coefficiente de reflexión (adimensional)
R_e	Resistencia eléctrica (Ω)
R_s	Resistencia en serie (Ω)
R_T	Radio de la Tierra (m)
R_{TEG}	Resistencia térmica del TEG (K/W)
S	Coefficiente de Seebeck (V/K)
T	Temperatura de equilibrio de la celda (K)
T_a	Temperatura ambiente (K)
TCV	Coefficiente de pérdida de voltaje debido a la temperatura (%/K)
T_c	Temperatura de la sección fría del TEG (K)
$T_{cp.}$	Temperatura del colector plano (K)
T_h	Temperatura de la sección cálida del TEG (K)
T_l	Temperatura de referencia (K)

T_{oc}	Temperatura de operación de la celda fotovoltaica (K)
T_{ref}	Temperatura de referencias (K)
TVI	Coeficiente de pérdida de corriente debido a la temperatura (%/K)
u	Energía Interna (J)
V	Diferencia de potencial (V)
V_{oc}	Voltaje a circuito abierto (V)
ZT_M	Dimensionamiento termoeléctrico de la figura de mérito (adimensional)
A	Análogo de la constante barométrica (adimensional)
α	Coeficiente de calidad del concentrador (adimensional)
α_1	Coeficiente de absorción del material (adimensional)
β	Coeficiente de pérdida de calor en un elemento por refrigeración (adimensional)
γ	Coeficiente de temperatura en el panel (K^{-1})
γ_n	Espesor en la región de depleción en la región n
γ_p	Espesor en la región de depleción en la región p
ε	Emisividad (0-1)
ϵ_0	Permitividad relativa en el vacío ($9 \times 10^9 \frac{Nm^2}{c^2}$)
ϵ_r	Permitividad relativa en un material
η	Eficiencia de la celda solar (adimensional)
η_c	Eficiencia del calentador (adimensional)
η_{pv}	Eficiencia del módulo fotovoltaico (adimensional)
η_s	Eficiencia del colector (adimensional)
η_T	Eficiencia total (adimensional)
η_α	Eficiencia del módulo fotovoltaico (adimensional)
η_0	Eficiencia de Carnot (adimensional)
θ_D	Temperatura de Debye (K)
κ	Coeficiente de conducción (W/m K)
λ	Longitud de onda (m)
μ_n	Movilidad de cargas negativas (C/m)
μ_p	Movilidad de cargas positivas (C/m)
ρ	Densidad (kg/m^3)

ρ_c	Densidad de portadores de carga (C/m ³)
σ	Constante de Stefan-Boltzmann (W/m ² K ⁴)
σ_e	Conductividad eléctrica (S/m)
T	Coefficiente de transmitancia (adimensional)
φ	Ángulo de posición del sol en relación con el zenit (°)
#TEG	Número de TEGs

1. Introducción y estado del arte

En la actualidad no se puede concebir un desarrollo moderno sin la generación de energía eléctrica, siendo quizá el recurso fundamental para el avance tecnológico y social de la humanidad (Organización Mundial de las Naciones Unidas (ONU), 2002). La dependencia de esta forma de energía ha obligado a emplear diversos recursos energéticos para su transformación, que según su disponibilidad regional van desde la quema de carbón de origen mineral y derivados del petróleo como el metano, propano, butano, diésel y/o combustóleo, siendo estos los principales generadores de contaminantes en la industria energética, en su lugar se han buscado remplazos provenientes de la biomasa como el carbón vegetal, maderas comprimidas y biocombustibles generados a partir de desechos ganaderos y agrícolas (Organización Mundial de las Naciones Unidas (ONU), 2002) Otras fuentes explotadas han sido recursos hídricos tales como la energía potencial del agua contenida en represas, la energía cinética de ríos, corrientes marinas, mareas y olas.

La energía proveniente del viento se ha logrado aprovechar en aplicaciones agrícolas, como forma de propulsión para navíos y no tan recientemente empleando aerogeneradores, se ha logrado transformar en energía eléctrica, así mismo, se ha buscado aprovechar la energía residual de fisiones nucleares controladas, en reactores dentro de centrales nucleoelectricas alrededor del mundo. Sin embargo, resulta lógico que al buscar nuevas opciones para la generación de energía eléctrica se buscará aprovechar la fuente de energía más importante de la que disponemos, el sol. La energía solar es tan importante que incluso es directa o indirectamente responsable de muchas de las otras fuentes energéticas mencionadas anteriormente (Carta González et al., 2013).

La energía solar se ha aprovechado en diversas aplicaciones desde casi el origen de la humanidad, desde el secado de alimentos y pieles, el calentamiento de agua, el crecimiento de cultivos, la medición del tiempo, etc. Hoy en día la forma convencional de aprovechar este recurso y su transformación en energía eléctrica es mediante los llamados sistemas fotovoltaicos, los cuales emplean celdas de diversos materiales semiconductores. Así mismo se encuentran centrales de concentración solar térmica que permite elevar la temperatura de operación de un fluido de trabajo para su posterior aprovechamiento en un ciclo Rankine (Carta González et al., 2013).

En el caso de México, cuya radiación solar promedio en el 90% del país se sitúa entre 5 y 6 kWh/m², los sistemas fotovoltaicos son actualmente la tecnología más utilizada para la generación de energía eléctrica a través de esta fuente renovable (Gobierno de México, n.d.; Gordon Jeffrey, 2013; Yakut et al., 2024). Sin embargo, estos sistemas presentan diversas dificultades para su funcionamiento, entre las que se encuentran las condiciones climáticas y atmosféricas como la nubosidad, la contaminación del aire o el polvo, y sobre todo el calentamiento, que reduce significativamente su rendimiento. Es bien sabido por estudios previos que las altas temperaturas de funcionamiento pueden reducir la capacidad de producción original más del 10% (Almukhtar et al., 2023; Al-Shohani, Al-Dadah, & Mahmoud, 2016; Baccoli et al., 2018; Foster Robert et al., 2010; Sharaf et al., 2022).

Una propuesta para aprovechar el calor generado es el uso de TEGs, mediante la diferencia de temperatura entre sus placas y convertirlo en potencial eléctrico a través del llamado efecto Seebeck. La combinación de estas tecnologías da paso a los conocidos PV-TGS.

Este desarrollo ha demostrado que puede aumentar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos utilizando el calor residual (Mahdavi et al., 2022). (Vorobiev et al., 2006a) concluyeron que teóricamente un sistema híbrido solar (SHS) con condiciones de diseño apropiadas puede mejorar el rendimiento entre un 5 y 10%. (Chávez Urbiola & Vorobiev, 2013) determinaron que, con un enfriamiento adecuado en TEGs de telururo de bismuto (Bi₂Te₃), la eficiencia eléctrica de un sistema híbrido en condiciones ambientales de Querétaro México (950 W/m²) puede crecer hasta un 5% con una diferencia de temperatura entre las placas de 150 °C. (Cotfas et al., 2017) caracterizaron un SHS y definieron que un panel silicio monocristalino (mSi) puede aumentar su rendimiento hasta en 11% en condiciones de funcionamiento naturales en Rumania, utilizando el flujo de agua en tuberías para extraer calor en la sección fría del TEG. (Babu & Ponnambalam, 2018) establecieron mediante un modelo matemático que el uso de TEGs beneficia el rendimiento en 5%.

Como se mencionó anteriormente, un SHS busca aprovechar el flujo de calor residual de los sistemas fotovoltaicos tradicionales, sin embargo, para que estos dispositivos termoelectricos funcionen y proporcionen una salida de voltaje significativa, debe existir una temperatura mínima de entre 30 y 80 °C dependiendo del modelo a utilizar (Kryotherm, 2020). Estas temperaturas se pueden alcanzar fácilmente en condiciones de alta irradiancia, ya sea de forma natural o artificial utilizando dispositivos de baja concentración.

Es por lo que se propone el uso de reflectores que sean capaces de redirigir la radiación hacia el panel fotovoltaico.

Los reflectores difusos de refuerzo (BDR) provocan que la radiación incida de forma homogénea en toda la zona del panel, debido a su superficie rugosa que genera múltiples rayos en todas direcciones, evitando con ello una distribución heterogénea de temperatura y, por tanto, la generación irregular en las células que componen el panel fotovoltaico (Abd-Elhady, 2020; Abed et al., 2020; Barugkin et al., 2017; Gang & Hrishmesas, 1988; Gelegenis et al., 2015; Hess, 2015; Indira et al., 2021; Islam et al., 2019; Jenan Basher et al., 2018; Kalogirou, 2016; Mishra et al., 2016; Nasrin et al., 2018; Qin et al., 2017; Sayigh, 1979). La primera aplicación de estos dispositivos ópticos fue en 1958 cuando Tabor realizó una investigación para encontrar métodos más baratos de producir energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos (Tabor, 1966). Desde entonces, diversas investigaciones han demostrado que el uso de estos reflectores aumenta significativamente su rendimiento. (Tripanagnostopoulos et al., 2002) experimentaron con diferentes configuraciones de SHS, lo que resultó en que el uso de BDR puede mejorar la eficiencia eléctrica entre 25 y 35% dependiendo de la hora del día y el ángulo de inclinación. (Rönnelid Mats et al., 1999) determinaron que el uso de BDR produce entre 20 y 25% más de energía en un sistema fotovoltaico en las condiciones ambientales suecas. (Malik & Chandel, 2020) calcularon que el uso de reflectores puede aumentar la producción de energía entre 10 y 19,84% en verano y entre 10 y 13,23% en invierno, en las condiciones ambientales de la India. (Mohsenzadeh & Hosseini, 2015) demostraron que mediante el uso de reflectores difusos en un sistema termofotovoltaico, el agua puede alcanzar 80 °C en 8 horas y provocar un aumento del 11,81% en la generación de voltaje y del 5% en la producción de corriente de cortocircuito de un sistema fotovoltaico.

Por su parte, se han desarrollado diferentes opciones para enfriar la sección fría de los TEGs que han mostrado resultados prometedores. Estas alternativas van desde la ventilación natural mediante disipadores de calor fabricados en aluminio, pasando por refrigeración activa que consta de tuberías metálicas por las cuales circula agua corriente como las propuestas por Makki et al. (Makki et al., 2016; Patel & Singh, 2021; Rowe D. M, 1995; Sheikholeslami & Khalili, 2023; Widodo Besar Riyadi et al., 2023) a Materiales de Cambio de Fase (PCM) como el analizado por (Darkwa et al., 2019) con un aumento de 9.5% en la recuperación de calor o los estudiados por (Gholami & Gorji, 2023) que son capaces de recuperar entre 3.05 y 6.17%.

Como se ha demostrado, el desarrollo de sistemas de generación fotovoltaica-termoeléctrica (PV-TGS) va ligado a una mayor producción de energía eléctrica, sin embargo, su construcción y experimentación requiere de una superficie adecuada, así como de los materiales necesarios para la misma.

Una alternativa a la construcción y posterior experimentación de cualquier sistema de ingeniería es la simulación computacional. Esta herramienta ahorra tiempo y costos en el proceso, obteniendo resultados muy cercanos a la realidad que nos permiten determinar el comportamiento y con ello determinar la viabilidad de su construcción.

Varias investigaciones han utilizado simulación por computadora para evaluar sistemas solares (Cheng, 2016; Fuentes Hernández et al., 2022; Michael et al., 2015; Zebajadi, 2016). (Premalatha & Valan Arasu, 2016) lograron predecir, mediante métodos numéricos, la radiación solar en diferentes regiones de la India, utilizando como referencia datos meteorológicos de los 10 años anteriores. (Mohammad & Al-Shohani, 2022) realizaron un estudio numérico sobre un sistema fotovoltaico en un rango entre 25 y 65 °C, determinando que el aumento de la temperatura de funcionamiento conduce a una clara disminución de la tensión de salida y que en el rango estudiado de temperatura el coeficiente de pérdida de potencia es -26%/°C. (Makki et al., 2016) desarrollaron una simulación para calcular la tasa de transferencia de calor en la sección TEG fría de un PV-TGS y cómo esto afecta su eficiencia en territorios desérticos con alta demanda energética. (Al-Shohani, Al-Dadah, Mahmoud, et al., 2016) utilizando software de trazado de rayos, determinaron que a 30° se obtiene el diseño óptimo de un concentrador en V para aplicaciones solares. (Khan et al., 2017) modeló utilizando algoritmos que validaron experimentalmente un SHS que incorpora diferentes configuraciones de reflectores en condiciones reales en Corea, encontrando que el uso de estos conduce a un aumento de entre 22,75 y 38,55% en la generación eléctrica. (Fuentes-Hernández et al., 2020) mediante simulación computacional en MatLab Simulink, afirmaron que, en condiciones ideales de transferencia de calor, el uso de TEGs puede incrementar la producción de un sistema fotovoltaico que incorpore BDR entre un 7 y un 8%. (Daabo et al., 2016) realizaron una simulación de la transferencia de calor en el fluido de trabajo de un ciclo Brayton con concentración solar utilizando un módulo CFD (Asvad et al., 2023). Llevaron a cabo una simulación de transferencia de calor en un SHS que utiliza diferentes configuraciones de

reflectores y métodos de enfriamiento y, basándose en sus datos de simulación, concluyeron que la eficiencia eléctrica podría crecer entre 8.64 y 12.37.

Sin embargo, el elemento más importante del SHS es el panel PV, el cual es un dispositivo que como su nombre lo indica, es capaz de convertir parte de la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. En 1960 Shockley y Queisser determinaron el límite de eficiencia que puede alcanzar la conversión de energía fotovoltaica mediante una unión p-n simple, estableciéndola en 30% para celdas de silicio en condiciones ideales de operación (Shockley & Queisser, 1961).

Desde la década de los setenta se estudió el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos en operación real y se indicó que la conversión de energía solar ya sea de forma fotovoltaica o fototérmica teóricamente promete un alto potencial y eficiencia, sin embargo, en la práctica esto no ha sido nada sencillo de alcanzar, por lo que se ha considerado que si un solo material no es capaz de aprovechar todo el espectro de radiación solar y entregar una alta eficiencia, entonces la unión de dos o más materiales debería de tener un mejor rendimiento. Sin embargo, esta propuesta ha resultado bastante costosa y su desarrollo requiere de largo proceso de síntesis, caracterización y, sobre todo, escalamiento (Swanson, 1979).

Aún con todos estos inconvenientes luce como una propuesta prometedora, pues de esta manera muchas tecnologías fotovoltaicas de unión de materiales sensibles a la radiación solar han logrado alcanzar una muy alta eficiencia, para 2019 las celdas con mayor eficiencia en unión simple son las celdas de película delgada de arseniuro de galio pertenecientes a las llamadas celdas III-V, este nombre debido al periodo de los semiconductores que las forman. Sin embargo, en celdas que incorporan múltiples uniones también aquellas en la que el compuesto está presente (GaAs) suelen ocupar las posiciones más altas en porcentajes de eficiencia comparándolas con el resto de las celdas fabricadas con otros semiconductores (Green et al., 2022).

Otro conjunto de celdas en desarrollo para aplicaciones fotovoltaicas son las denominadas celdas II-IV, esto debido a su bajo costo en su fabricación, como la n-CdS/p-PbS sintetizada por (Peña-Cabrera et al., 2016) en 2016 sobre una cama de óxido de estaño e indio y dopada con plata, que si bien no es altamente eficiente, su fabricación es de menor costo debido a que su proceso de síntesis requiere de bajas temperaturas y el dopado con plata repercutió en una reducción de 2.39 a 2.33 eV en el band gap. En 2017, Essig reportó que mediante una doble o

triple unión se puede superar el límite histórico impuesto a las celdas de silicio del 30%, y que se pueden alcanzar eficiencias del 32.8% con unión doble de celdas III-V//Si y 35.9% con celdas GaInP/GaAs//Si. Sin embargo, el costo de producir este tipo de celdas es excesivamente mayor que producir las clásicas celdas de silicio (Essig et al., 2017).

No obstante, el silicio es un elemento sumamente abundante en la corteza terrestre, lo que lo hace asequible, es por esto y el que su eficiencia reportada en 2019 sea de entre el 24 y 26% posicionándolo como el segundo semiconductor más eficiente en la conversión de energía solar a eléctrica (Green et al., 2022), que la investigación y desarrollo en búsqueda de alcanzar un mejor aprovechamiento y transformación de la energía solar no se limite a búsqueda de mejores semiconductores o la unión de estos, sino que también se plantea hacer un mejor uso de los sistemas ya existentes y realizar mejoras en los mismos que permitan incrementar su rendimiento. Es así que (Vorobiev et al., 2006), estudiaron dos sistemas fotovoltaicos con celdas de arseniuro de galio, en diferentes condiciones (la elección de la celda se hizo numéricamente en función de la radiación y la temperatura de operación), ambos sistemas acoplan la celda antes mencionada, un generador termoelectrico (TEG) o un motor térmico, un concentrador y un sistema de seguimiento solar, en ambos, se busca aprovechar el calor generado durante la exposición del sistema de conversión a la radiación solar, en uno de ellos la celda fotovoltaica trabaja en condiciones ambientales, mientras que en el segundo, la celda fotovoltaica opera a alta temperatura pues entre la celda y la radiación solar está presente un concentrador térmico.

Debido a la diferencia de temperatura en las placas del TEG y a que la temperatura de operación de la celda es más baja que en el segundo sistema, la eficiencia de conversión del sistema es 40%, esto no representa la conversión de la celda, sino del conjunto de celda más TEG o motor térmico, sin embargo cabe mencionar que debido a que en el caso particular de que la generación eléctrica del TEG está directamente relacionada a la diferencia de temperaturas entre las placas del TEG y de su figura de mérito, la eficiencia teórica puede caer hasta el 30%, pero aún con la ventaja de no poseer partes móviles ni requerir de mantenimiento mecánico para su correcto funcionamiento (Vorobiev et al., 2006). En 2006, He y colaboradores realizaron comparaciones de sistemas híbridos con enfriamiento mediante un intercambiador de calor de aluminio que utiliza agua como fluido de trabajo, generando un efecto de termosifón, reportando una eficiencia del sistema del 40% (He et al., 2006).

En 2011 Chávez-Urbiola y colaboradores, encontraron una dependencia casi lineal entre la eficiencia y la diferencia de temperaturas entre las placas de los generadores termoeléctricos. (Chávez-Urbiola et al., 2012), al año siguiente, Chávez-Urbiola y Vorobiev, determinaron que el acoplamiento de celdas de silicio monocristalino a generadores termoeléctricos de telururo de bismuto y utilizando concentradores térmicos con seguimiento solar, resultaba en un incremento de la generación de energía eléctrica en función de la concentración y el incremento de temperatura sobre la celda fotovoltaica (Chávez Urbiola & Vorobiev, 2013). En el mismo año, Deng y colaboradores, mediante una simulación numérica utilizando el software de simulación ANSYS, lograron obtener la distribución de flujo de calor sobre un termogenerador (Deng et al., 2013).

En 2013 Chávez-Urbiola y Vorobiev, utilizaron una diferencia de temperatura de 150 °C a un generador termoeléctrico de telururo de bismuto apoyado con un intercambiador de calor y un concentrador óptico tipo mosaico para generar dicho gradiente y aprovechando el efecto de termosifón, determinaron un incremento en la generación de energía eléctrica en 5% (Chávez Urbiola & Vorobiev, 2013).

En 2016 Ravita y colaboradores, realizaron un modelado termodinámico mediante el uso del software Matlab para determinar la temperatura de una celda fotovoltaica y las temperaturas en la sección fría y cálida del termogenerador (Lamba & Kaushik, 2016). En ese mismo año, Willars-Rodríguez y colaboradores, reportaron el estudio de un sistema híbrido solar formado por un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, un concentrador de Fresnel, un TEG de telururo de bismuto y un intercambiador de calor de agua corriente. El estudio demostró que el uso de lentes de Fresnel y TEGs representa un incremento en la generación de energía eléctrica incluso en condiciones invernales, este arreglo presenta un rendimiento similar al mostrado por celdas fabricadas de telurio de cadmio (Willars-Rodríguez et al., 2017).

En 2017 Cotfas y colaboradores, caracterizaron un sistema híbrido solar en condiciones de operación reales de Transilvania, su sistema incorporaba celdas de silicio monocristalino y policristalino, reportando que el mejor desempeño se obtuvo en el sistema que incorporaba silicio monocristalino, con un incremento en el rendimiento del 11% (Cotfas et al., 2017).

En 2021, Indira y colaboradores, evaluaron el desempeño de un sistema híbrido con seguimiento solar y sin seguimiento solar, donde el objetivo es conocer el mejor número de TEG para trabajar en condiciones reales, el estudio concluye que el tener un seguimiento solar incrementa la

generación de energía eléctrica, pero la diferencia de temperatura es menor por lo que cada TEG aporta una menor generación de voltaje al sistema, mientras que al no tener seguimiento, la producción del panel es menor comparada con el arreglo que sí lo incorpora pero al ser mayor el gradiente de temperatura, la aportación energética de cada TEG se incrementa, por lo que se requiere de una menor cantidad de generadores (Indira et al., 2021).

Este desarrollo en la multiunión de diferentes materiales y tecnologías que a vez se acoplan con concentración de la radiación solar, llevó a que, en 2020, Geisz y colaboradores reporten que al hacer una unión séxtuple entre celdas III-V y una concentración equivalente a 143 soles, se puede alcanzar una eficiencia de conversión del 47.1% (Geisz et al., 2020).

En este trabajo de investigación se propone la aplicación de un BDR fabricado siguiendo la metodología de Ortega-González (Ortega González Miguel Ángel et al., 2021) en un SHS. La propuesta de diseño se apoyó en simulación computacional multifísica utilizando el software Comsol Multiphysics, debido a su facilidad para relacionar datos de múltiples simulaciones en 1D (generación de paneles fotovoltaicos) y 3D (transferencia de calor y generación termoeléctrica) para predecir el desempeño teórico del sistema y determinar así la viabilidad de su construcción. Dentro del modelo computacional no se consideraron condiciones ambientales como sombras, factor de polvo o envejecimiento de los materiales semiconductores.

Los elementos que componen el SHS con un panel fotovoltaico marca Solartec modelo S01MC-60, TEG marca Kryotherm modelo TGM-127 -1.4-2.5 y un BDR fabricado depositando un recubrimiento a base de alúmina sobre un sustrato de acero bajo en carbono SAE 1008.

El esquema general del SHS+BDR desarrollado para esta investigación se muestran en la Figura 1. En color naranja se muestra la radiación solar directa, en amarillo la radiación difusa, en azul marino el panel fotovoltaico de mSi, en gris intenso el BDR, en gris pálido los TEGs y en azul turquesa el sistema de refrigeración de las secciones frías del TEG.

El método de enfriamiento no se aborda durante este trabajo de investigación. Como se mencionó anteriormente, existen diferentes métodos de enfriamiento. Sin embargo, para determinar la potencia generada por el TEG se consideraron temperaturas en la sección fría de 15, 20, 25 y 30 °C, por lo que para este modelo los valores relevantes son las temperaturas en la sección fría y caliente de los TEGs, independientemente del método de enfriamiento utilizado.

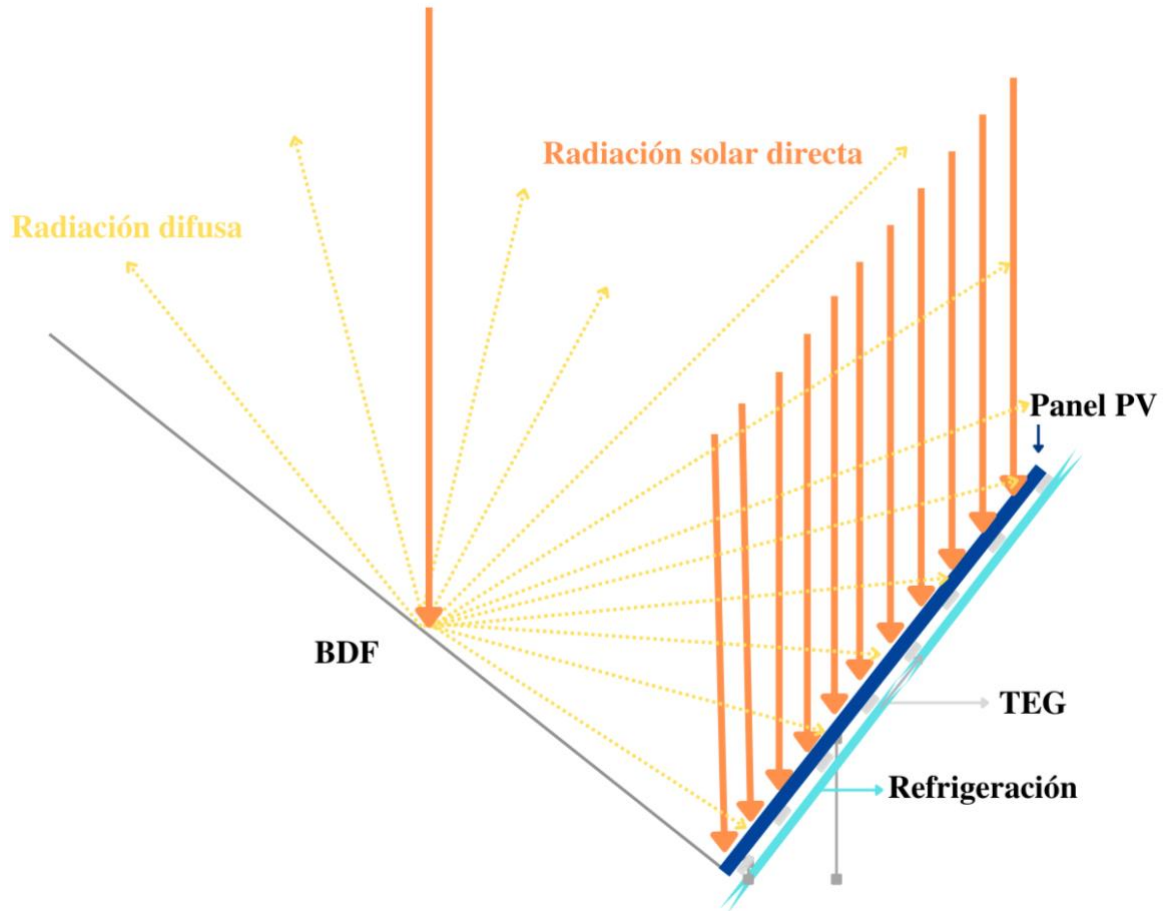


Figura 1. Esquema general de la configuración del SHS.
Fuente: Elaboración propia.

2. Planteamiento del problema

Una de las problemáticas más grandes con la que se enfrentan los sistemas solares en la actualidad, es el de la superficie necesaria para su instalación y desempeño, esto ha llevado a la búsqueda de diversas formas de reducir el espacio necesario por los sistemas o bien incrementar la cantidad de radiación que llega a la superficie de estos, así como lograr alcanzar una mayor eficiencia en el aprovechamiento de este recurso mejorando los materiales ya existentes.

El aumento en la incidencia de radiación se ve reflejado en un mejor aprovechamiento del recurso solar disponible en la región, incrementando la temperatura de operación de los sistemas fototérmicos e incrementando la corriente generada en los sistemas fotovoltaicos. Es por eso por lo que diversas investigaciones han planteado el acoplamiento de reflectores a los sistemas solares con el objetivo de captar mayor radiación solar y hacerla llegar hasta los dispositivos que realizan el aprovechamiento o conversión de la radiación.

La incorporación de reflectores difusos de refuerzo tiene como fin incrementar la incidencia de radiación solar sobre la superficie de los sistemas solares pero no de forma especular, sino como su nombre lo indica, de forma difusa, lo cual permite que todo el sistema reciba una mayor cantidad de energía de forma homogénea, ya sean sistemas fototérmicos, los cuales aprovechan la radiación incidente para el calentamiento principalmente de fluidos de trabajo que pueden ir desde agua en aplicaciones de baja temperatura hasta sales en sistemas de generación de energía, donde estas, se funden almacenando calor que posteriormente se utiliza para precalentar o calentar agua a utilizar en un ciclo Rankine, en horarios más allá de la puesta de sol.

En el caso particular de los sistemas fotovoltaicos, es importante recalcar que la incidencia de radiación debe de ser lo más homogénea posible en toda la superficie ocupada por las celdas, de lo contrario, la diferencia de temperatura ocasionada por una captación irregular puede derivar en un muy mal desempeño del sistema debido al reajuste de los portadores de carga en el material, lo cual se ve reflejado en un muy pequeño o nulo incremento de corriente a la salida del panel, debido a que las celdas se encuentran en un arreglo de serie y paralelo del circuito.

Es por ello que la incorporación de reflectores en sistemas fotovoltaicos no puede incluir reflexión especular ni concéntrica, pero sí reflexión difusa. El incremento de irradiancia sobre paneles fotovoltaicos se percibe en un aumento en la corriente fotogenerada, pero también, en un incremento de temperatura como se puede apreciar teóricamente en la ecuación 1.

$$i_f = [I_{sc} + C_T * (T_{oc} - 25^\circ\text{C})] * \frac{G}{1000} \quad (1)$$

Donde, i_f representa la corriente fotogenerada, I_{sc} la corriente a cortocircuito de la celda, C_T es el coeficiente de temperatura en condiciones estándar (condiciones AM 1.5, según la norma ASTM G173-03), y es intrínseco de los materiales de fabricación, tanto del semiconductor como de los hilos conductores, T_{oc} la temperatura de operación de las celdas y G es la irradiancia, que en condiciones AM 1.5 es de 1000 W/m^2 (American Society for Testing and Materials (ASTM), 2012). Esto significa que teóricamente se puede incrementar la corriente eléctrica generada por un panel solar fotovoltaico incrementando la radiación incidente. Como se muestra en la Figura 2. Sin embargo, este incremento de irradiancia también se ve reflejado en una mayor temperatura de operación de las celdas y por ende del panel mismo, tanto por la mayor cantidad de energía recibida la cual seguirá el principio de la transferencia de calor por radiación (Ver ecuación 2),

como por el incremento de la corriente que circula por los conductores de las celdas siguiendo el efecto Joule el cual dicta que la energía eléctrica que se disipa en forma de calor es el producto de la corriente por la resistencia del material en un tiempo determinado como se muestra en la ecuación 3. Todo esto trae como consecuencia el incremento en la temperatura de operación de los paneles repercutiendo en una reducción en la eficiencia de conversión e incrementando los costos por kilowatt-hora generados mediante este sistema.

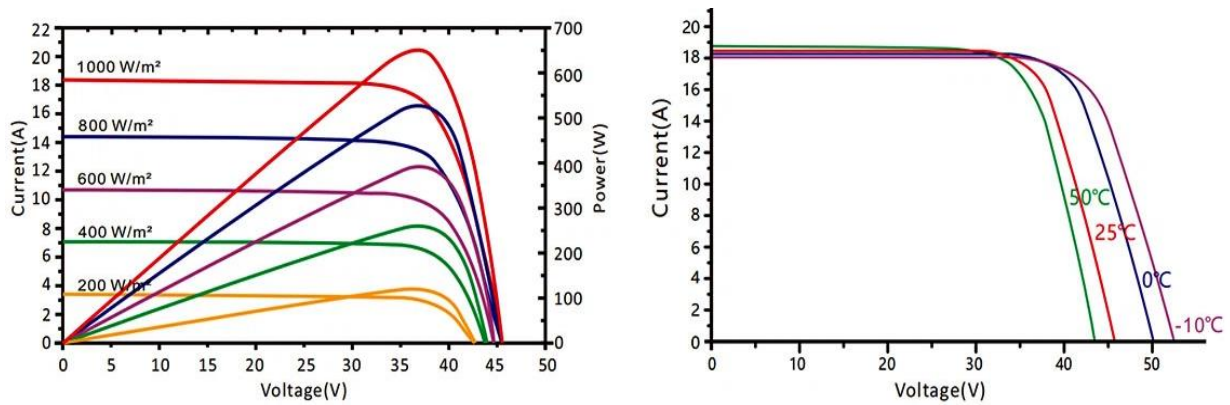


Figura 2: Curva V-I ideal de un panel fotovoltaico de silicio vs consideración de la temperatura de operación.
Fuente: Obtenida de <https://es.jingsun-power.com/solar-panel/brand-solar/risen-660w.html>.

$$Q^{rad} = A\sigma\epsilon\Delta T^4 \quad (2)$$

Donde:

Q^{rad} = Flujo de calor por radiación (W)

A = Área (m²)

$$\sigma = \frac{2\pi^5 k_B^4}{15 h^3 c^2} \approx 5.6703 \times 10^{-8} \left(\frac{W}{m^2 K^4} \right)$$

ϵ = emisividad (0-1)

ΔT = Diferencias de temperatura (K)

$$\dot{Q} = I^2 R t \quad (3)$$

Donde:

$\dot{Q}$ = Potencia disipada (W)

I = Intensidad de corriente eléctrica (A)

R_e = Resistencia eléctrica (Ω)

t= Tiempo (s)

La reducción en la capacidad de las celdas fotovoltaicas de convertir la radiación solar en energía eléctrica depende directamente del material de fabricación de las celdas misma, esto debido a que no todos los materiales logran liberar electrones de su banda de valencia a su banda de conducción a la misma longitud de onda incidente, por lo tanto no todos los materiales semiconductores aprovechan las mismas longitudes de onda del espectro electromagnético, provocando que ciertas longitudes de onda específicas que no favorecen la conversión de energía, sean responsables de calentamiento de los paneles y a su vez la eficiencia de las celdas este directamente relacionada con la calidad de los materiales de fabricación y la tecnología de manufactura como se observa en la Figura 3, donde se muestra que la mayor eficiencia reportada pertenece a las celdas multi unión.

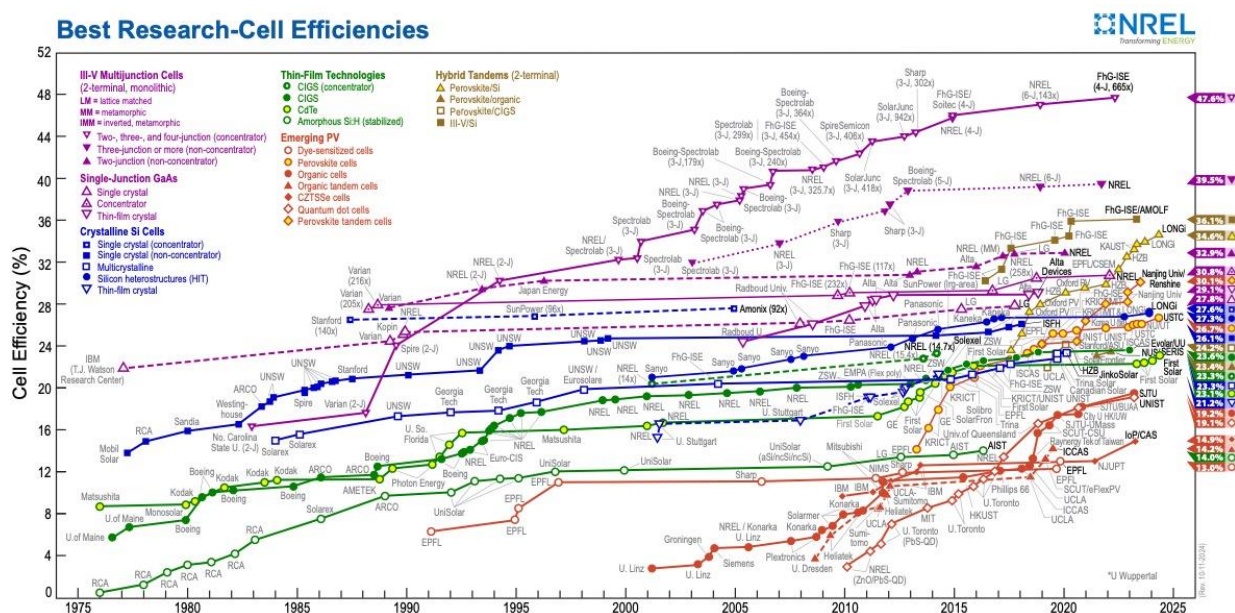


Figura 3: Eficiencia en celdas fotovoltaicas.
 Fuente: (Kopidakis, 2021).

Esta característica se mantiene incluso cuando se trata de materiales alotropos como el silicio, el semiconductor más utilizado en la fabricación de celdas fotovoltaicas comerciales.

El comportamiento en la generación de energía eléctrica de celdas fabricadas a partir de las diferentes formas alotrópicas del silicio, donde el silicio amorfo tiene el mejor comportamiento a altas temperaturas, pero con la desventaja de ser la celda de silicio con la menor eficiencia de

conversión al menos en condiciones controladas de temperatura e irradiancia no logra alcanzar la eficiencia del silicio monocristalino (Green et al., 2022; Jenan Basher et al., 2018; Miles, 2006).

3. Justificación

En México, al cierre de 2015 la capacidad instalada de generación mediante energías renovables se incrementó 6.6% respecto al periodo 2014, llegando a los 17,140.4 MW, lo cual representó el 25.2% de la capacidad de generación total. La mayor parte de la capacidad en operación renovable continúa siendo hidroeléctrica, que en suma con la energía eólica representan el 80% de la capacidad instalada en energías limpias. Respecto a los pronósticos al año 2030, las energías renovables adicionarán 24,296.5 MW a la capacidad total del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) y tendrán en conjunto, poco más del 32% de la generación de energía eléctrica total del SEN y la ley de transición energética aprobada en octubre de 2015 mandata que para el 2024 seamos capaces de tener el 35% de electricidad a partir de energías limpias (Alexandri Rionda et al., 2016).

En este sentido, se requiere del diseño de maquinaria y sistemas y procesos que sean capaces de transformar los recursos de manera eficiente. Como un país que dada su posición geográfica recibe una alta cantidad de radiación solar anual, es lógico pensar que el aprovechamiento de este recurso sea una alternativa para fomentar la transición energética. No obstante, los sistemas fotovoltaicos actualmente comercializados a base de silicio monocristalino o policristalino poseen un rendimiento que va del 14 al 22% en condiciones ideales de operación, sin embargo, en la práctica esta eficiencia es mucho menor dependiendo de las condiciones climáticas y ambientales del lugar.

Dado que cada una de las fuentes renovables aprovechables presenta sus propios retos de diseño, construcción, operación y conversión, la selección y estudio de materiales resulta de gran importancia en búsqueda de una transición energética sostenible. Específicamente, las diversas alternativas presentadas para incrementar el desempeño de los sistemas fotovoltaicos tradicionales se topan con la problemática de un incremento de temperatura de operación, producto de concentrar una mayor cantidad de radiación solar en los generadores fotovoltaicos, lo cual ve reducida la eficiencia de los mismos.

Generar modelos multifísicos de los fenómenos presentes en los sistemas energéticos mediante sus ecuaciones constitutivas facilita la construcción y validación de prototipos de investigación y desarrollo tecnológico en aras de mejorar las interacciones de los materiales empleados en su diseño y construcción con el medio de operación. Un análisis minucioso de los fenómenos energéticos permitirá hacer modificaciones en la sección de los materiales actualmente empleados, modificar y/o crear nuevas metodologías de procesamiento, crear nuevos materiales que ofrezcan un mejor desempeño de los sistemas y procesos de generación de energía eléctrica o incluso reducir la cantidad de material empleado en su construcción, lo cual abarataría los costos de producción y, por ende, el costo de generación eléctrica. Adicionalmente, desde la década de los 70's la generación de energía eléctrica mediante generadores fotovoltaicos ha visto reducido su precio por kilowatt-hora, considerando el incremento en la eficiencia de las celdas fabricadas y en etapa de investigación y desarrollo, el mayor número de personas y procesos que hacen uso de estos sistemas y la disponibilidad y abaratamiento de las materias primas, es lógico pensar que esta tendencia continúe, incrementando la factibilidad de invertir en el desarrollo de nuevas tecnologías fotovoltaicas (Figura 4) y sistemas que potencialicen su aprovechamiento.

Mexico's Recent Average Bid Push PV Beyond Cost-Competitive Range with Coal and Gas

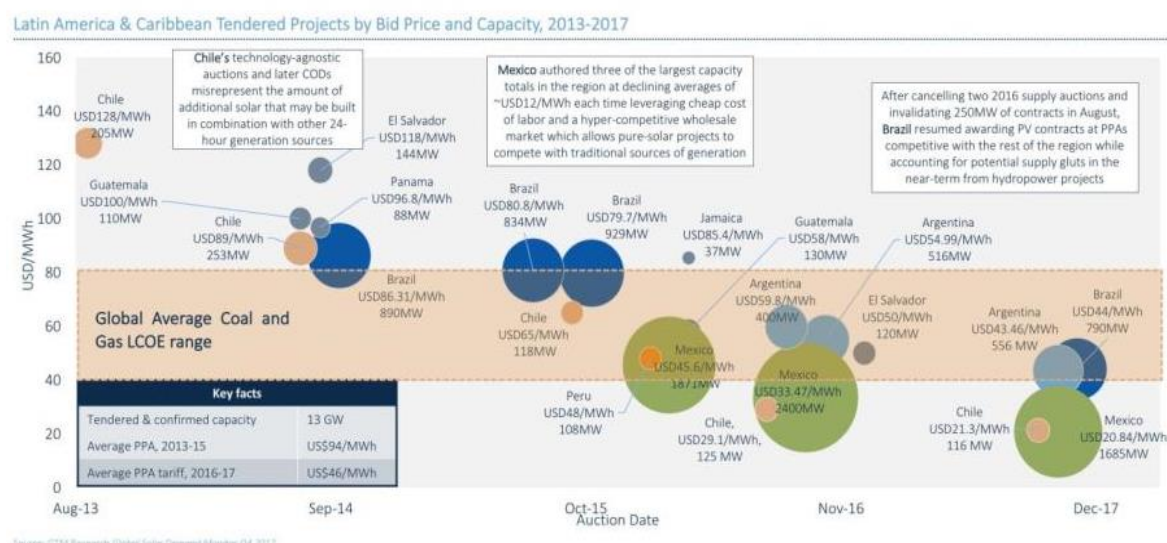


Figura 4: Costo de la generación de energía fotovoltaica por MW/h en México.

Fuente: (Deign, 2018).

4. Objetivo General

Evaluar el comportamiento de una celda fotovoltaica de silicio monocristalino durante su operación en un sistema híbrido solar que emplea reflectores difusos de refuerzo, mediante simulación computacional y su validación experimental para comparar su rendimiento contra el rendimiento teórico de las celdas con mayor eficiencia reportadas e identificar cuál de ellas presenta el mejor desempeño de conversión.

4.1. Objetivos específicos

- 1.- Determinar analíticamente mediante simulación multifísica las características ideales de una celda fotovoltaica para un sistema híbrido solar que opere bajo las condiciones de irradiancia de México en función de capacidad de generación.
- 2.- Identificar los materiales de fabricación de celdas fotovoltaicas comerciales mediante una revisión bibliográfica exhaustiva, así como las que se encuentran en etapa de investigación y desarrollo, identificando sus propiedades térmicas, eléctricas y ópticas que las caracterizan.
- 3.- Identificar las longitudes de onda aprovechadas en la conversión de energía eléctrica por los materiales de cada una de las celdas y aquellas que favorecen el incremento de temperatura.
- 4.- Comparar las propiedades ideales de las celdas y evaluar su factibilidad de aplicación en el SHS.
- 5.- Determinar el número de TEGs adecuado para favorezca la conversión de cada una de las celdas.
- 6.- Generar modelos CAD en el software Solidworks del prototipo del SHS con cada una de las celdas consideradas.
- 7.- Realizar simulación computacional multifísica en Comsol Mutiphsics de la operación ideal y real de cada una de las configuraciones de SHS.
- 8.- Determinar la configuración adecuada de SHS que incorpore la celda fotovoltaica que mejor favorezca el desempeño del SHS.

5. Preguntas de investigación

¿Es posible incrementar el desempeño de sistemas híbridos solares mejorando las características de la celda?

¿Qué celdas fotovoltaicas tienen mejor rendimiento en sistemas solares y cuáles son las propiedades de los materiales utilizados?

¿Qué factores y variables se deben considerar para la selección y diseño de celdas fotovoltaicas aplicadas a sistemas híbridos solares?

¿Cómo afecta la fotogeneración el uso de BDR?

¿Cómo afecta la temperatura de operación de los TEGs a la generación del panel fotovoltaico?

¿Cuál es la temperatura máxima a la que puede operar un panel fotovoltaico?

¿Cómo puede potencia el uso de BDR la generación de energía eléctrica de un SHS?

6. Hipótesis

Es posible incrementar el desempeño de sistemas híbridos solares que incorporan reflectores difusos de refuerzo, si la celda fotovoltaica empleada tiene las propiedades térmicas, eléctricas y ópticas adecuadas para las condiciones de irradiancia del sistema.

7. Impacto social

El resultado de esta investigación en caso de ser factible su producción y comercialización, en primera instancia se reflejara directamente en la sociedad perteneciente a toda la región a la zona metropolitana del valle de México y todo el altiplano central, pues es la zona geográfica que comparte la mayor cantidad de similitudes atmosféricas con la ubicación de la estación meteorológica empleada para monitorear y obtener los datos utilizados para la validación de los prototipos en Mineral de la Reforma.

A mediano y largo plazo, se espera que el impacto llegue al resto del país permitiendo un mejor desempeño de los sistemas fotovoltaicos pertenecientes a sistemas híbridos solares o a sistemas de conversión tradicionales al acoplar celdas fotovoltaicas generando así, paneles y posteriormente generadores fotovoltaicos, lo que permitirá incrementar la conversión del recurso solar disponible en el territorio mexicano y principalmente, beneficiar al sector energético ya sea privado o paraestatal que invierte en esta tecnología en regiones geográficas como el norte de México donde si bien existe un mayor recurso energético disponible en forma de radiación solar, las condiciones climatológicas incrementan la temperatura de operación de este tipo de sistema de conversión de energía, reduciendo así el desempeño de los sistemas solares fotovoltaicos, estas condiciones son similares a las condiciones de operación de un

módulo fotovoltaico que se dispone en un sistema híbrido solar, por lo que la aplicación de esta celda sería factible en este territorio así como en las zonas desérticas del sur de América y el resto del mundo.

Todo lo anteriormente mencionado diversifica la matriz energética nacional disminuyendo la dependencia de los recursos petrolíferos para la generación de energía eléctrica en sistemas térmicos de conversión como los utilizados en centrales termoeléctricas y de ciclo combinado (ciclo Rankine y Brayton), si bien esta tecnología no podrá considerarse aún una fuente de base para la red nacional y no eliminará a otros métodos tradicionales de conversión de energía como los anteriormente mencionados, el sistema nucleoelectrico y el geotérmico, sí realizará grandes aportaciones en las horas de mayor demanda durante el día, complementando así a otros sistemas energéticos como los eólicos cuya labor en cubrir las demandas nocturnas principalmente y al hidroeléctrico. Por lo que esta investigación como parte de las estrategias de desarrollo energético del país con miras al futuro, permitirá cumplir el plan de desarrollo planificado para el sector.

Desde el punto de vista del desarrollo tecnológico y científico, el impacto de esta investigación se verá reflejado en una reducción de los costos por kilowatt/hora (kW/h) convertidos mediante el producto de este proyecto, lo que impulsará la investigación, desarrollo e innovación en la ciencia e ingeniería de materiales aplicado a conversión, ahorro y aplicación de tecnología energética, así como al desarrollo de nuevos materiales que formen parte de sistemas híbridos solares como recubrimientos reflectantes que son la base de los reflectores difusos de refuerzo, diseño mecánico de estructuras que funjan como soporte de cada uno de los dispositivos que lo forman y mecanismos de protección contra el desgaste y la corrosión, lo cual en un periodo largo de tiempo permitirá incrementar aún más la eficiencia de conversión de estos sistemas.

Aunado a todo lo anteriormente mencionado, la manufactura, distribución y comercialización de esta tecnología repercutiría en la creación de ofertas de empleo para los habitantes de la región tanto de personal altamente especializado y calificado en ciencias de los materiales, física, química y energía, así como de profesionales de diversas ramas de la ciencia (física, química, matemáticas y ciencias computacionales), ingeniería (materiales, energía, electricidad, industrial, diseño industrial, electrónica, mecatrónica, química, manufactura, logística y transporte, software, electromecánica, metalurgia y mecánica) y áreas administrativas (finanzas, administración, contabilidad, economía, y mercadotecnia), hasta personal técnico (mecánicos,

electricistas, personal de diversas áreas de la manufactura e instaladores), operarios (maquinaria y vehículos de transporte) y de personal apoyo en cada una de las labores del proceso. De igual forma, se plasmará en una derrama económica en función del impacto social y tecnológico que alcance la inversión destinada a este producto, que puede ir desde un impacto regional, nacional o internacional.

8. Marco Teórico

8.1. Sistemas híbridos solares

Con el fin de aprovechar una fuente de energía más limpia y amigable con el medio ambiente pero, considerando las limitantes de los sistemas fotovoltaicos como su incapacidad de transformar energía durante la noche o la gran superficie necesaria para su instalación, se ha planteado el uso de otras fuentes que trabajen en conjunto, a estos sistemas se les conoce como sistemas híbridos solares, estos sistemas buscan incrementar el desempeño de los sistemas solares tradicionales, mediante una transformación en conjunto de la energía eléctrica suministrada, sin la desventaja que representa el incremento de superficie. En otras palabras, un sistema híbrido busca aprovechar de mejor manera los recursos energéticos disponibles.

El sistema híbrido solar de mayor uso ya sea para aplicaciones domésticas, comerciales e industriales es aquel en el cual se interconecta un sistema solar fotovoltaico a la red de energía eléctrica tradicional, en esta, la demanda de energía es cubierta preferentemente por energía solar durante el día, y en caso que la demanda supere la energía generada por el sistema fotovoltaico, la diferencia será tomada de la red eléctrica, mientras que si la demanda es menor a la generada por el sistema, el sistema ingresa a la red el excedente de energía. Sin embargo, no es el único caso de sistema híbrido solar, ya que se pueden aprovechar diversas fuentes para incrementar la generación según los recursos disponibles en la zona, como, solar-eólico, solar fotovoltaico-fototérmico, solar-celda de combustible o solar-Diesel (Carta González et al., 2013).

Cuando un dispositivo fotovoltaico está expuesto a la luz del sol, no toda la radiación solar es absorbida por él ópticamente, la energía no absorbida por el material fotosensible se convierte en calor. Si la energía térmica se pudiese convertir en electricidad, esto mejoraría de manera significativa el rendimiento de conversión. Un dispositivo termoelectrónico puede aprovechar esta conversión de energía, lo que no solo aumenta el rendimiento de conversión de energía eléctrica,

sino que también reduce el incremento de la temperatura y calentamiento de la celda. En consecuencia, la vida útil de la celda solar puede extenderse cuando se combina con un aparato termoeléctrico (Huen & Daoud, 2017).

Estos sistemas híbridos son de manera general, más eficientes y estables que las partes que los componen por separado, sin embargo, aún presentan varias limitantes entre las que destacan, los materiales de fabricación, la optimización de los procesos y su escalamiento a nivel industrial en algunos de los casos. Como podemos observar el rendimiento de estos sistemas está ligado al comportamiento y características de los materiales de fabricación de los elementos que lo componen, en estos sistemas coexisten gran variedad de materiales como cerámicos avanzados y tradicionales entre los que destaca el óxido de silicio, el arseniuro de galio, el telurio de bismuto en la fabricación de celdas fotovoltaicas y TEGs, así como vidrio templado como material encapsulante de las celdas para formar el panel PV; metales como el aluminio, acero inoxidable, cobre, hierro y zinc como recubrimientos reflectantes de BDR, así como polímeros como policarbonato y poliuretano también como encapsulantes y aislantes térmicos. Por lo que es necesario identificar todas las propiedades térmicas, ópticas y eléctricas de los mismos.

Como muestra (Chávez-Urbiola et al., 2012) el acoplamiento de reflectores difusos de refuerzo puede incrementar el desempeño de sistemas híbridos solares, por lo que el abanico de posibilidades de fabricación de los mismos abre la puerta a diversos estudios en la selección de materiales y sus propiedades. Así como los fenómenos de intercambio de energía presentes en todo el sistema ya sea en forma de calor, electricidad o radiación electromagnética. Los sistemas solares híbridos, se componen por diferentes elementos tecnológicos, que mediante fenómenos de intercambio permiten la transformación de esta energía solar en otras, a fin de aprovecharlas para diferentes procesos.

8.2.Radiación solar

La radiación solar está formada por todas las longitudes de onda del espectro electromagnético, esta forma de energía como se ha mencionado anteriormente es responsable de muchos de los fenómenos presentes en el planeta. La intensidad de la radiación solar en el borde exterior de la atmósfera, considerando la distancia promedio entre la Tierra y el sol, se llama constante solar, y su valor medio es 1353 W/m^2 , la cual varía en un 3.4% según el día del año debido a la

distancia variable desde el Sol hasta la Tierra (Godinez Ramírez & Mercado Mancera, 2003; Honsberg & Bowden, 2024).

La energía total que llega a la Tierra procedente del Sol es de 1,559,280 TWh en un año, de los cuales alrededor de un 1% podrían ser utilizables. Aun cuando la energía solar se distribuye por todo el planeta, es superior en las zonas ecuatoriales y tropicales (banda $\pm 35^\circ$ alrededor del ecuador) e inferior en las zonas polares. Además, depende mucho de las condiciones climatológicas (nubes). El suroeste de Estados Unidos, el Sahara y Arabia Saudita, Atacama en Chile y el centro de Australia son las zonas de mayor potencial. En todo el mundo hay instalados más de 300 MW (en centrales solares fotovoltaicas), destacando 110 MWe en Japón, 60.5 MW en Estados Unidos y 38.6 MW en la Unión Europea.

De la enorme cantidad de energía que emite constantemente el sol, una parte llega a la atmósfera terrestre en ella, el 16% es absorbida por la estratosfera y la troposfera y el 22.5% por el suelo; el 4% es reflejada directamente al espacio desde la superficie terrestre. La atmósfera difunde el 17.5% de la radiación, de la cual el 10.5% es absorbida por el suelo y el 7% regresa al espacio exterior. Las nubes reflejan al espacio exterior un 24%, absorbiendo un 1.5% y enviando al suelo, como radiación difusa, el 12%, que es absorbido por el mismo. Así pues, el 47.5% de la radiación llega efectivamente a la superficie de la Tierra como radiación directa y difusa (Carta González et al., 2013).

La intensidad de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que la constante solar, siendo de 1000 W/m^2 en condiciones AM1.5 (American Society for Testing and Materials (ASTM), 2012), debido a la absorción y a la dispersión de la radiación que origina la interacción de los fotones con la atmósfera. Esta porción de energía se conoce como radiación directa. Otra parte de la energía solar que llega a la superficie de la tierra se denomina radiación difusa que es aquella energía solar reflejada por la atmósfera terrestre, en especial por las nubes. Además, a nivel del suelo se tiene la radiación reflejada por los objetos terrestres. Por ejemplo, la proveniente de una pared blanca, un charco de agua o un lago, etc. La radiación total es la suma de las radiaciones directa, difusa y reflejada que se reciben sobre una superficie (Ávila-Zárraga, 2009).

La intensidad de la radiación incidente sobre la superficie terrestre se ve afectada por el ángulo con la que esta incide, es decir, que la intensidad de la radiación incidente se verá fluctuar a lo largo del día siendo a la mitad del día el punto donde teóricamente la intensidad habrá alcanzado

su máximo nivel debido a que es cuando el sol alcanza su cenit, en este punto, el sol se encuentra normal a la superficie terrestre, esto se puede apreciar de mejor manera en la Figura 5, donde se muestra una descripción gráfica del movimiento solar.

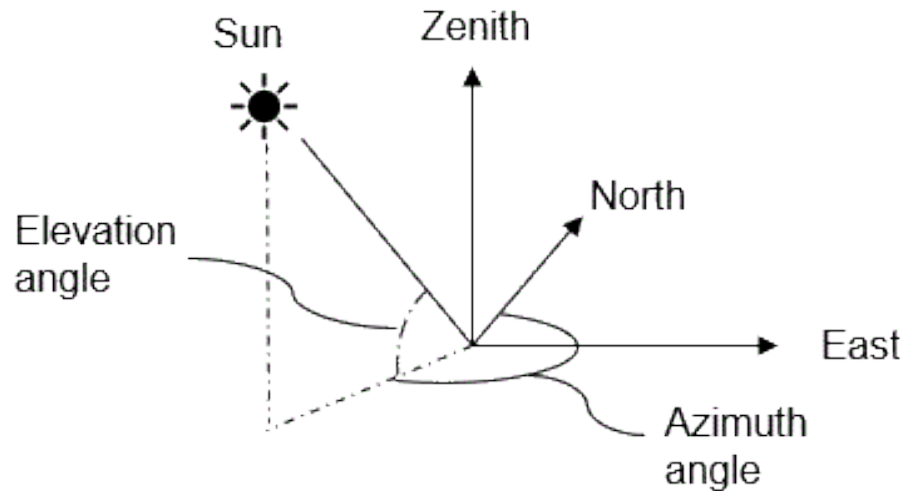


Figura 5: Representación gráfica de la posición solar respecto al dispositivo solar.
Fuente: (Nou et al., 2016).

Para conocer el valor de la intensidad en función del ángulo formado por el cenit y la posición instantánea del sol se emplea la siguiente expresión:

$$G = I_c e^{\left[-\left(\frac{a}{a \cos \varphi} \right) \left(1 - \frac{1}{RT a \cos^2 \varphi} \right) \right]} \quad (4)$$

Donde:

G = Radiación incidente ($\frac{W}{m^2}$)

I_c = Radiación solar cósmica (W/m^2)

a = Coeficiente de absorción en la superficie terrestre (adimensional)

RT = Radio de la Tierra (m)

φ = Ángulo de posición del sol en relación con el zenit ($^\circ$)

De una manera muy general se puede afirmar que la República Mexicana recibe, entre 6 y 5.6 horas de exposición al sol como se observa en la Figura 6 en primavera y verano, la misma

cantidad de energía que consumirá durante todo un año y entre 5.5 y 5 horas en otoño e invierno. Lo cual sigue siendo superior a la mayoría de los países europeos. Esta energía se transforma en calor, viento, corrientes marinas, vapor de agua y en diversas formas de biomasa. Sin embargo, sólo una fracción pequeña es aprovechable para su transformación en energía eléctrica (Ramírez Ramírez et al., 2004).

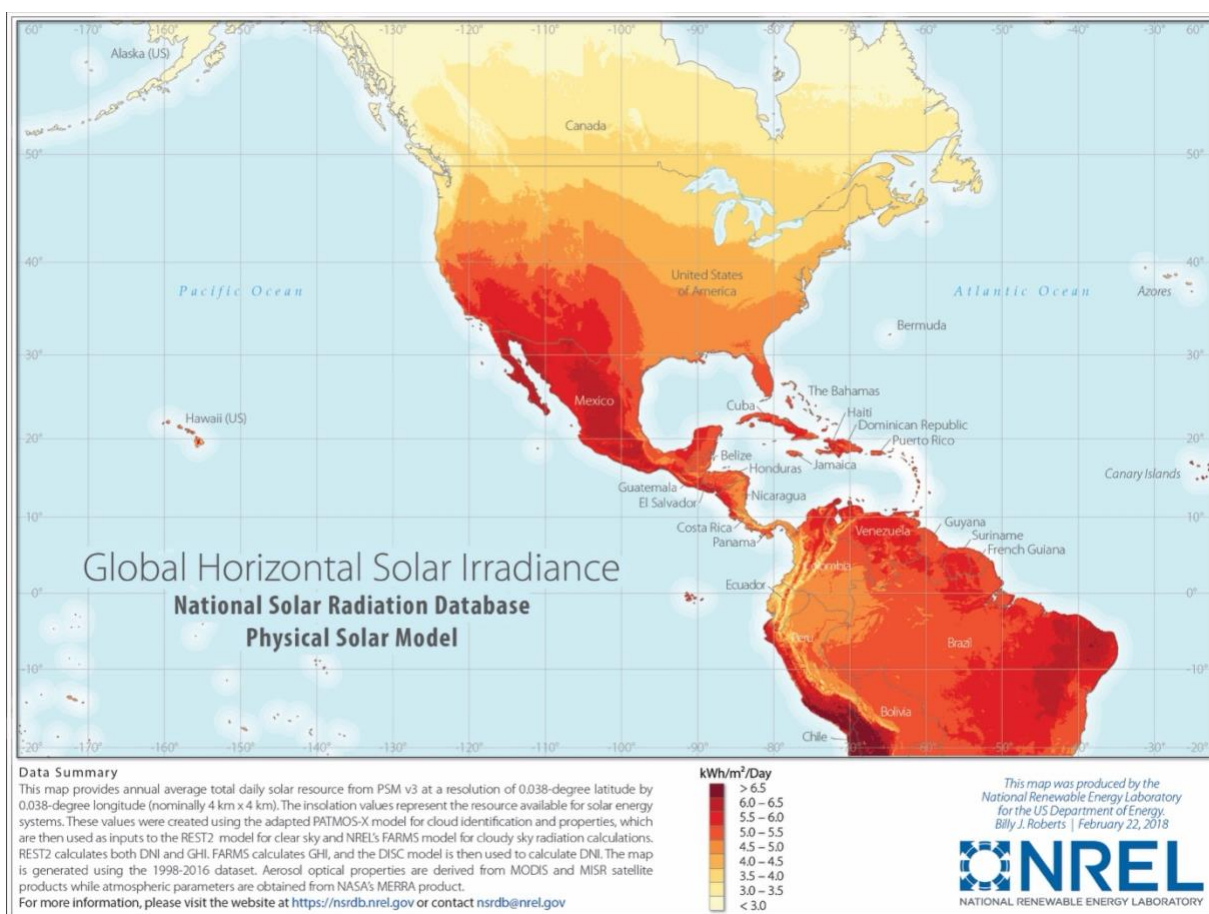


Figura 6: Mapa estimativo de la radiación solar en América del Norte.

Fuente: (Roberts, 2018).

8.3.Celdas y paneles fotovoltaicos

Un panel fotovoltaico, también denominado módulo fotovoltaico, está constituido por varias celdas fotovoltaicas conectadas entre sí y alojadas en un mismo marco. Las celdas fotovoltaicas se conectan en serie y paralelo, en función de los valores de tensión e intensidad deseados, formando los paneles o módulos fotovoltaicos (Schallenberg Rodríguez, 2008)).

Una celda fotovoltaica es un dispositivo que convierte parte de la luz solar (según sea el material semiconductor que sea empleado en su construcción) en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico. La primera celda fotovoltaica fue creada en 1883 por Fritts, haciendo una especie de “sándwich” con dos placas de oro y en el centro una lámina de selenio, la cual solo tenía un 1% de eficiencia, en un inicio sus aplicaciones se restringieron a usos aeroespaciales después de que se descubrió que el silicio dopado era altamente fotosensible. Hoy en día la eficiencia alcanzada según NREL en celdas de silicio a nivel comercial es del 26%, por lo que sus aplicaciones van desde la generación de energía a escala domestica hasta generación en alta tensión como parte de las redes de distribución en ciudades. La cantidad de energía solar que una celda fotovoltaica es capaz de convertir en corriente eléctrica está dada por la ecuación 1 la cual fue descrita a detalle en la sección *Planteamiento del problema*.

8.4.Materiales de tecnología fotovoltaica

Las celdas fotovoltaicas están fabricadas de uno (normalmente silicio) o más materiales semiconductores, estos materiales tienen la propiedad eléctrica de encontrarse en un etapa intermedia de conducción eléctrica entre los conductores (normalmente metales) y los aislantes (cerámicos tradicionales y polímeros) los cuales aprovechando la energía proveniente de la radiación solar logran comportarse como un conductor, las Figuras 7, 8 y 9 se aprecian las funciones de Fermi para las tres clasificaciones de materiales en función de su conductividad eléctrica.

Cuando la luz proveniente del sol incide sobre un material semiconductor fotosensible, los fotones de dicha luz son capaces de transmitir energía a los electrones de valencia del material, rompiendo los enlaces que mantiene ligados a los átomos de éste. Por cada enlace roto queda un electrón libre y éste a su vez deja un hueco en su posición. Ambos pueden desplazarse libremente por el sólido, así quedan las cargas negativas (electrones) y los huecos que se comportan como cargas iguales a las del electrón, pero con polaridad positiva. El movimiento de estas cargas en direcciones opuestas provoca la circulación de electricidad a través del circuito exterior y liberando así la energía antes cedida por los fotones al crear los pares electrón-hueco (Shackelford & Martín, 2005).

Para que tanto los electrones como los huecos permanezcan separados y no vuelvan a establecer el enlace se utiliza un campo eléctrico, obligándolas a girar en el sentido de dicho campo. El

principio de una celda fotovoltaica es que mediante la unión de dos regiones de un cristal semiconductor con distintas conductividades se cree este campo eléctrico, y conseguir que circulen las cargas negativas y positivas en sentidos opuestos como ya se ha dicho. Así se crea una diferencia de potencial en el material al igual que sucede en una pila.(Morales Díaz et al., 2021).

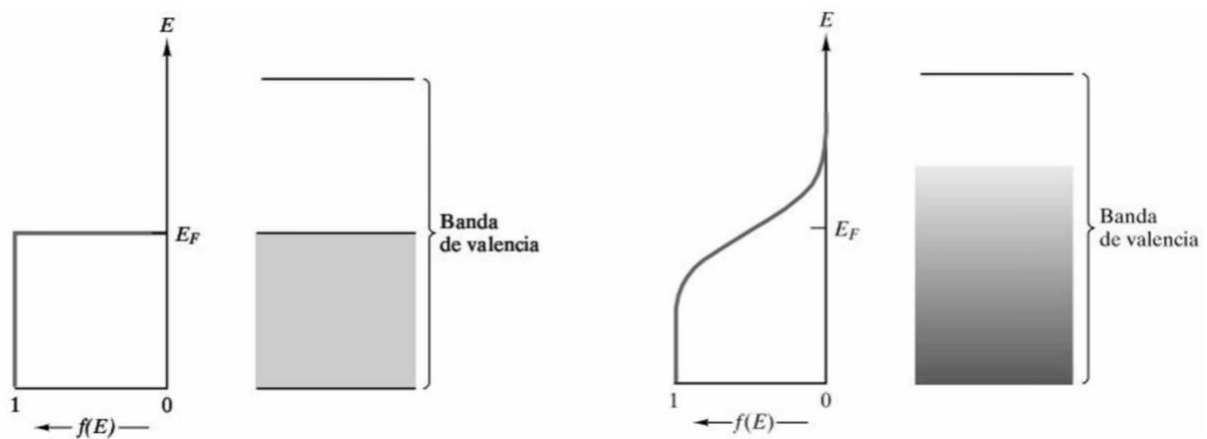


Figura 7. A la izquierda la función de Fermi para un conductor a cero Kelvin. A la derecha la Función de Fermi para un conductor metálico a temperatura ambiente.

Fuente: (Shackelford & Martín, 2005).

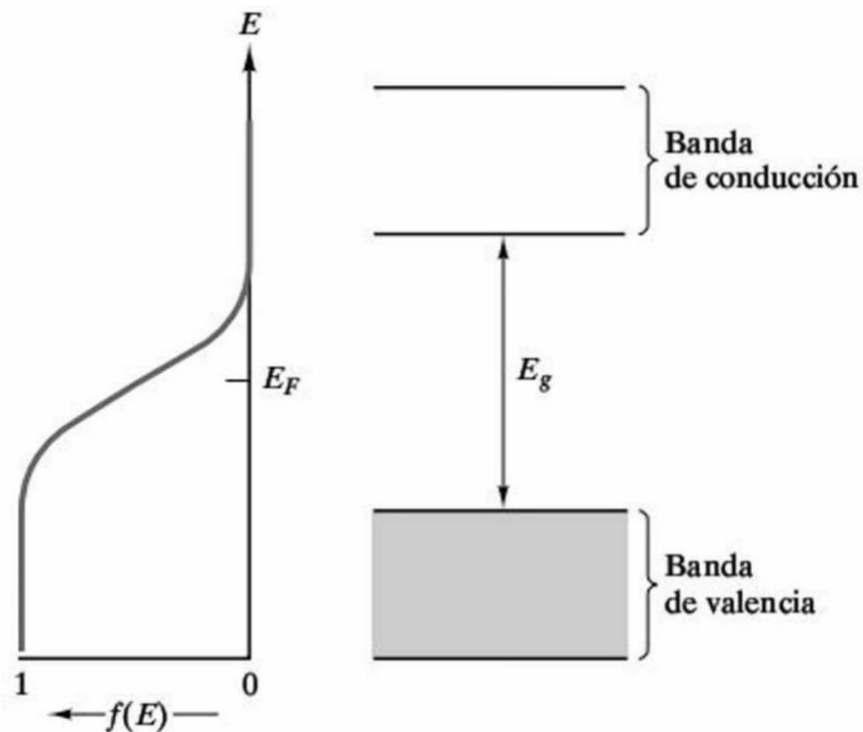


Figura 8: Función de Fermi para un aislante a temperatura ambiente.

Fuente: (Shackelford & Martín, 2005).

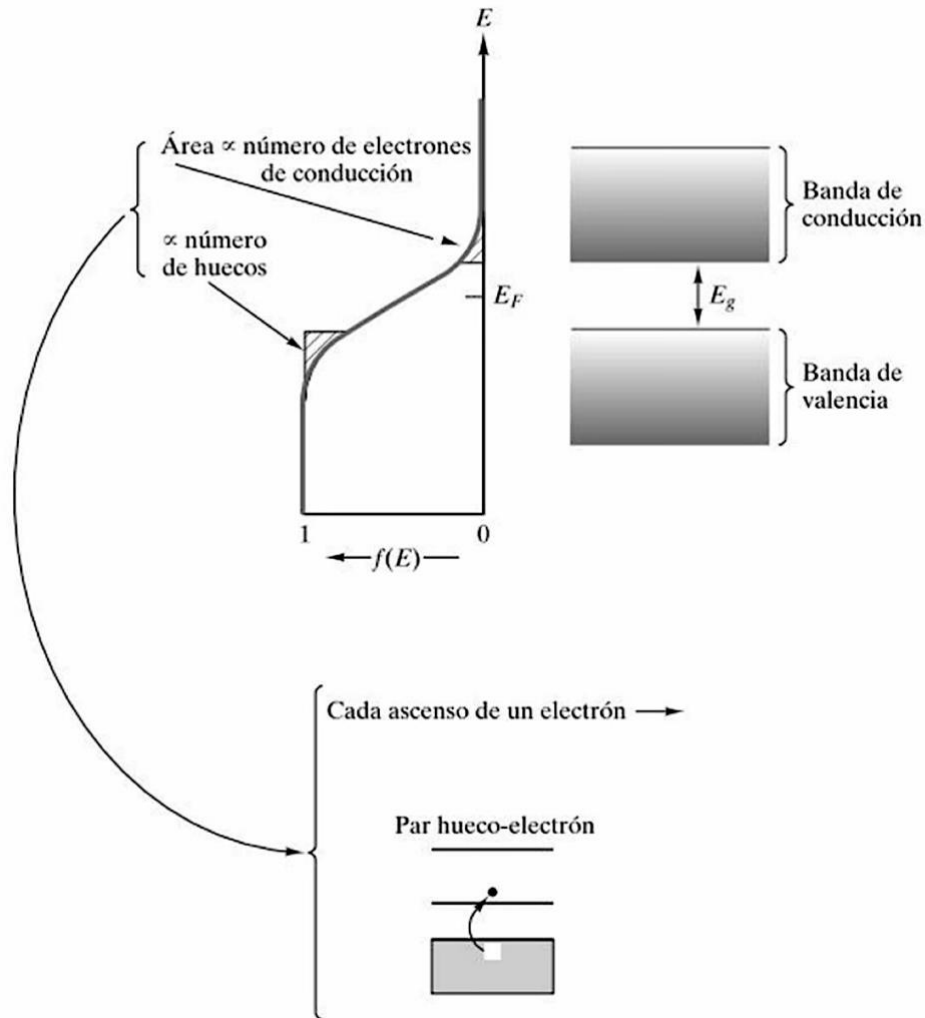


Figura 9: Función de Fermi para un semiconductor a temperatura ambiente.
Fuente: (Shackelford & Martín, 2005).

Como se ha observado en la Figura 3, existen múltiples materiales utilizados en la construcción de celdas fotovoltaicas, todos ellos con propiedades semiconductoras. De estos materiales destaca una característica muy importante, que es la energía necesaria para llevar a los electrones desde la banda de valencia hasta la banda de conducción, así como la densidad de portadores de carga disponibles en el material. En la Tabla 1 se muestran las características de los principales semiconductores.

Algo claramente apreciable en las Tablas 1 y 2, es que no todos los semiconductores utilizados en la fabricación de celdas fotovoltaicas son semiconductores formados por átomos de un mismo elemento, sino que pueden presentarse uniones de elementos usualmente de los grupos VI y II, así como de los V y III, estos elementos en promedio presentan una valencia igual a 4, lo que

los hace tener las propiedades semiconductoras de los materiales formados por elementos del grupo IV de la tabla periódica. A estos se les conoce como semiconductores compuestos (Askeland et al., 2012; Shackelford & Martín, 2005). Adicionalmente de los semiconductores intrínsecos, es decir, materiales que naturalmente presentan esta propiedad eléctrica y los cuales se procesan con el fin de alcanzar una muy alta pureza, existen los semiconductores extrínsecos, semiconductores los cuales presentan impurezas conocidas como *dopantes*, estos dopantes tienen como función favorecer un exceso de portadores de carga ya sea positiva *tipo p* o negativa *tipo n*. Estos semiconductores dopados o también conocidos como *semiconductores extrínsecos* presentan la desventaja de generar un solo portador de carga por cada átomo de impureza en el material, a diferencia de los dos portadores de carga presentes en el semiconductor intrínseco puro, pero con la gran ventaja de requerir menor energía para llevar los electrones libres a la banda de conducción, por lo que su comportamiento es muy similar al de un metal, por lo cual su resistividad se incrementa con la temperatura de operación (Askeland et al., 2012; West, 2014).

Tabla 1: Propiedades semiconductoras de los materiales

Material	Separación entre bandas de energía	Movilidad del electrón	Movilidad del hueco electrónico	Densidad de portadores de carga
Si	1.107	0.14	0.038	14×10^{15}
Ge	0.66	0.364	0.19	23×10^{18}
CdS	2.59	0.034	0.0018	-
GaAs	1.47	0.72	0.02	1.4×10^{12}
InSb	0.17	8	0.045	13.5×10^{21}

Fuente: (Shackelford & Martín, 2005) con datos de C. A. Harper, Ed., Handbook of Materials and Processes for Electronics, McGraw-Hill Book Company, NY, 1970.

Elaboración propia.

La temperatura de operación de un semiconductor siempre es un factor que considerar. A diferencia de los metales donde la conductividad eléctrica disminuye con la temperatura, en un semiconductor intrínseco puro esta propiedad se beneficia de este incremento, no obstante, es importante mencionar que la mayoría de las celdas fotovoltaicas comerciales están dopadas de algún elemento cercano, por ejemplo el silicio suele doparse ya sea de fosforo o aluminio según se quiera generar portadores de carga *n* o *p* por lo que este material presenta las propiedades de

un conductor metálico perdiendo su conductividad eléctrica con el incremento de temperatura debido a la agitación térmica (Shackelford & Martín, 2005).

En una celda fotovoltaica, la temperatura posee un efecto importante sobre el valor de la tensión en circuito abierto (V_{oc} , que es el máximo valor de voltaje en extremos de la celda y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga), y lo podemos ver sobre la curva $I - V$ (Ver Figura 10). Así, al aumentar la temperatura, la tensión de circuito abierto disminuye del orden de unos pocos milivoltios por cada grado centígrado ($2.3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ para el silicio y entre 2 y $2.2 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ en el caso de arseniuro de galio). Además, como consecuencia de esta variación de V_{oc} , a medida que aumenta la temperatura, provoca a su vez, que la eficiencia de la celda haga lo propio. Al aumentar la temperatura se reduce entre el 0.4 y 0.5% por grado centígrado en las celdas de silicio y alrededor de 0.3% por grado centígrado en las de arseniuro de galio (Ver Figura 11)(Collado, 2015). La temperatura de operación de una celda podemos conocerla en función de la irradiancia G mediante la ecuación 5 (Nasrin et al., 2018).

$$T_{oc} = 2.4308(G)^{0.4352} \quad (5)$$

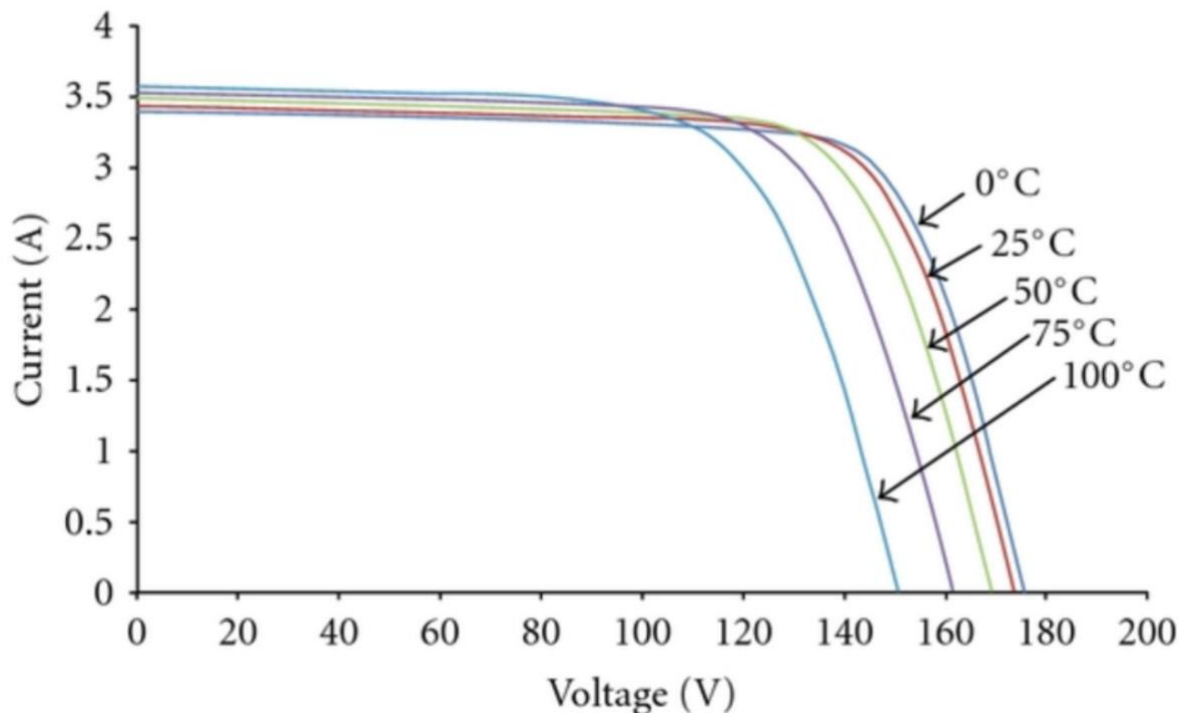


Figura 10: Comparativa entre, intensidad de corriente y voltaje generados en función de la temperatura.

Fuente: Tomado de <https://unmethours.com/question/56542/pv-array-modelling-using-trnsys-17/>

Adicionalmente a las características semiconductoras, otra consideración importante es la disponibilidad y demás propiedades de los materiales, tales su toxicidad, longitud de onda aprovechable, procesamiento y obtención. Esto conlleva a que cada uno de los semiconductores presente ventajas y desventajas inherentes a ellos. En la Tabla 2 se puede apreciar una comparativa entre las tecnologías de celdas fotovoltaicas existentes.

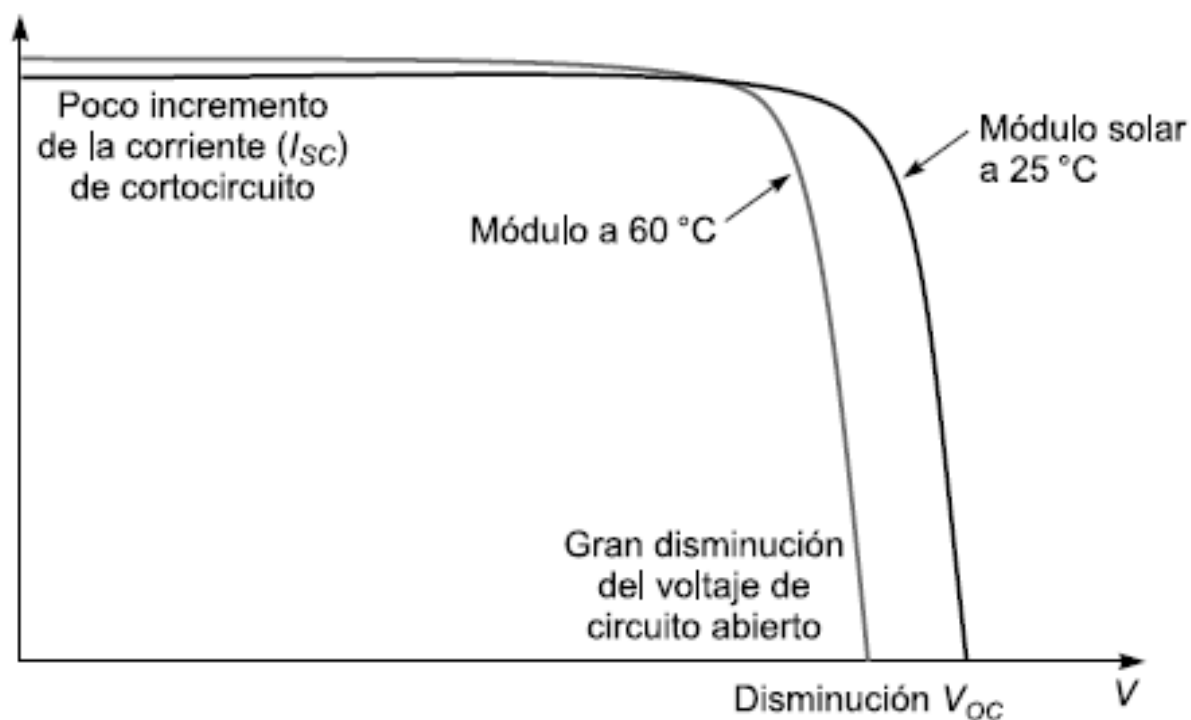


Figura 11: Ejemplo de dependencia de la tensión de circuito abierto y de la corriente de cortocircuito de una célula solar (célula de GaAs) con la temperatura (Carta González et al., 2013).

Tabla 2: Características de los materiales de fabricación de celdas fotovoltaicas

		Película delgada			Estructura Cristalina	
Tecnología	Silicio amorfo	Diseleniuro de indio y cobre (CIS)	Telururo de cadmio (CdTe)	Arseniuro de galio (GaAs)	Policristalina	Monocristalina
Eficiencia	6-10%	12%	11%	32.5%	12-14%	14-17%
Ventajas	-Costo -Baja afectación de la temperatura de operación -Mayor producción con radiación difusa	- Rendimiento constante en el tiempo	-Bajo Costo	-Resistencia a altas temperaturas	-Menor costo promedio al resto -Menor coeficiente de temperatura	-Mayor rendimiento en comparación con otras creadas a base de silicio -Rendimiento constante

Desventajas	-Baja eficiencia de conversión	-Toxicidad	-Toxicidad -Escasez del material	-Toxicidad -Escasez de materias primas	-Mayor probabilidad de entrada de impurezas en su fabricación	-Necesidad de alto consumo de energía para su fabricación
--------------------	--------------------------------	------------	-------------------------------------	---	---	---

Fuente: (Carreras, 2019)
Elaboración propia.

8.4.1. Interacción de la luz con los semiconductores

En el caso específico de los materiales semiconductores utilizados en la fabricación de celdas fotovoltaicas, cada uno de ellos tiene un ancho de banda prohibida definido, esto quiere decir, que para que un portador de carga sea llevado desde la banda de valencia hasta la banda de conducción se requiere de una cantidad de energía mínima necesaria.

Esta energía es aportada por un fotón cuya longitud de onda característica le permite transferir su energía y generar así el efecto fotoeléctrico (Pavlov, 1987; Ruíz Taboada et al., 2008). Esto quiere decir, que para ciertos materiales se requerirá fotones con mayor o menor frecuencia según sea el caso, la energía que un fotón posee en función de su longitud de onda está dada por la ecuación 6.

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (6)$$

Donde:

E = Energía (J)

h = Constante de Plank (6.63×10^{-34} Js)

c = Velocidad de la luz (3×10^8 m/s)

λ = Longitud de onda (m)

La cantidad de fotones disponibles para transferir su energía varia conforme la radiación que interacciona con la superficie del material es absorbida, reflejada o atraviesa por el semiconductor. A su vez, el coeficiente de absorción que es una medida de la cantidad de radiación que es retenida por el material varía con la longitud de onda de igual manera, como se muestra en la Figura 12 para el silicio.

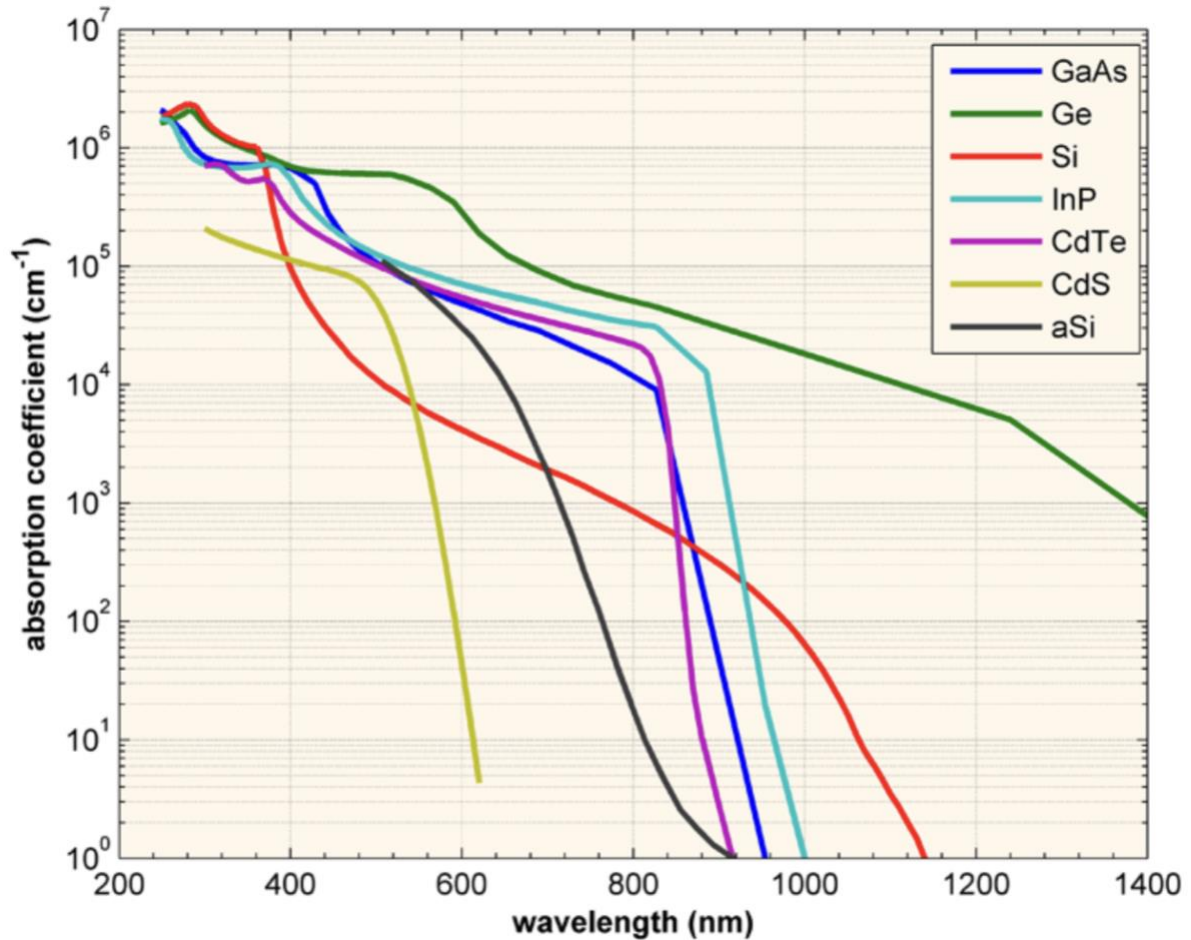


Figura 12: Variación del coeficiente de absorción para diferentes semiconductores en función de la longitud de onda de interacción.

Fuente: (Winnacker, 2022)

8.5. Reflectores difusos de refuerzo

Dado que la producción de un panel fotovoltaico está directamente relacionada con la radiación que incide sobre la superficie de este, la implementación de colectores difusos de refuerzo que permitan compensar parte de las pérdidas de radiación directa causadas por las partículas suspendidas en la atmósfera, las superficies reflejantes y polvo sobre la superficie de los paneles. Un reflector difuso es un dispositivo óptico que permite captar la radiación solar y reflejarla en forma de radiación difusa sobre una superficie (Ver Figura 13), la geometría y materiales empleados dependen de la aplicación. Sin embargo, el hacer incidir radiación sobre la superficie de los paneles incrementará la temperatura de estos, por lo que se presentarían los fenómenos anteriormente mencionados. El uso de estos dispositivos ha logrado incrementar la eficiencia en la transformación de energía entre el 17 y el 19.6 % (Hess, 2015).

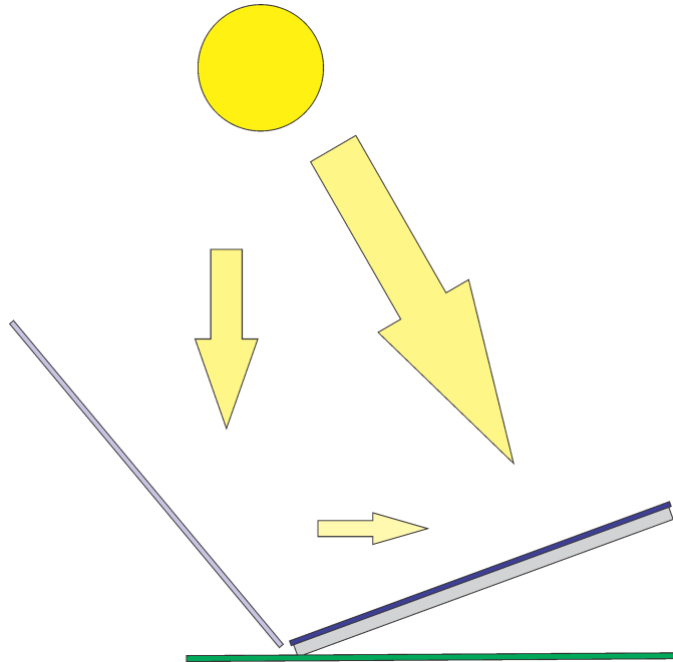


Figura 13: Esquema general del funcionamiento de un reflector difuso de refuerzo.
Fuente: Elaboración propia.

8.6. Generador termoelectrico

Un generador termoelectrico o termogenerador, convierte directamente calor en electricidad. Para generar electricidad mediante el efecto termoelectrico se necesitan un modulo termoelectrico y una diferencia de temperatura entre ambas caras de este. Dado que la circulacion de corriente tambien genera migracion de calor, las fuentes caliente y fria deberan aportar y disipar calor continuamente para mantener esa diferencia (Bollati, 2007).

El principio de funcionamiento de un generador termoelectrico es el efecto Seebeck, fue descubierto por Thomas Seebeck a mediados del siglo XIX. Cuando se calienta la union entre dos materiales distintos, se crea una diferencia de potencial en los extremos no calentados ("frios") y circula, si se conectan dichos extremos, una corriente electrica. Ver Figura 14 (Bollati, 2007).

La diferencia de potencial (ΔV) entregable debido a la diferencia de temperatura entre las placas del TEG esta dada por las siguientes expresiones (ecuaciones 7 y 8):

$$\Delta V = \int_{T_1}^{T_2} (S_2(T) - S_1(T)) dT \quad (7)$$

$$S = \frac{\Delta V}{\Delta T} \quad (8)$$

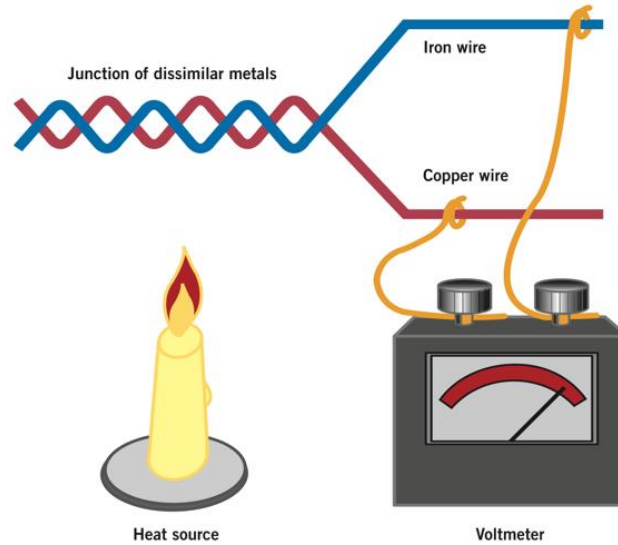


Figura 14: Ilustración del efecto Seebeck.
Fuente: (Bollati, 2007).

El efecto Seebeck relaciona el voltaje (ΔV) que se genera en la unión entre dos materiales donde los coeficientes de Seebeck (S) son el intrínsecos de cada material, normalmente dopado.

La eficiencia del dispositivo está en función de su figura de mérito y la diferencia de temperatura entre las placas, lo que nos lleva a la siguiente expresión (E.A. Chávez-Urbiola, 2012):

$$\eta^* = \eta_0 \frac{\sqrt{1+ZT_M}-1}{\sqrt{1+ZT_M}+\frac{T_c}{T_h}} \quad (9)$$

Donde:

η^* = Eficiencia del TEG

η_0 = Eficiencia de Carnot (adimensional)

ZT_M = Dimensionamiento termoeléctrico de la figura de mérito (adimensional)

T_c = Temperatura de la sección fría del TEG (K)

T_h = Temperatura de la sección cálida del TEG (K)

Treinta años después, Jean Peltier descubrió que la circulación de corriente en esas circunstancias causa absorción o liberación de calor. Lord Kelvin (William Thomson) relacionó luego ambos enunciados en un tercer efecto termoeléctrico, llamado luego “efecto Thomson”, que establece que, al circular una corriente en la dirección de un gradiente térmico por un conductor homogéneo, se establece un efecto calefactor o refrigerante lateral. La teoría básica

de los generadores y refrigeradores termoelectricos se termino de delinear a principios del siglo XX. Para aplicaciones practicas se necesitaban materiales con un alto coeficiente Seebeck, alta conductividad electrica y baja conductividad termica. La tecnologia de semiconductores permitio obtener materiales adecuados a partir de la decada de los 40. Ya en la segunda guerra mundial Rusia, utilizo generadores termoelectricos a base de antimonio-zinc para alimentar equipos de comunicaciones militares.

En la decada de los 50's, se desarrollaron las primeras termocuplas para sistemas de seguridad por falta de llama, que resultaron la aplicacion mas masiva del efecto termoelectrico y que se encuentran hoy en dia en casi todos los calefones, termotanques, hornos y calefactores a gas domiciliarios. Con el correr de los años se fabricaron generadores termoelectricos (conocidos como TEG por su sigla en inglés: Thermo Electric Generator) con diversos materiales semiconductores y con resultados variados.

El primer generador termoelectrico solar (STEG) fue desarrollado en 1954 por Telkes. La eficiencia maxima de un STEG de panel plano era 0,63%. En el pasado, solo habia algunas aplicaciones de STEG debido a su baja eficiencia de conversion. Antes de la decada de 1990, los dispositivos termoelectricos consisten principalmente en materiales termoelectricos a granel y mostro poca mejora. En 2011, Kraemer desarrollo un panel plano prometedor STEG con eficiencia varias veces mayor. Teluro de bismuto (Bi_2Te_3) es uno de los materiales termoelectricos mas comunes dada su alta figura de merito a temperatura ambiente. Recientemente, se han investigado nuevos tipos de materiales termoelectricos, tales como materiales nanoestructurados y materiales de cristal de vidrio electrón-fonón.

Un dispositivo termoelectrico esta hecho de muchas parejas termoelectricas. Los cuales estan conectados electricamente en serie y termicamente en paralelo. Las parejas termoelectricas consisten en tipo p (portadores de orificios) y tipo n (portadores de electrones) en los materiales semiconductores. Cuando el termoelectrico dispositivo funciona como un generador de energia (TEG), esta conectado a una carga externa. La diferencia de temperatura hace que los electrones y vacancia pasen del lado caliente al lado frio por separado debido a diferencia de densidad los electrones y las vacancias, finalmente se recombinan en el lado frio del dispositivo, este proceso crea una diferencia potencial y conduce una corriente a traves del dispositivo (Priscilla Huen, 2016). En la decada de los 60's, se desarrollaron generadores alimentados por radioisotopos

para el programa espacial Apolo y para comunicaciones con la luna, de los que derivarían los materiales utilizados en la mayoría de los generadores comerciales actuales.

En 2011 Chávez, Vorobiev y Bulat encontraron una dependencia lineal entre la eficiencia y la diferencia de temperatura entre las placas de los generadores termoelectricos. (E.A. Chávez-Urbiola, 2011), en 2012 Yuan y colaboradores, mediante una simulación numérica empleando el método de elemento finito, utilizando el software de simulación ANSYS logró obtener la distribución de flujo de calor sobre un generador termoelectrico (Yuan Deng, 2012).

Los generadores termoelectricos son un producto para aplicaciones muy específicas, mientras que otros derivados de la misma tecnología, como las termocuplas de seguridad, se emplean masivamente. Dada su simplicidad, se usan también módulos termoelectricos de efecto Peltier para aplicaciones de refrigeración y control de temperatura de baja capacidad (Bollati, 2007).

En principio, un generador termoelectrico convierte directamente calor en electricidad. El calor induce la circulación de una corriente eléctrica al fluir desde el quemador de gas a través del módulo termoelectrico (termopila).

Para generar electricidad mediante el efecto termoelectrico se necesitan un módulo termoelectrico y una diferencia de temperatura entre ambas caras de este. Dado que la circulación de corriente también genera migración de calor, las fuentes caliente y fría deberán aportar y disipar calor continuamente para mantener esa diferencia. En la práctica los elementos básicos que permiten esto en los generadores termoelectricos puede ser uno de estos tres elementos:

- Fuente caliente: quemador o calefactor catalítico a gas en casi todos los casos.
- Dispositivo de conversión de energía: módulo termoelectrico o termopila.
- Fuente fría: disipador de aluminio aletado, tubos refrigerantes o radiadores.

En general, los elementos termoelectricos generan en una tensión muy baja, en el orden de los mV, pero suelen tener una buena capacidad de corriente si realizan conexiones en paralelo. Por ejemplo, en el caso de los termopares usados en los dispositivos de seguridad de llama domiciliarios la corriente generada en base a la llama piloto es suficiente para mantener la válvula de seguridad abierta, oponiéndose al resorte que tiende a cerrarla. Un módulo termoelectrico o termopila consiste generalmente en varios elementos semiconductores (a veces cientos de ellos) con dopaje P y N conectados eléctricamente en serie y térmicamente en paralelo (Eduardo Bollati, 2007). La potencia generada por el TEG (P^*) se obtiene mediante la expresión:

$$P^* = \eta^* (T_h - T_c) / R_{TEG} \quad (10)$$

Donde:

T_h = Temperatura en la sección cálida (K)

T_c = Temperatura en la sección fría (K)

R_{TEG} = Resistencia térmica del TEG (K/W)

Mientras que la potencia generada acoplándolo a un panel fotovoltaico en la presencia de un reflector se calcula mediante la expresión siguiente (E.A. Chávez-Urbiola, 2012):

$$P^* = \eta^* \alpha \beta C G (1-R) \{1 - \eta_\alpha [1 - \gamma (T_h - T_a)]\} A \quad (11)$$

Donde se consideran las propiedades del concentrador como el coeficiente de calidad del concentrador (α), las pérdidas de calor por elementos de refrigeración activa (β), el grado de concentración (C) y el coeficiente de reflexión (R), se presentan como variables que afectan la generación, por lo que se incluye el coeficiente de temperatura del panel PV (γ), que como se ha mencionado previamente, influye directamente en la generación del mismo y es por ello que es tan importante la transformación del calor residual en energía eléctrica mediante los TEG. Todo lo anterior influenciado por la irradiancia a la que se encuentre expuesto el sistema. Finalmente, en 2018 Ravita y Kaushik realizaron un modelado termodinámico a partir de la primera y segunda ley de la termodinámica y analizaron el sistema matemáticamente mediante el software MATLAB. El modelo fue aplicado para determinar la temperatura de una celda fotovoltaica y las temperaturas en la sección fría y cálida del generador termoeléctrico (Ravita Lamba, 2018).

9. Desarrollo Experimental

9.1. Simulación computacional

A continuación, se describe el procedimiento experimental desarrollado para el modelado del sistema híbrido solar.

Como primera fase se implementaron simulaciones computacionales en el software Comsol Multiphysics de una celda fotovoltaica de silicio monocristalino empleando los datos mostrados en las tablas 1 y 3. Como segunda fase se desarrollaron simulaciones del TEG y su conversión de energía eléctrica a partir del calor residual del sistema. En la tercera fase, se desarrollan

simulaciones del potencial aprovechamiento de radiación adicional incidente sobre un panel fotovoltaico producto de su interacción con el reflector difuso de refuerzo. Finalmente, en la cuarta fase se realiza una comparativa de la potencia que se pudiese obtener de un SHS con diferentes materiales semiconductores de fabricación del panel.

9.1.1. Metodología de simulación de la celda y panel fotovoltaicos

Para el desarrollo de la simulación se utilizó la aplicación *Solar cell* dentro del módulo de *semiconductores*. La descripción de cada una de las etapas se describe a continuación.

9.1.1.1. Definiciones globales

Las definiciones globales son condiciones de inicio requeridas para que los modelos en Comsol puedan solucionarse, en este caso la única condición es declarar que no existe ninguna fuente de voltaje ajena a la generada por la celda misma (Ver Tabla 3).

Tabla 3: Voltaje aplicado al inicio de la simulación

Nombre	Expresión	Valor	Descripción
V0	0[V]	0 V	Voltaje aplicado

Fuente: Elaboración propia.

9.1.1.2. Funciones (Radiación incidente)

La interpolación de la radiación proveniente del sol se hace en función del espectro establecido por la norma ASTM-173-03, este espectro se muestra en la Figura 15 mediante una aproximación que corresponde al mostrado en la Figura 14, la cual muestra la radiación solar que llega hasta la superficie, pasando por la atmósfera, correspondiente a las condiciones AM1.5. Esta aproximación es incluida dentro de la aplicación de celdas solares correspondiente al módulo de simulación de semiconductores del software empleado. Para su uso se debe declarar la función, como se muestra en la Tabla 4 e importar el documento *si_solar_cell_1d_AM15_approx.txt*, el cual contiene los datos de la Figura 16.

Tabla 4: Declaración de la función interpolación

Nombres de función	F
Tipo de función	Interpolación

Fuente: Elaboración propia.

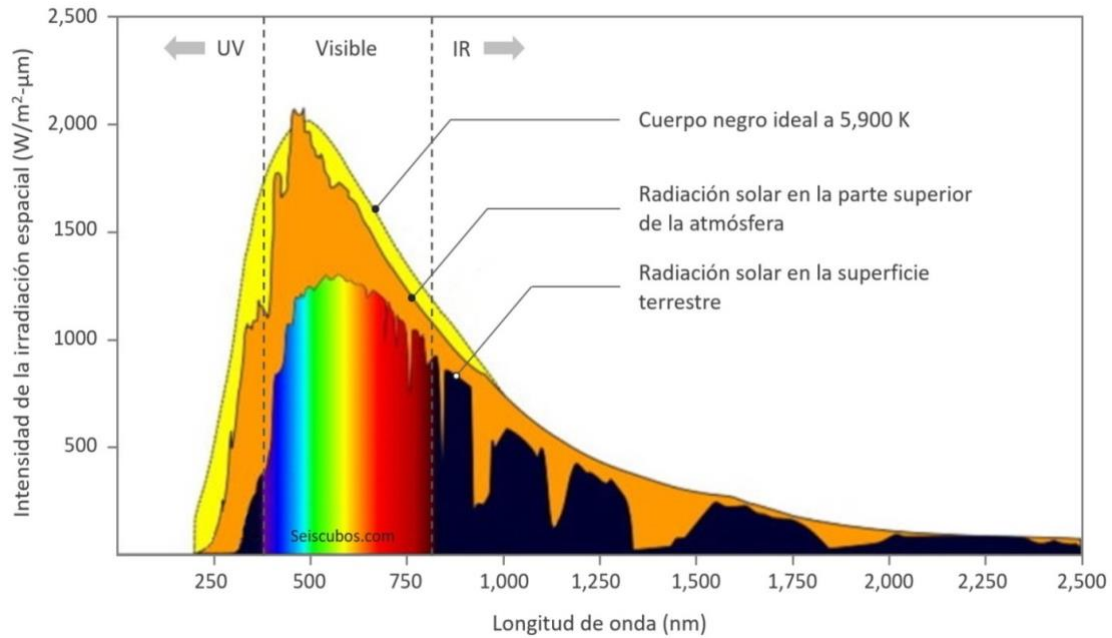


Figura 15: Espectro solar al llegar a la atmósfera terrestre.
Fuente: (Ordóñez García, 2021).

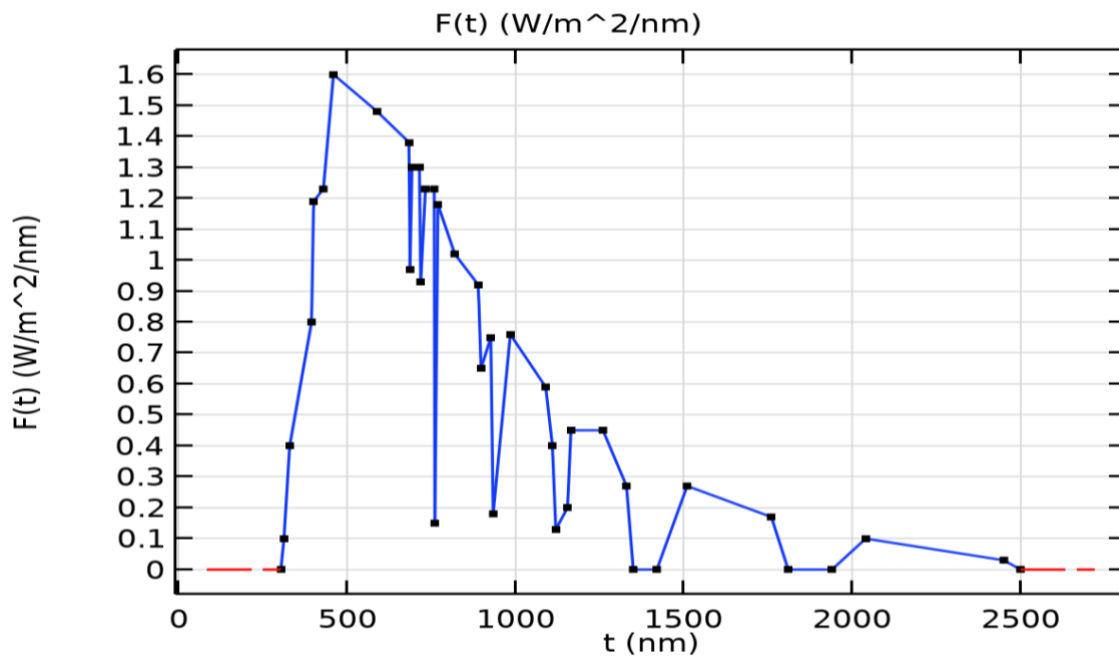


Figura 16: Aproximación al espectro solar aprovechable según la norma ASTM-173-03.
Fuente: (Comsol Multiphysics, 1998).

9.1.1.3. Funciones (absorción)

La función de interpolación se utiliza con la intención de calcular la cantidad de radiación que será absorbida por el material y que será utilizada por el mismo para llevar sus electrones a la banda de conducción desde la banda de valencia. Para el caso particular del silicio, este material

absorbe radiación desde 1.107 eV (aproximadamente la energía equivalente a longitudes de onda de 1120 nm) hasta ondas de aproximadamente 400 nm de longitud (Shackelford & Martín, 2005). Para ello se declara la función $nref=1$ (Índice de reflectividad) y $kref=2$ (Coeficiente de excitación). Adicionalmente se importa el archivo *si_sollar_cell_1d_n_k_data.txt*.

9.1.1.4. Variables: Fotogeneración

Finalmente, una vez que se determina la radiación incidente y la cantidad de energía absorbida por el material, se procede a calcular la energía que es capaz de convertir el material en una corriente eléctrica producto del efecto fotoeléctrico. La variable y su declaración se aprecian en la Tabla 5.

Tabla 5: Declaración de la variable G_ph perteneciente a la fotogeneración.

Nombre	Expresión	Unidad
G_ph	$(4 \cdot \pi / (h_const \cdot c_const) \cdot \text{integrate}(kref(lm) \cdot F(lm) \cdot \exp(-4 \cdot \pi \cdot kref(lm) \cdot x / lm), lm, 25[nm], 1300[nm])))$	1/(m ³ ·s)

Fuente: Elaboración propia con datos de (COMSOL Multiphysics, 2019).

9.1.1.5. Geometría

La geometría de la celda parte de una geometría en 1D, para este caso particular se considera una profundidad de 250 micrómetros comercial como se muestra en la Figura 17. Y un área total de celda de 145 cm².

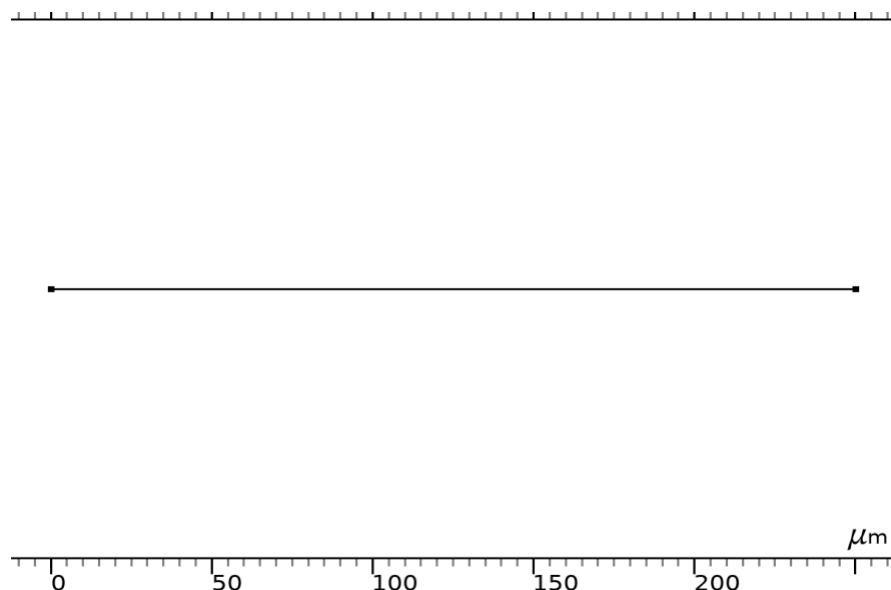


Figura 17: Geometría de la celda fotovoltaica.

Fuente: Elaboración propia con apoyo de (COMSOL Multiphysics, 2019).

9.1.1.6. Modulo semiconductor (Ecuaciones)

La primera ecuación por resolver es la ecuación de densidad de portadores de carga (ρ) en función de la permitividad relativa del material (ϵ_r), del vacío (ϵ_0) y el voltaje (V) aplicado como se muestra en la ecuación 12.

$$\nabla \cdot (-\epsilon_0 \epsilon_r \nabla V) = \rho \quad (12)$$

Esto permite posteriormente determinar la cantidad de electrones y huecos que producirán la corriente fotogenerada.

9.1.1.7. Modelo de material semiconductor (Ecuaciones)

Las ecuaciones que modelan los fenómenos que suceden durante el efecto fotoeléctrico se muestran a continuación:

La ecuación 13 (Ecuación de Poisson) relaciona la densidad de portadores en función de la carga del electrón (q) con el número de portadores positivos (p) y negativos (n) así como la densidad de cargas atómicas donadoras y aceptoras (N_d^+ y N_a^-). En este sentido tanto los electrones y huecos poseen la misma magnitud de carga, pero con diferente signo (West, 2014).

$$\rho^+ = q(p - n + N_d^+ - N_a^-) \quad (13)$$

A su vez el par de ecuaciones 14 determina la concentración de cargas positivas y negativas en la región de depleción y sus bordes (γ_n y γ_p) en función de la carga electrónica, la función trabajo (E_f), la cual es dependiente del material, la densidad de cargas en las bandas de valencia y conducción (N_v y N_c) y las energías relacionadas a las bandas de valencia (E_v) y conducción (E_c). Todas estas variables afectadas por la temperatura de referencia (T_I).

$$n = N_c \gamma_n \exp\left(\frac{q(E_f - E_c)}{k_B T_I}\right); p = N_v \gamma_p \exp\left(\frac{q(E_v - E_f)}{k_B T_I}\right) \quad (14)$$

Las ecuaciones 15 y 16 son producto de la conversión de la ecuación de Poisson en ecuaciones de flujo y permiten calcular la corriente total que se genera a lo largo de un conductor eléctrico (densidad de corriente J) correspondiente a la recombinación ambos tipos de cargas.

Es por lo anterior que se incluyen términos como la movilidad (μ_n y μ_p) y la capacidad de difusión de los portadores de carga ($D_{n,th}$ y $D_{p,th}$) y con ello la capacidad de generación (G_{ph}) que se producen de electrones en la banda de valencia y de huecos en la banda de conducción.

$$J_n = qn\mu_n\nabla E_c + \mu_n k_B T G_{ph} (n/N_c) \nabla n + qnD_{n,th} \nabla \ln(T) \quad (15)$$

$$J_p = qp\mu_p\nabla E_v + \mu_p k_B T G_{ph} (p/N_v) \nabla p + qpD_{p,th} \nabla \ln(T) \quad (16)$$

Por lo tanto, se puede decir que la primera ecuación describe la corriente eléctrica producida por el campo eléctrico al que se somete el semiconductor y que se desplaza en la dirección opuesta al mismo, efecto conocido como *Drift*. Mientras que la segunda describe el comportamiento de la difusión de los huecos en la superficie del semiconductor producto de la incidencia de la luz solar y su capacidad de absorción. Las ecuaciones de dopaje analítico (17) y dopaje geométrico (18, 19 y 20) se emplean para determinar el número de átomos donantes (N_D) y el número de átomos aceptores (N_A) que se forman durante el efecto fotoeléctrico. Cabe mencionar que si todos los átomos dopantes se ionizan $N_d^+ = N_D$ y $N_a^- = N_A$.

9.1.1.8. Modelo de dopaje analítico 1

$$N_D = N_D^{prev} + N_{D0}; N_A = N_A^{prev} \quad (17)$$

En el caso donde no todos los átomos se ionizan, la concentración de donantes donadores será equivalente a los átomos previamente presentes en la zona de unión entre ambas secciones del semiconductor dopado (N_D^{prev}) y los que permanecen en estado latente (N_{D0}).

Para el caso de los átomos aceptores, en el caso de ionizarse por completo, la concentración será igual al de los portadores presentes en la unión. Este comportamiento de no ionización puede deberse a la profundidad de absorción y/o la longitud de onda con la que interacciona el semiconductor.

9.1.1.9. Modelo geométrico de dopaje 1

Si se consideran el cambio de la concentración de cargas a lo largo del espesor del material (l) es posible determinar el espesor de la zona de depleción (l_d) en función de concentración de

electrones y huecos y el flujo difusivo (d_j) de los dopantes desde la profundidad del material (N_b).

$$N_D = N_D^{prev} \quad (18)$$

$$N_A = N_A^{prev} + N_{A0} \exp \left[- \left(\frac{r}{I_d} \right)^2 \right] \quad (19)$$

$$I_d = \frac{d_j}{\sqrt{\ln \left(\frac{N_{A0}}{N_b} \right)}} \quad (20)$$

9.1.1.10. Generación definida por el usuario

La generación de energía está en función de la energía incidente vista en la Figura 14 que genera la corriente empleando los electrones y huecos fotogenerados a partir de la energía transmitida por las diferentes longitudes de onda de los fotones incidentes. Las ecuaciones 21 y 22 presentan las cargas generadas en función de la energía que reciben (irradiancia). Para este caso de estudio la generación $G_{n,0}$ y $G_{p,0}$ es igual a la corriente fotogenerada G_{ph} de la cual se mostró previamente su cálculo en la Tabla 6.

$$R_n = -G_{n,0} \quad (21)$$

$$R_p = -G_{p,0} \quad (22)$$

9.1.1.11. Malla

La malla aplicada es fina en el extremo izquierdo donde se localiza el contacto 1 (coordenada 0,0) y se aplicó suavizado hasta llegar al extremo de contacto 2 a la derecha (coordenada 250, 0). Ver Figura 18. Con el objetivo de analizar con mayor detalle la recombinación de portadores de carga en el material semiconductor, lo cual sucede entre los primeros 150 y 200 μm (Acharyya et al., 2022).

9.1.1.12. Información de la computación

A continuación, se muestran las características de la computadora utilizada para la simulación (Ver Tabla 6).

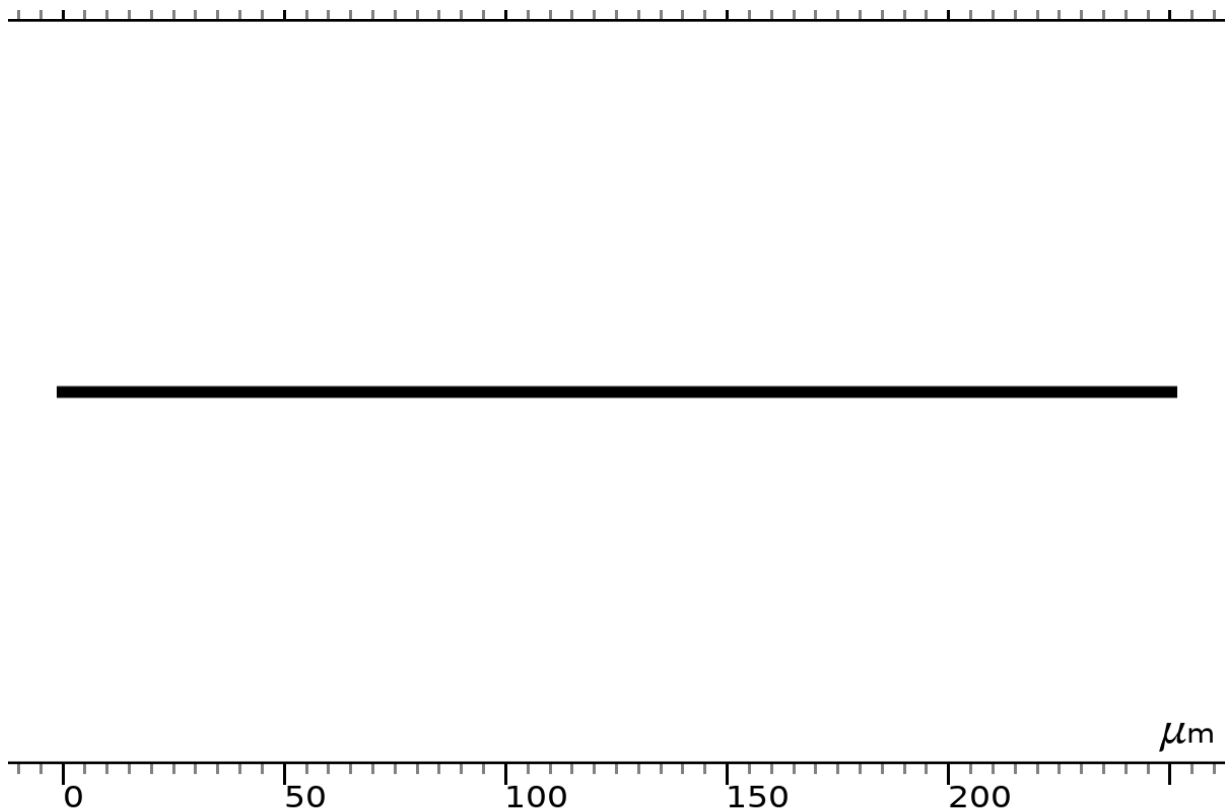


Figura 18: Representación del mallado.
Fuente: Elaboración propia con apoyo de (COMSOL Multiphysics, 2019).

Tabla 6: Características del equipo de cómputo donde se realiza la simulación.

Tiempo de computación	6 s
CPU	AMD64 Family 23 Model 17 Stepping 0, 2 núcleos utilizados de 6
Sistema operativo	Windows 10

Fuente: Elaboración propia.

9.1.1.13. Configuración del estudio estacionario

En la Tabla 7 se muestran los intervalos de voltaje aplicado a una resistencia variable y que permitirá medir voltaje y corriente de la celda. Estos valores corresponden al voltaje de activación del silicio de 6.1 V.

Tabla 7: Voltaje aplicado durante la solución de la simulación.

Nombre de parámetro	Lista de valores de parámetros	Unidad
V0 (Voltaje aplicado)	Rango (0, 0.05, 0.5) range(0.51, 0.01, 0.61)	V

Fuente: Elaboración propia.

9.1.2. Validación experimental

Para que la simulación computacional tenga una aplicación aceptable y su capacidad de reproducción sea aceptable, debe de validarse mediante la experimentación. Para este modelo se plantea un circuito eléctrico como se muestra en la Figura 19, con la intención de medir las variables de interés: voltaje (V), intensidad de corriente eléctrica (i), potencia (P) e irradiancia (I), esta última a la hora de la medición es igual a 966 W/m^2 magnitud que fue determinada mediante un piranómetro KIPP & ZONEN SP lite 2. Los datos del panel fotovoltaico empleado para la experimentación se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Datos del panel según el fabricante

Modelo	Peso (kg)	Voltaje de operación (V)	Corriente de trabajo (A)	Voltaje a circuito abierto V_{op} (V)	Corriente a corto circuito I_{sc} (A)	Dimensiones (mm)	Potencia (W)
S01MC-60	6.1	17.2	3.48	21.5	4.06	1057*457*35	60

Fuente: Elaboración propia con datos de (Solartec, 2019).

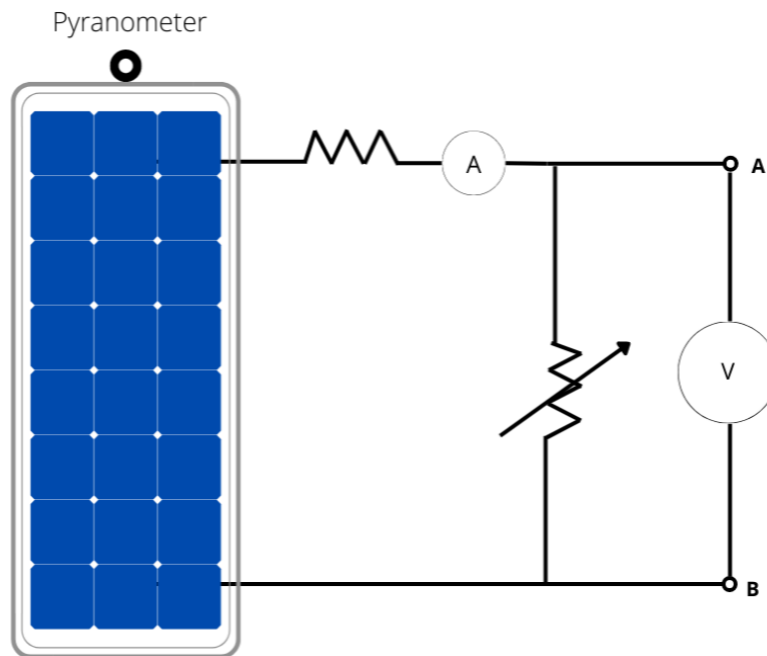


Figura 19: Esquema del arreglo experimental de la medición eléctrica del panel fotovoltaico en condiciones reales de operación, en Mineral de la Reforma, Hidalgo.

9.1.3. Simulación del panel fotovoltaico a diferentes irradiancias

Dado que la simulación computacional ha sido validada y se conoce su margen de error, se generan nuevas simulaciones con el objetivo de predecir la generación total del panel a

diferentes condiciones de operación. Las simulaciones se plantearon en intervalos de 200 W/m² desde los 1000 hasta los 2000 W/m², irradiancia la cual representa las condiciones generadas por BDRs reportados por diferentes autores (Abd-Elhady, 2020; Abed et al., 2020; Asvad et al., 2023; Baccoli et al., 2018; Barugkin et al., 2017; Fuentes-Hernández et al., 2020; Gelegenis et al., 2015; Gonzalez et al., 2024; Hess, 2015; Malik & Chandel, 2020; Mishra et al., 2016; Mohsenzadeh & Hosseini, 2015; Ortega González Miguel Ángel et al., 2021; Rönnelid Mats et al., 1999).

9.1.4. Simulaciones con la consideración de la temperatura de operación

Una vez que las simulaciones a diferentes radiaciones son calculadas, se empleó la ecuación 5 para determinar la temperatura de operación del panel, con lo cual se modeló el efecto de la temperatura sobre el sistema debido al incremento de irradiancia y por ende de temperatura con las ecuaciones 19 y 20. Los efectos que cada tipo de celda fotovoltaica está representada por los coeficientes de voltaje (TCV) y corriente (TCI). Como temperatura de referencia (T_{ref}) para este estudio se tomó el valor de referencia ASTM de 25 °C.

$$V(T) = V_{op} - [TCV * (T - T_{ref})] \quad (19)$$

$$I(T) = I_{sc} + [TCI * (T - T_{ref})] \quad (20)$$

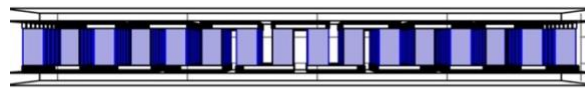
9.1.5. Simulación computación del TEG

El procedimiento realizado para la simulación del TEG modelo TGM-127-1.4-2.5 se detalla a continuación.

9.1.5.1. Selección y aplicación de los materiales de fabricación

En el generador termoelectrico interaccionan cuatro materiales con diferentes propiedades eléctricas y térmicas, por lo cual es de suma relevancia que estos materiales sean diferenciados y aplicados correctamente dentro de la geometría. Estos materiales son: telururo de bismuto dopado con cargas positivas, telururo de bismuto dopado con cargas negativas, soldadura de plata y alúmina en la sección cálida y fría encapsulando los materiales semiconductores y la

soldadura conductora. La selección de los materiales se logra apreciar en las Figuras 20, 21, 22 y 23.



Bismuth Telluride - Bi₂Te₃-N type

SELECCIÓN

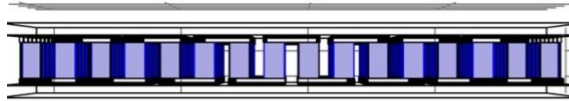
Nivel de entidad geométrico	Dominio
Selección	Geometría geom1: Dimensión 3: Dominios 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 50, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 83, 85, 87, 89, 91, 93, 95, 97, 114, 116, 118, 120, 122, 124, 126, 128, 147, 149, 151, 153, 155, 157, 159, 161, 178, 180, 182, 184, 186, 188, 190, 192, 211, 213, 215, 217, 219, 221, 223, 225, 242, 244, 246, 248, 250, 252, 254, 256, 275, 277, 279, 281, 283, 285, 287, 289, 306, 308, 310, 312, 314, 316, 318, 320, 339, 341, 343, 345, 347, 349, 351, 353, 370, 372, 374, 376, 378, 380, 382, 384, 403, 405, 407, 409, 411, 413, 415, 417, 434, 436, 438, 440, 442, 444, 446, 448, 467, 469, 471, 473, 475, 477, 479, 481, 497, 499, 501, 503, 505, 507, 509, 511

Figura 20: Selección del telururo de bismuto con cargas tipo n en la geometría.
Fuente: Elaboración propia.



Alumina

Figura 21: Selección de la alúmina en la geometría.
Fuente: Elaboración propia.



Bismuth Telluride - $\text{Bi}_2\text{Te}_3\text{-P type}$

SELECCIÓN

Nivel de entidad geométrico	Dominio
Selección	Geometría geom1: Dimensión 3: Dominios 19, 21, 23, 25, 27, 29, 31, 33, 51, 53, 55, 57, 59, 61, 63, 65, 82, 84, 86, 88, 90, 92, 94, 96, 115, 117, 119, 121, 123, 125, 127, 129, 146, 148, 150, 152, 154, 156, 158, 160, 179, 181, 183, 185, 187, 189, 191, 193, 210, 212, 214, 216, 218, 220, 222, 224, 243, 245, 247, 249, 251, 253, 255, 257, 274, 276, 278, 280, 282, 284, 286, 288, 307, 309, 311, 313, 315, 317, 319, 321, 338, 340, 342, 344, 346, 348, 350, 352, 371, 373, 375, 377, 379, 381, 383, 385, 402, 404, 406, 408, 410, 412, 414, 416, 435, 437, 439, 441, 443, 445, 447, 449, 466, 468, 470, 472, 474, 476, 478, 480, 498, 500, 502, 504, 506, 508, 510

Figura 22: Selección del telururo de bismuto con cargas tipo p en la geometría.
Fuente: Elaboración propia.



Ag - Silver

SELECCIÓN

Nivel de entidad geométrico	Dominio
Selección	Geometría geom1: Dimensión 3: Dominios 3-18, 34-49, 66-81, 98-113, 130-145, 162-177, 194-209, 226-241, 258-273, 290-305, 322-337, 354-369, 386-401, 418-433, 450-465, 482-496

Figura 23: Selección de la plata en la geometría.
Fuente: Elaboración propia.

9.1.5.2. Transferencia de calor

La transferencia de calor entre los materiales se realiza mediante la conducción, por lo tanto, la ecuación a resolver es la ley de Fourier (par de ecuaciones 21), por lo que las variables de interés para resolverla son las ya bien conocidas, densidad (ρ), capacidad calorífica a presión constante (C_p), y coeficiente de conducción (k), todas siendo propiedades intensivas de los materiales, así mismo, el gradiente de temperatura entre la sección cálida y fría; por lo que al modelo se le debe proporcionar la temperatura entre las secciones del TEG.

$$\begin{aligned}\rho C_p u \cdot \nabla T + \nabla \cdot q &= Q + Q_{ted} \\ q &= -k \nabla T\end{aligned}\tag{21}$$

9.1.5.3. Corriente eléctrica

La corriente eléctrica generada, se obtiene al resolver las ecuaciones de densidad de corriente y diferencia de potencial, este conjunto de ecuaciones (22) mediaran la corriente y voltaje de salida del TEG. Varias de estas variables se han descrito previamente en el marco teórico, específicamente en la descripción de las ecuaciones y variables de la celda fotovoltaica, pero en esta ocasión aplicado a la termogeneración del TEG.

$$\begin{aligned}\nabla \cdot J &= Q_{j,v} \\ J &= \sigma_e E_v + J_e \\ E_v &= -\nabla V\end{aligned}\tag{22}$$

9.1.5.4. Multifísica

Finalmente, se resuelve la multifísica característica del dispositivo, el cual además es su principio de funcionamiento, (ver ecuación 23). En este fenómeno termoeléctrico, la temperatura genera desplazamiento de la red cristalina del material semiconductor, lo cual provoca una diferencia de potencial que, a su vez, al permanecer conectado a una carga se origina un flujo de corriente eléctrica. Esta etapa de la simulación, los resultados obtenidos de *Transferencia de calor* son utilizados para determinar la generación de *Corriente eléctrica*.

$$J_e = -\sigma_e S \nabla T\tag{23}$$

Para esta simulación se plantean las mismas diferencias de temperatura mediante la cual es caracterizado por el fabricante (170, 150 y 120 °C), con el fin de generar un parámetro de referencia y validar la simulación

9.2.1. Caracterización óptica del BDR

Para la caracterización del reflector difuso se analizaron 10 muestras divididas en dos lotes del recubrimiento de base cerámica sobre placas de acero bajo carbono calibre 24 esmaltadas SAE 1008 de 7,5 x 2,5 cm siguiendo la metodología de (Gonzalez et al., 2024). Para determinar su reflectancia relativa (R_r) se caracterizaron mediante espectroscopía visible y posteriormente incluir esos datos en la simulación del panel. El equipo utilizado para la caracterización fue un espectrómetro UV-VIS Ocean Optics, modelo USB3000, utilizando un rango de medición entre 400 y 800 nm, rango que fue utilizado para calcular el área bajo la curva mediante el método trapezoidal. Algunas de estas muestras se muestran en la Figura 24.

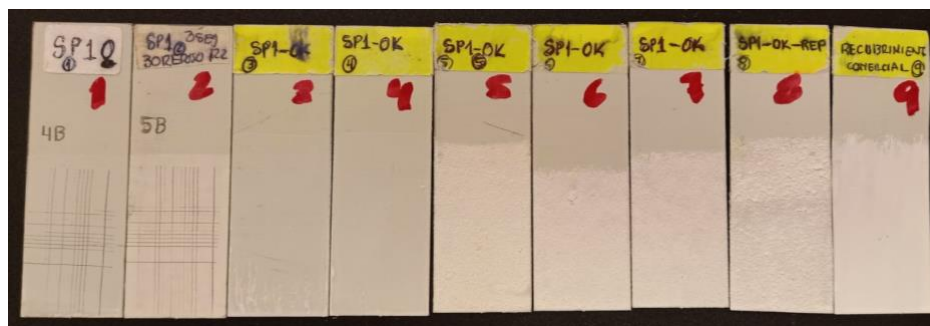


Figura 24: Muestras del sustrato del reflector difuso de refuerzo.
Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente se realizaron mediciones sobre la superficie de una celda y medida la irradiancia total con el mismo piranómetro con el cual se realizó la validación experimental de la simulación del panel PV.

9.3. Integración del SHS

Una vez que se poseen los datos de las simulaciones donde las variables de irradiancia y temperatura afectan la generación de los paneles PV, la generación de los TEG en función del gradiente de temperatura y la capacidad de reflectancia del BDR, se desarrollan las simulaciones finales donde se acoplan los tres elementos y que permitieron predecir la generación del sistema en su conjunto. Para ello, adicionalmente a las ecuaciones previamente resueltas, se agregan las ecuaciones 24 a 28.

$$\dot{Q}_{TEG} = G - P_{PV} - \dot{Q}_{Conv} - \dot{Q}_{Rad} - \dot{Q}_{Cond} \quad (24)$$

$$A_{TEG} = \frac{A_{PV}}{\#TEG} \quad (25)$$

$$P_{Therm} = \dot{Q}_{TEG} * A_{TEG} \quad (26)$$

$$T_h = T_a + (P_{Therm} * R_T) \quad (27)$$

$$P_{eTEG} = \#TEG * P_{TEG} \quad (28)$$

En la primera de estas, se determina el flujo de calor proveniente del panel PV, que recibirán los TEGs ($\dot{Q}_{TEG}$). El cual es producto de la irradiancia recibida menos las pérdidas por convección ($\dot{Q}_{Conv}$), por emisividad de los materiales ($\dot{Q}_{Rad}$), la convección ambiental ($\dot{Q}_{Cond}$) y la generación fotoeléctrica del panel mismo (P_{PV}).

La cantidad de TEGs ($\#TEG$) se puede proponer en función del área disponible en la sección posterior del panel (A_{PV}) y el área que ocupa cada dispositivo termoelectrico (A_{TEG}); por lo tanto, la potencia térmica (P_{Therm}) es el producto del flujo de calor y el área cubierta por TEGs. Esto permitió conocer la temperatura en la sección caída (T_h) mediante la resistencia térmica del TEG (R_T). Finalmente, la potencia generada por el arreglo de TEGs (P_e) es producto de la potencia individual de cada uno de los dispositivos (P_{TEG}) y el número total de elementos.

9.4. Comparativa del rendimiento teórico de diferentes celdas fotovoltaicas en un SHS

Como última etapa de este proyecto de investigación, se realizó una comparativa del rendimiento que pudiesen tener algunas de las celdas con mayor eficiencia que actualmente se comercializan o están en etapa de desarrollo (Green et al., 2022). Los materiales y datos requeridos para el desarrollo de estas simulaciones se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Semiconductores utilizados en la fabricación de celdas fotovoltaicas con band gap cercano a 1.6 eV (Green et al., 2022; Kopidakis, 2021).

Material	Band gap (eV)	Eficiencia (%)
Si monocristalino (mSi)	1.10	24.4
Si policristalino (pcSi)	1.11	20.40
Si amorfo tándem (aSi)	1.65	12.60

Arseniuro de galio (GaAs)	1.42	25.90
Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS)	1-1.70	19.70
Telururo de cadmio (CdTe)	1.50	20.90
Fosfuro de galio indio/Arseniuro de galio/Arseniuro de galio indio (InGaP/GaAs/InGaAs)	1.40-2.00	33.35

La selección de estos materiales se realizó siguiendo la metodología de (Vorobiev et al., 2006a) quienes en su trabajo de investigación lograron determinar que sistemas solares que trabajaran por encima de la temperatura de diseño de las celdas fotovoltaicas y con alta irradiancia, el band gap de los materiales fotovoltaicos debe de ser de 1.6 eV, por lo que, realizando una extensa investigación, seleccionaron los materiales cuyo band gap presente valores cercanos. Así mismo, se consideró a las diferentes presentaciones del silicio debido a su alta disponibilidad y gran desarrollo comercial y tecnológico. El análisis se realizó tomando como área 1 m² en todos los casos, con el fin de normalizar los resultados.

10. Resultados

En esta sección se muestran y describen los resultados obtenidos de cada una de las etapas descritas en la sección *Desarrollo experimental*.

10.2. Simulación de la celda

En la Figura 25 se muestra la concentración de los dopantes según la profundidad del material. En ella se logra apreciar que el dopante aceptor (huecos) se reduce con mucha mayor velocidad que el del dopante donante (electrones). Esto corresponde a que la velocidad de difusión de los huecos en el material es menor al de los electrones por lo que la concentración de los mismos se reduce mucho más rápido conforme la profundidad se incrementa.

Mientras que en la Figura 26 (Curva I-V) se muestra el voltaje y corriente generada por el panel fotovoltaico posterior al ordenamiento en serie-paralelo, este arreglo consistió en 2 hilos conectados en paralelo, cada uno de ellos conformado por 36 celdas en serie. En esta figura se logra apreciar que la corriente generada por el panel es de 4.058 A y 21.54 V. Los cuales son comparables y muy cercanos a los valores de la Tabla 9 anteriormente mostrada, con 99.95% y 99.81% de aproximación respectivamente.

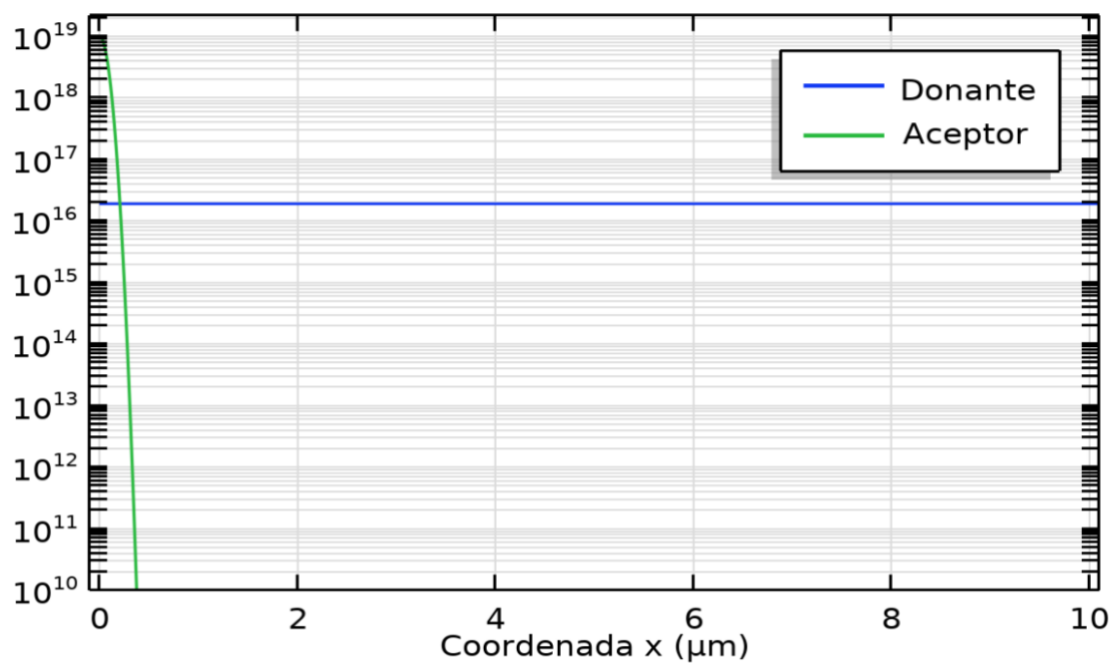


Figura 25: Concentración de dopante en función de la profundidad.
Fuente: Elaboración propia con los datos obtenidos de la simulación en (COMSOL Multiphysics, 2019).

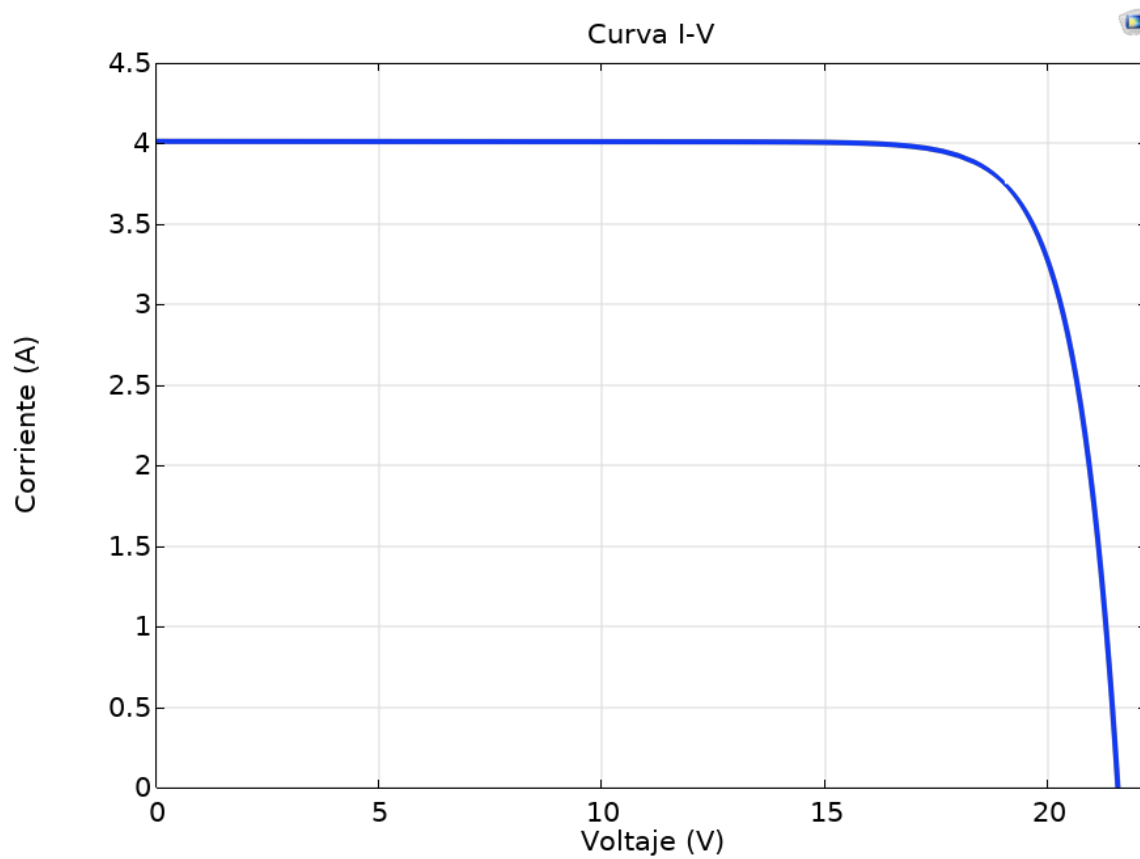


Figura 26: Curva i-V del panel fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia con ayuda de (COMSOL Multiphysics, 2019).

Por su parte la Figura 27 (Curva P-V) muestra la potencia generada por el panel (60.13 W), el cual también es comparable con los datos de la Tabla 9, donde la potencia es prácticamente la misma (99.78% de aproximación). Esto permite demostrar que los resultados de la simulación son una aproximación muy cercana al comportamiento de fotogeneración, por lo que la validación experimental de la simulación fue el siguiente paso.

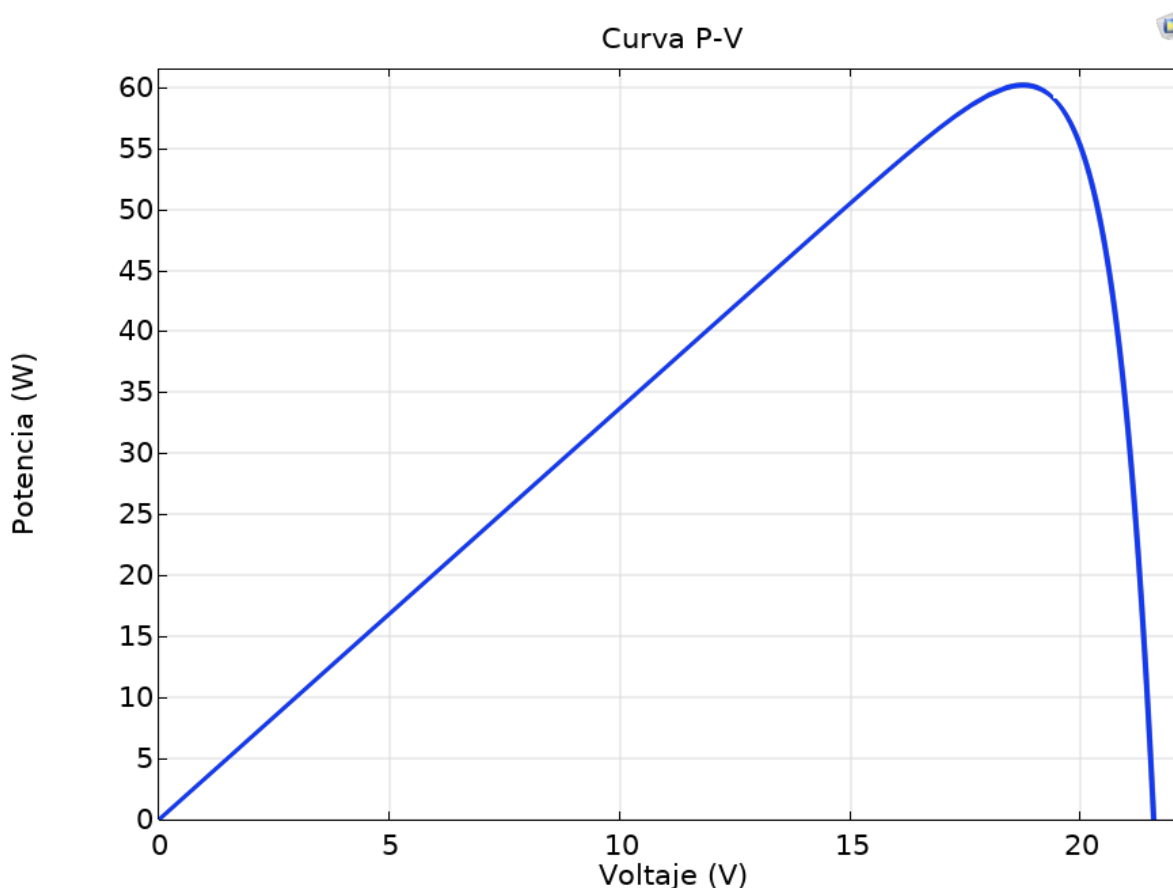


Figura 27: Curva P-V del panel fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia con ayuda de (COMSOL Multiphysics, 2019).

10.3. Validación experimental

Los resultados de las mediciones y su comparación con los datos obtenidos de la simulación computacional en las mismas condiciones de irradiancia y temperatura referente al voltaje y corriente se pueden observar en las Figura 28, que al calcular el área bajo la curva se obtiene una compatibilidad del 95.6% mientras que la curva de potencia se puede comparar a través de la Figura 29. En la cual al igual integrar el área bajo la curva se puede apreciar que existe un 94% de compatibilidad. Al procesar los datos se obtiene que el error cuadrático de la simulación es de 0.9725.

Tanto en el caso de la curva i-V como en la P-V se logra apreciar una sección donde el valor de la corriente comienza a decrecer y donde la potencia inicia su máximo valor que ambas curvas no logran empatar de la misma manera. Esto se debe a que durante la experimentación la resistencia natural de los materiales al flujo de corriente eléctrica provoca una disipación de energía en forma de calor, este parámetro no es considerado durante la resolución de la simulación computacional. Sin embargo, es un fenómeno que en la práctica sucede en los sistemas fotovoltaicos. Aunado a ello, durante la simulación, el contacto entre el voltímetro y la celda se considera como un contacto metálico óhmico perfecto, lo cual considera que la resistencia del mismo es prácticamente despreciable, lo cual no es posible entre las terminales del panel y las del multímetro utilizado para la medición.

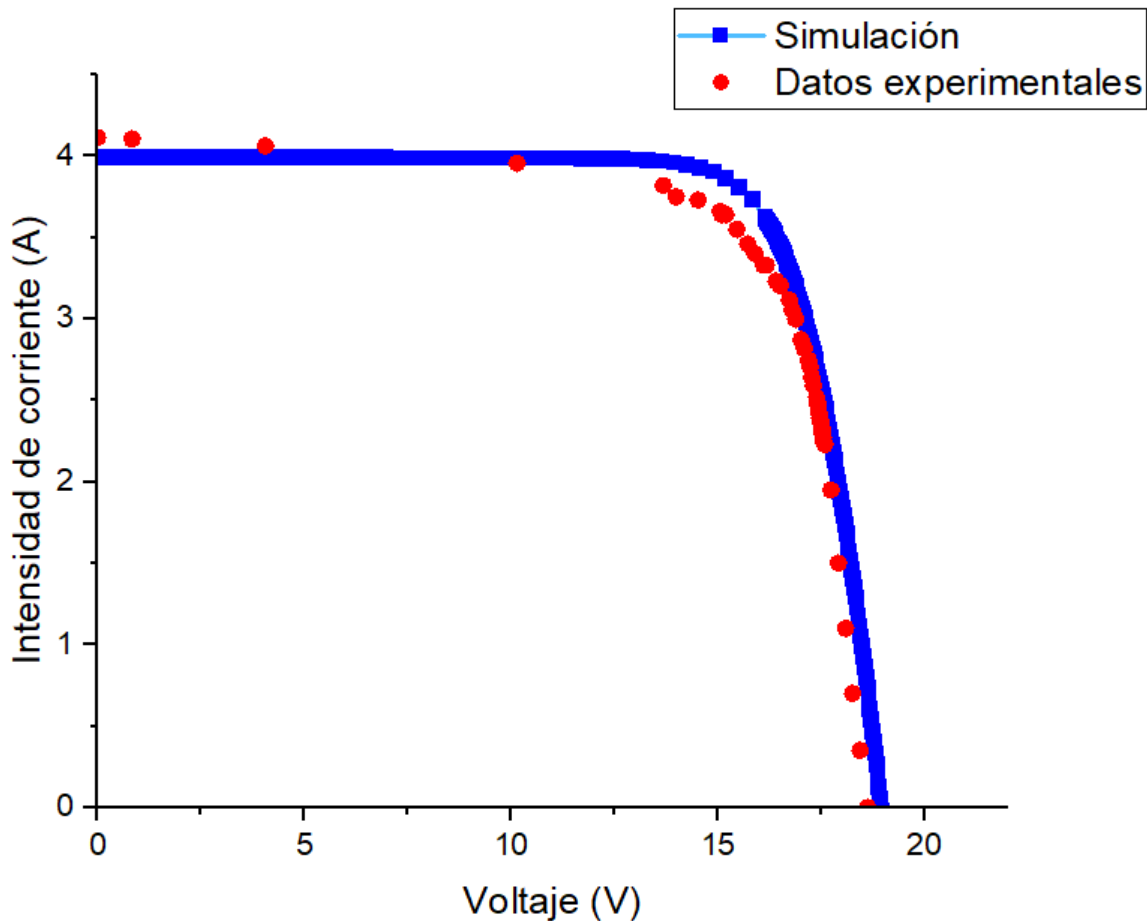


Figura 28: Validación de simulación computacional de la curva i-V mediante mediciones experimentales.

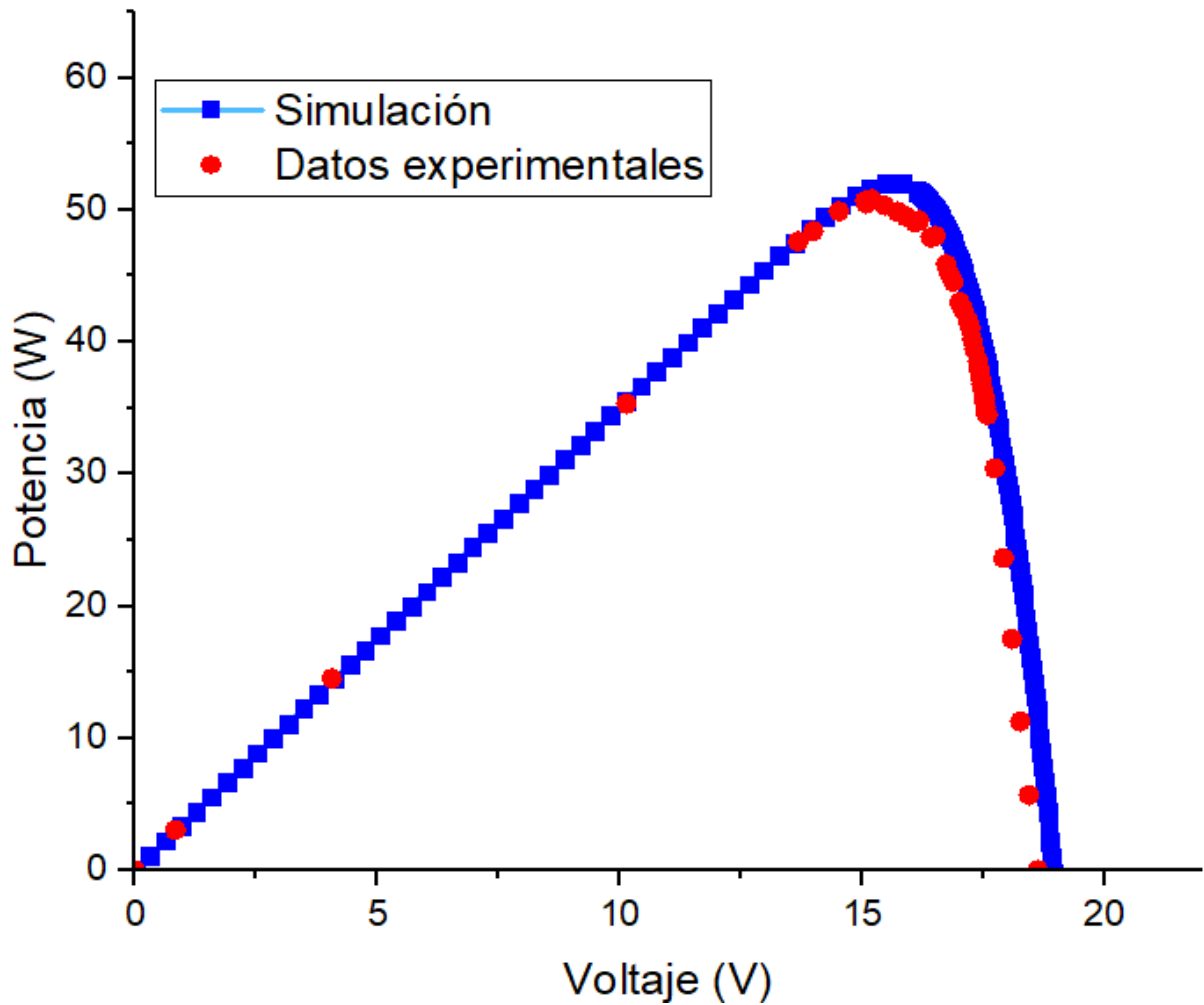


Figura 29: Validación de simulación computacional de la curva P-V mediante mediciones experimentales.
Fuente: Elaboración propia.

10.4. Simulación del panel fotovoltaico a diferentes irradiancias

Los resultados de las simulaciones con un rango de 1000 a 2000 W/m² se muestran en las Figuras 30 y 31 correspondientes a las curvas i-V y P-V respectivamente. para estas primeras iteraciones la temperatura no ha sido considerada. Sin embargo, se realizaron iteraciones posteriores donde esta variable sí es considerada.

Es apreciable que la corriente se incrementa conforme la irradiancia aumenta, lo cual es acorde con la ecuación 1, donde la corriente fotogenerada es proporcional a la radiación incidente. Sin embargo, el cambio en el voltaje es muy pequeño en comparación con el incremento de corriente (~1.64% máximo). Esto puede atribuirse a que si bien gracias al aumento de la irradiancia es posible producir una mayor cantidad de recombinaciones y formación de pares electrón-hueco,

esto no incrementa la diferencia de potencial entre los niveles energéticos de las bandas del silicio ni ningún material fotovoltaico conocido; por ende, el voltaje no puede incrementarse de esta manera. No obstante, mientras la temperatura permanezca constante, la potencia incrementa de manera proporcional a la corriente, lo cual incentiva la aplicación de los BDR en los sistemas fotovoltaicos.

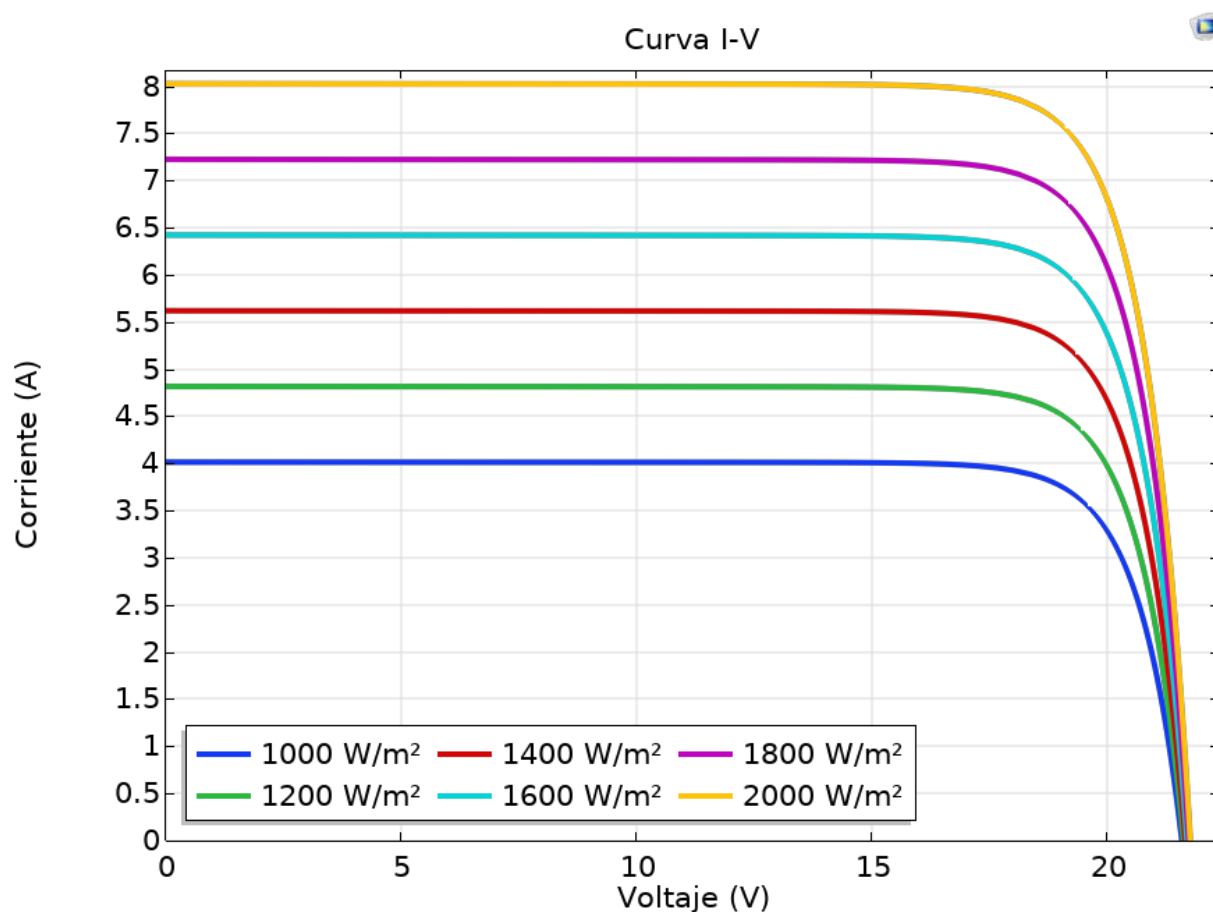


Figura 30: Curvas i-V a diferentes irradiancias entre 1000 y 2000 W/m² a 25 °C.
Fuente: Elaboración propia.

Cabe mencionar que, la potencia simulada es de 120.31 W, y considerando que el área total de silicio en el panel es de 0.36 m², lo cual considerando el límite de Shockley-Queisser que es de entre 33 y 34%, el potencial máximo que se puede obtener de este es de entre 118.8 y 122.4 W, lo cual indica que la máxima eficiencia teórica se puede alcanzar a una irradiancia de 2000 W/m² siempre y cuando se logre mantener el panel PV a temperatura ambiente.

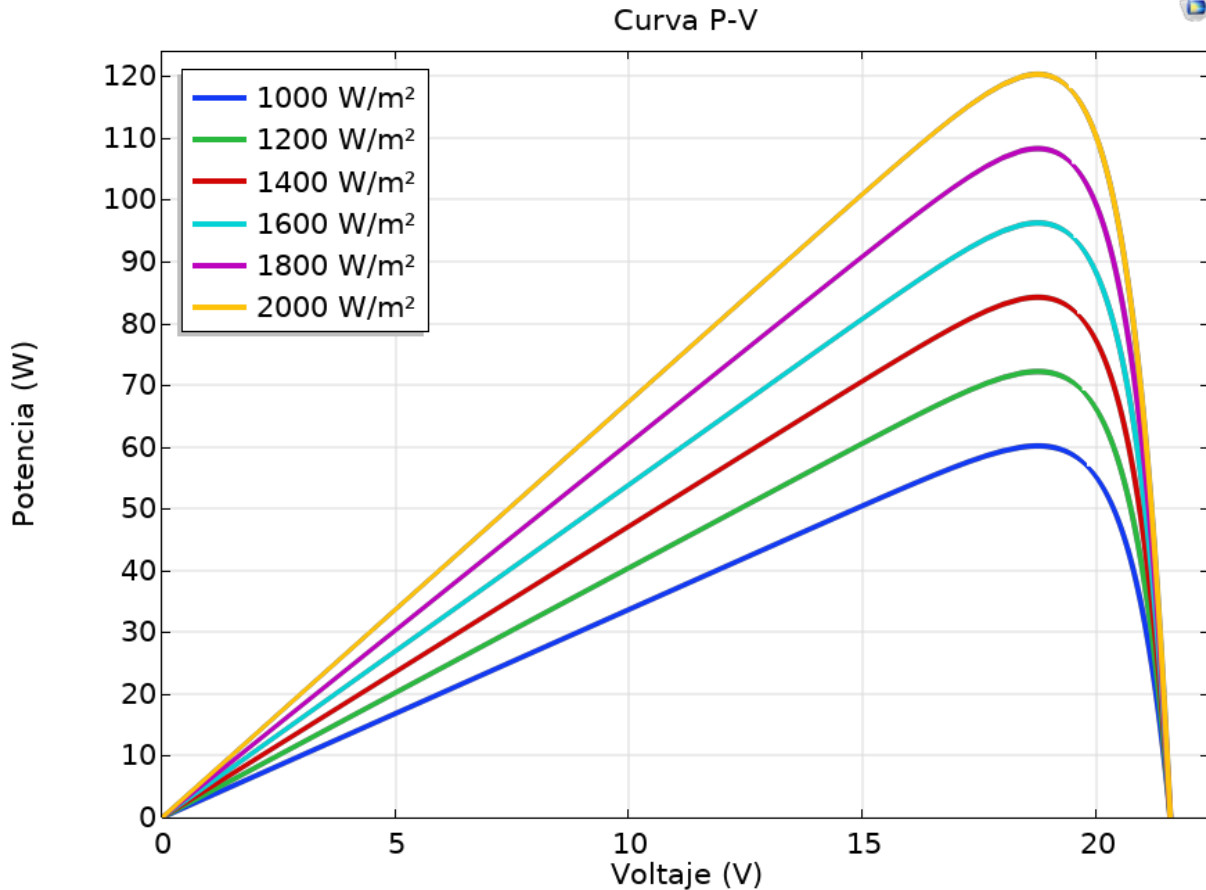


Figura 31: Curvas P-V a diferentes irradiancias entre 1000 y 2000 W/m² a 25 °C.
Fuente: Elaboración propia.

10.5. Simulaciones con la consideración de la temperatura de operación

Es bien conocido que el voltaje de una celda y/o panel PV disminuye con el incremento de temperatura, específicamente para el panel utilizado para el desarrollo de esta simulación y validación; tiene una pérdida de $-0.39\text{ }^{\circ}\text{C}$. Los resultados de las iteraciones donde la afectación de la temperatura en la generación se muestra en la Figura 32 para la corriente y voltaje (Curva i-V) y la Figura 33 para la potencia (Curva P-V).

En ambas curvas se puede apreciar la clara disminución en el voltaje de salida. Para este caso específico se aprecia que el voltaje disminuye de 21.53 a 18.93 V a 1000 W/m², lo que representa una disminución de aproximadamente 12 %, mientras que a 2000 W/m², el voltaje se reduce hasta 16.30 V, lo que representa una reducción del 24.19%. Esta disminución se puede acreditar a la disminución del potencial de los niveles de energía entre las bandas del silicio debido a la energía adicional proporcionada por la temperatura como se abordó en la sección 8.4.

No obstante, esta misma energía cinética adicional, favorece la movilidad de las cargas liberadas, por lo que la corriente eléctrica es capaz de incrementar hasta $0.06 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Esta ganancia en la corriente, pero, sobre todo, la pérdida en el voltaje afecta la potencia total de salida, lo cual para el caso del silicio monocristalino equivale a $-0.45 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

En el caso específico de este trabajo de investigación cambia la potencia de 120.31 a 86.27 W, lo cual representa una disminución de 28.29 %.

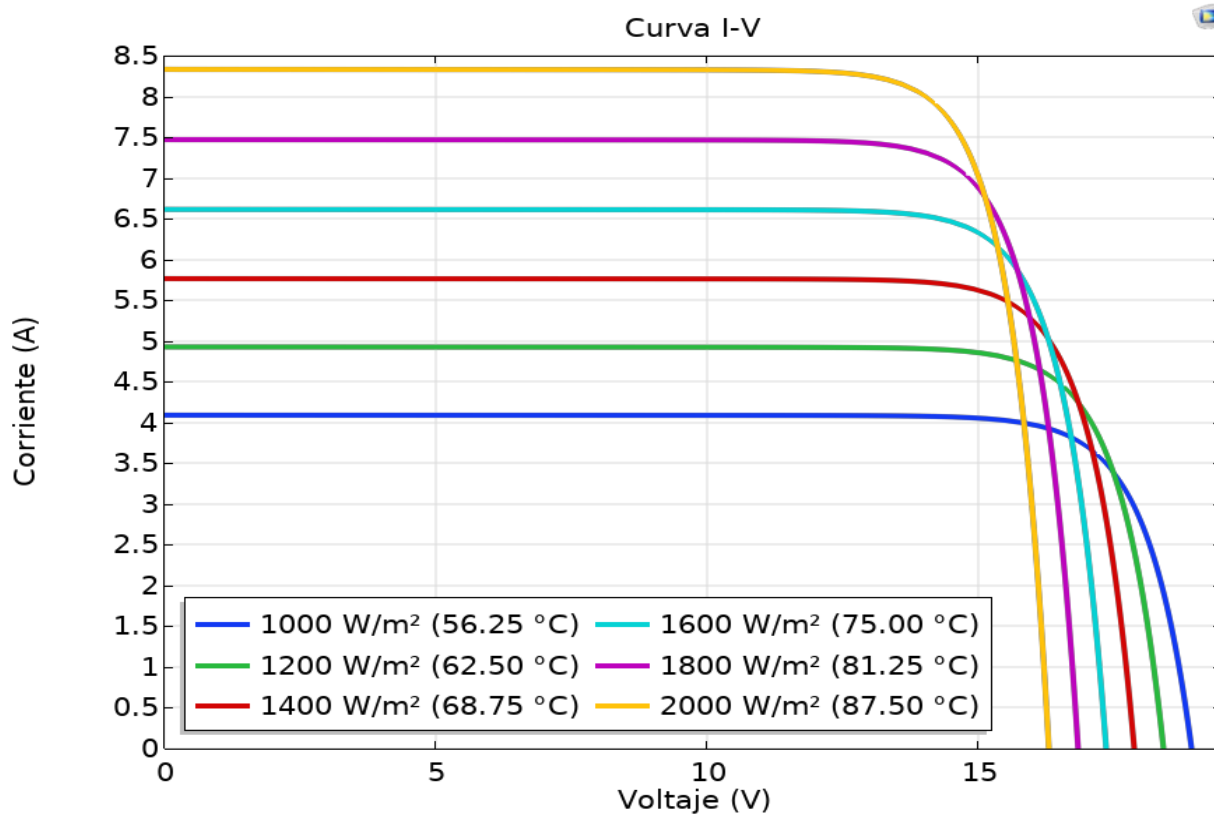


Figura 32: Curvas i-V a diferentes irradiancias entre 1000 y 2000 W/m^2 a diferentes temperaturas de operación.
Fuente: Elaboración propia.

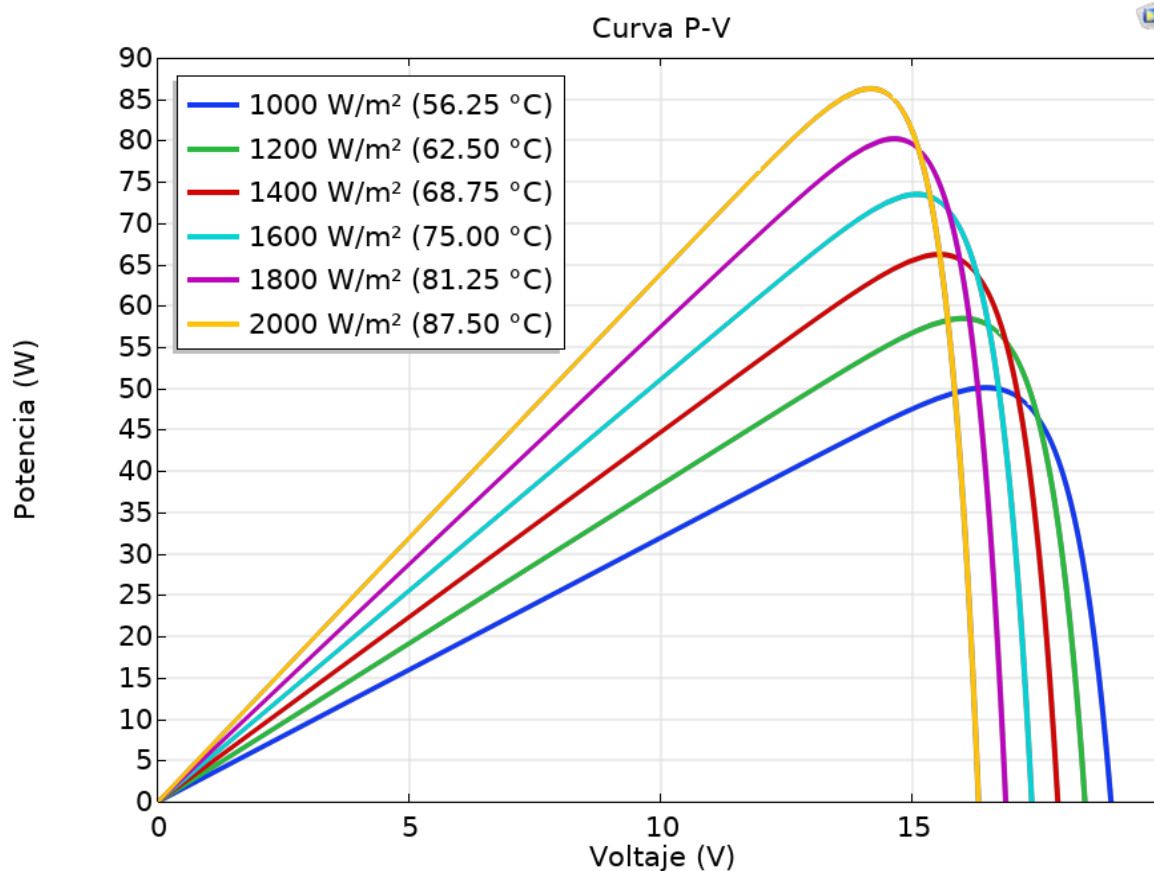


Figura 33: Curvas P-V a diferentes irradiancias entre 1000 y 2000 W/m² a diferentes temperaturas de operación.
Fuente: Elaboración propia.

10.6. Simulación computación del TEG

Como se mencionó, se utilizaron los mismos gradientes de temperatura que utilizó el fabricante para caracterizar el modelo, los resultados se muestran en las Figuras 34, 36 y 38 para la simulación de la temperatura y Figuras 35, 37, y 39 para los valores de diferencia de potencial. Así mismo, en la Tabla 10 se realiza una comparativa entre los valores obtenidos de la simulación y los proporcionados por el fabricante.

Tabla 10. Comparativa de los datos obtenidos y los reportados por el fabricante.

Diferencia de temperatura	Kryotherm	Simulación	Diferencia porcentual (%)
170 °C	7.5 V	7.316 V	2.45
150 °C	6.6 V	6.45 V	2.27
120 °C	5.35	5.2 V	2.80

Fuente: Elaboración propia con datos de (Kryotherm, 2020).

Como se aprecia en los resultados, la simulación tiene un margen de error de entre 0.15 y 0.184 V, lo que representa el 2.2 y 2.28% de diferencia. Considerando que la simulación computacional obtiene valores muy cercanos a los reportados por el fabricante, con lo cual se puede considerar que la simulación posee una aproximación muy cercana a la realidad.

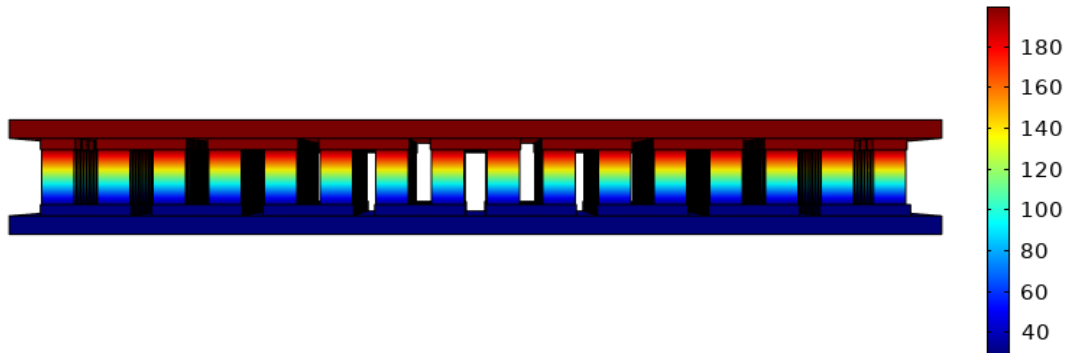


Figura 34: Gradientes de temperatura entre las secciones del TEG de 170 °C.
Fuente: Elaboración propia.

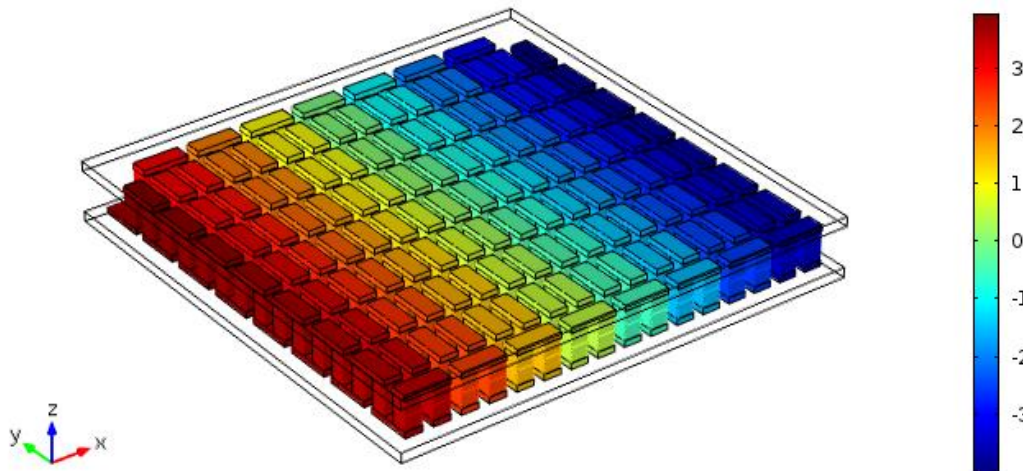


Figura 35: Diferencia de potencial entre las terminales del TEG con gradiente de temperatura = 170 °C.
Fuente: Elaboración propia.

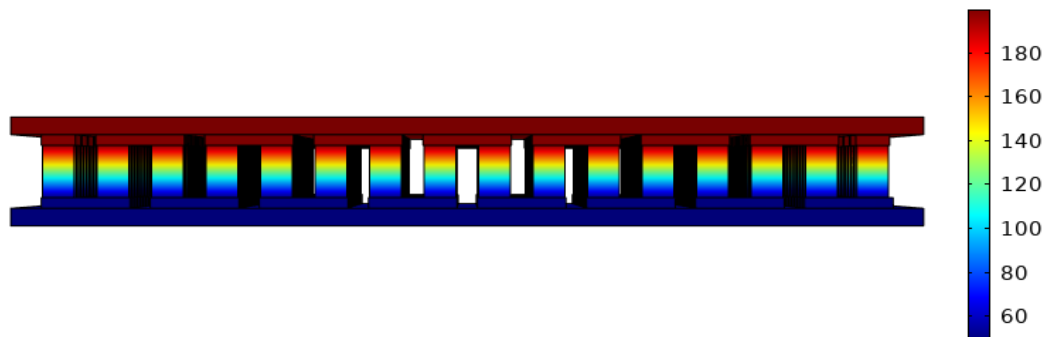


Figura 36: Gradientes de temperatura entre las secciones del TEG de 150 °C.
Fuente: Elaboración propia.

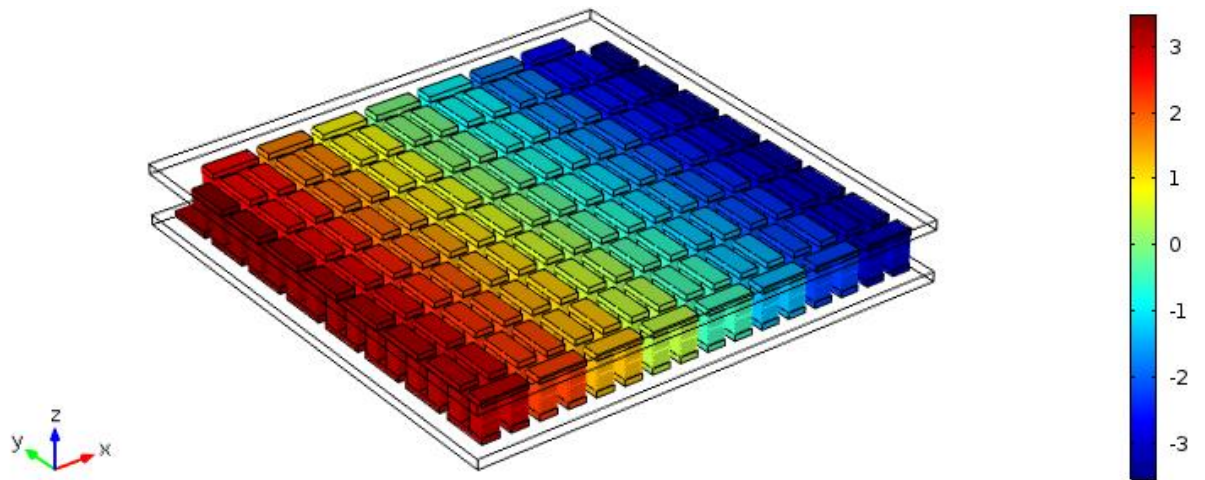


Figura 37: Diferencia de potencial entre las terminales del TEG con gradiente de temperatura = 150 °C.
Fuente: Elaboración propia.

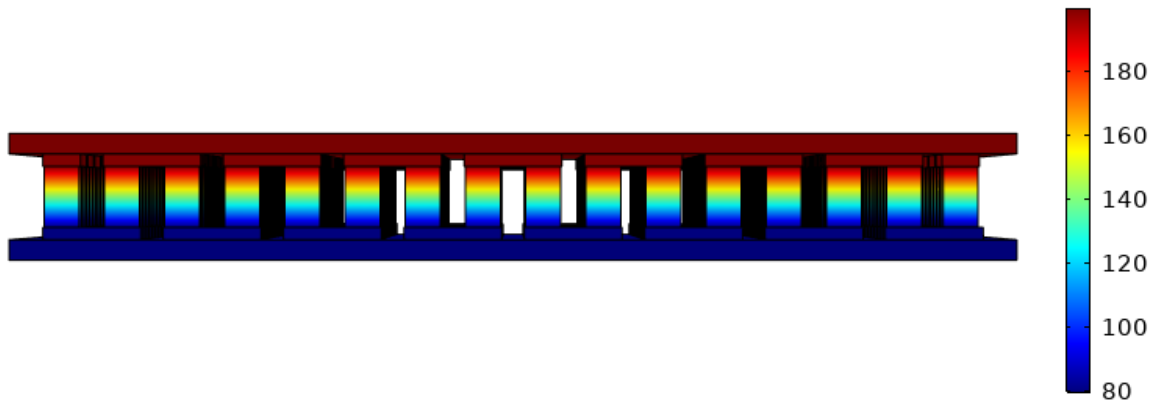


Figura 38: Gradiente de temperatura entre las secciones del TEG de 120 °C.
Fuente: Elaboración propia.

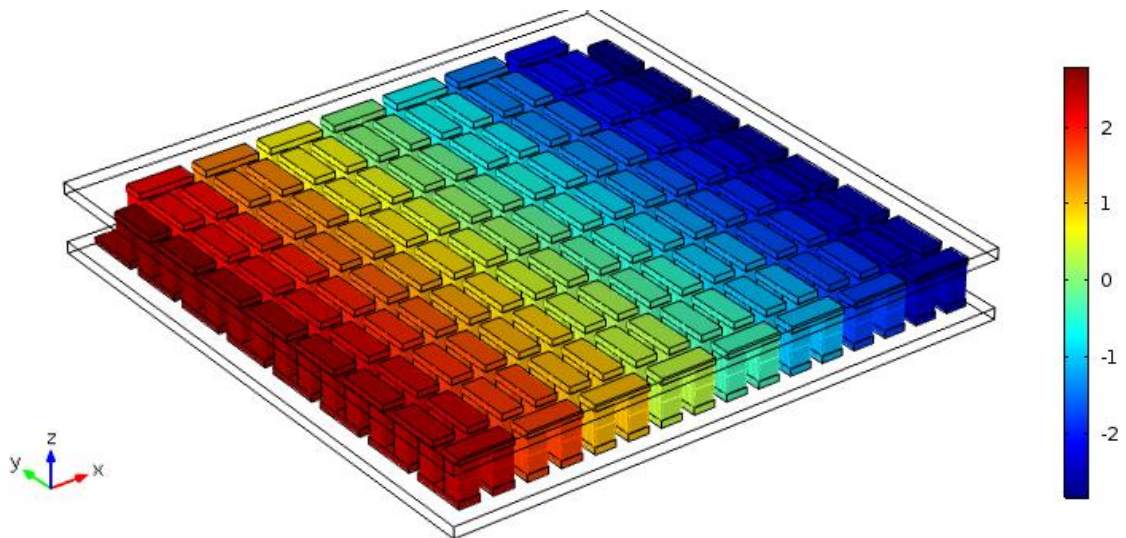


Figura 39: Diferencia de potencial entre las terminales del TEG con gradiente de temperatura = 120 °C.
Fuente: Elaboración propia.

10.7. Caracterización óptica del BDR

Los resultados de la espectroscópica visibles se muestran en la Figura 40. Una vez obtenidos los datos se realiza la integración mediante el método trapezoidal con extremos en x entre 400 y 800 nm y con un límite superior en y del 100%. Con lo anterior se observó que la Rr alcanzada por el recubrimiento es de 89.65%, por lo que este valor se incorporó a la simulación del panel fotovoltaico como radiación incidente.

También es apreciable que la reflectancia disminuye conforme la longitud de onda se incrementa, esto puede atribuirse a dos razones. La primera de ellas es el hecho de que los enlaces Si-O-Si que forman los aerogeles (compuesto formado durante la polimerización del recubrimiento) tienen una baja interacción con longitudes de onda dentro del rango del cercano infrarrojo e infrarrojo (IR) dado su tamaño molecular, lo cual lo hace útil para aplicaciones como las de fungir como filtros de IR (Soleimani Dorcheh & Abbasi, 2008; Xu et al., 2016).

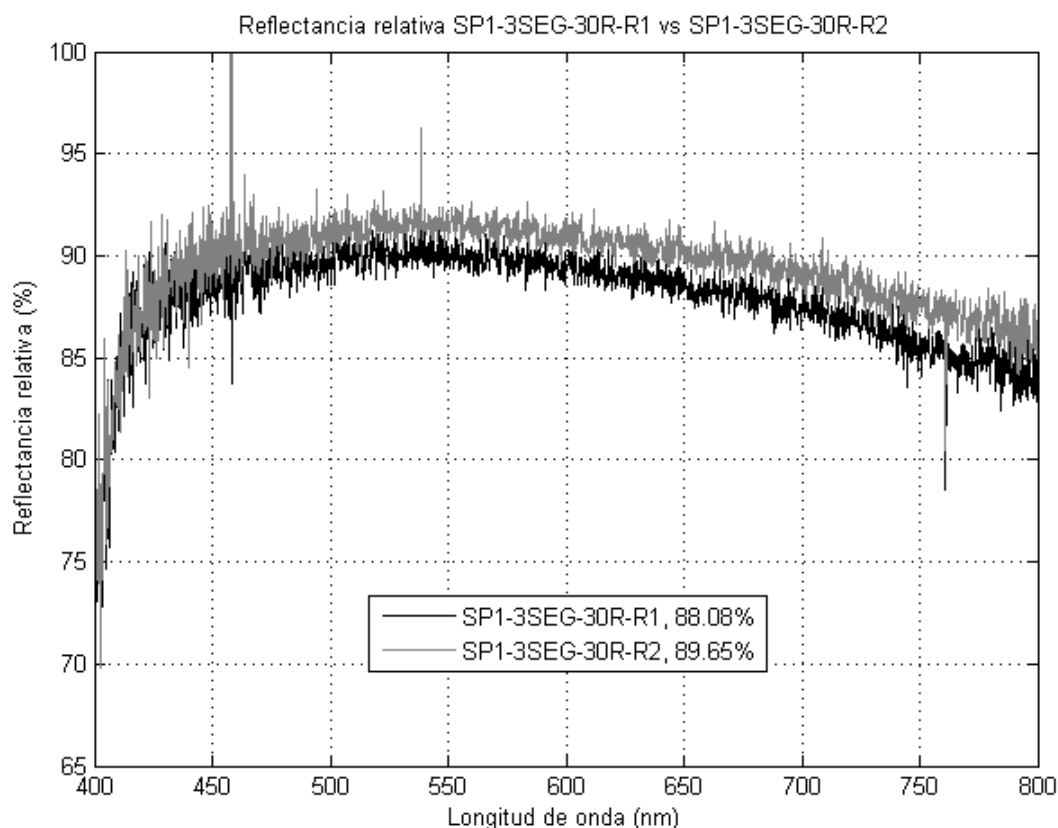


Figura 40: Espectro de reflectancia del sustrato del reflector difuso de refuerzo.
Fuente: Elaboración propia.

Así mismo, en la Tabla 11 se muestran los resultados de las mediciones de irradiancia.

Tabla 11. Comparativa de medición de irradiancia con y sin BDR.

Medición de irradiancia sin BDR (W/m ²)	Medición de irradiancia con BDR (W/m ²)
790	885
960	1074
980	1098
1000	1175
620	693
800	894
640	692
640	693
730	816
850	950
860	961
950	1060
1030	1151
1070	1196
1080	1270

Estas mediciones permitieron determinar el incremento de irradiancia proporcionado por el BDR sobre el panel PV y son graficadas en la Figura 41, donde después de que se determinó la media en 11.80 % y la desviación estándar, 12 de las 15 mediciones entran dentro de los parámetros de dispersión. Por lo que se considera este valor medio como la aportación del reflector al SHS.

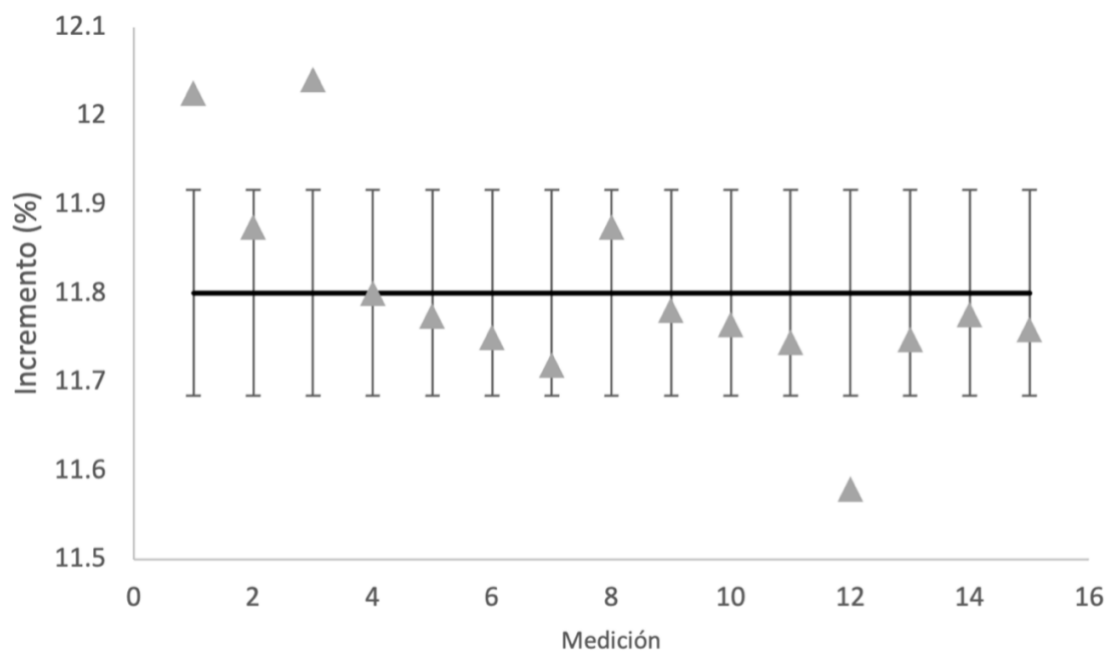


Figura 41: Incremento porcentual de irradiancia proporcionado por el BDR.
Fuente: Elaboración propia.

10.8. Integración del SHS

Una vez que la aportación de irradiancia proveniente del BDR fue determinada, se pueden determinar los parámetros iniciales para calcular la generación del SHS. Los resultados preliminares se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Temperatura de la sección cálida T_h en función del número de TEGs interconectados.

# TEG	A_{TEG} (m ²)	P_{Therm} (W)	T_h (°C)
5	0.097	25.83	92.17
10	0.048	12.92	58.58
15	0.032	8.61	47.39
20	0.024	6.46	41.79
25	0.019	5.17	38.43
30	0.016	4.31	36.19
35	0.014	3.69	34.60
40	0.012	3.23	33.40
45	0.011	2.87	32.46
50	0.010	2.58	31.72
55	0.009	2.35	31.11
60	0.008	2.15	30.60
65	0.007	1.99	30.17
70	0.007	1.85	29.80

Dada la temperatura de operación en función del número de TEG y considerando temperaturas de operación en $T_c = 30, 25, 20$ y 15 °C. La potencia recuperada por los TEG y la pérdida por el panel PV pueden ser determinadas y su relación mutua dan como resultado la potencia total. Adicionalmente a resolver las ecuaciones 22 a 26 de forma analítica, se realizaron las simulaciones que se muestran en las Figuras 42 a 45, donde como se muestra en la Tabla 13, los valores de la solución numérica y la analítica tienen una aproximación de entre 97.63 y 98.24 %.

Tabla 13. Temperatura de del panel PV debido a la interconexión con el TEG.

T_c (°C)	Temperatura (°C) obtenida analíticamente	Temperatura (°C) obtenida numéricamente
30	58.54	57.51
25	53.54	52.48
20	48.55	47.50
15	43.54	42.51

Fuente: Elaboración propia.

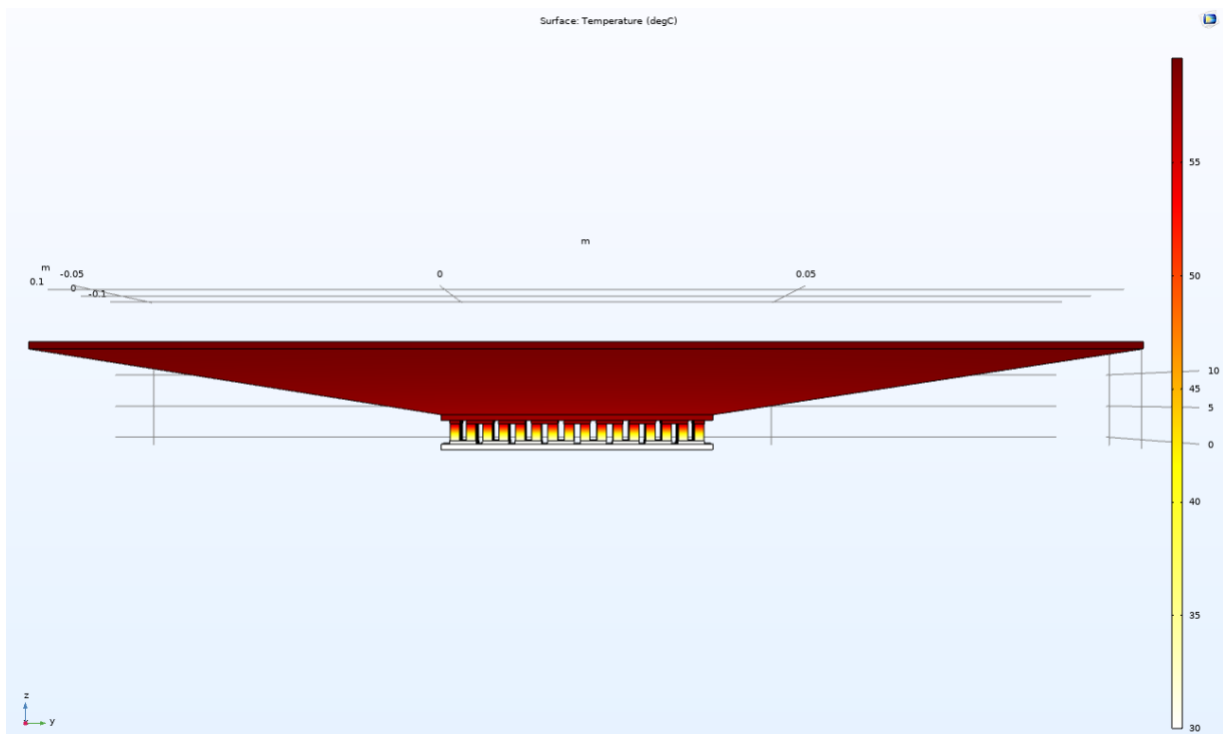


Figura 42. Transferencia de calor entre el panel PV y el TEG con $T_c = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

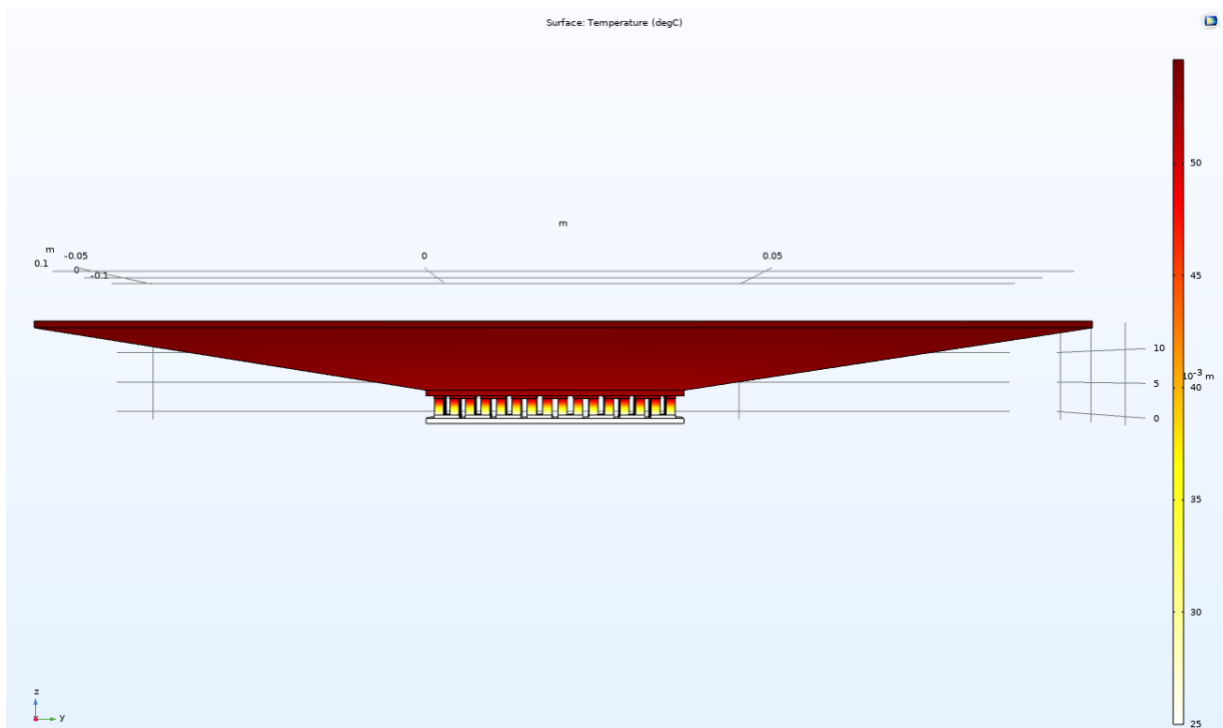


Figura 43. Transferencia de calor entre el panel PV y el TEG con $T_c = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

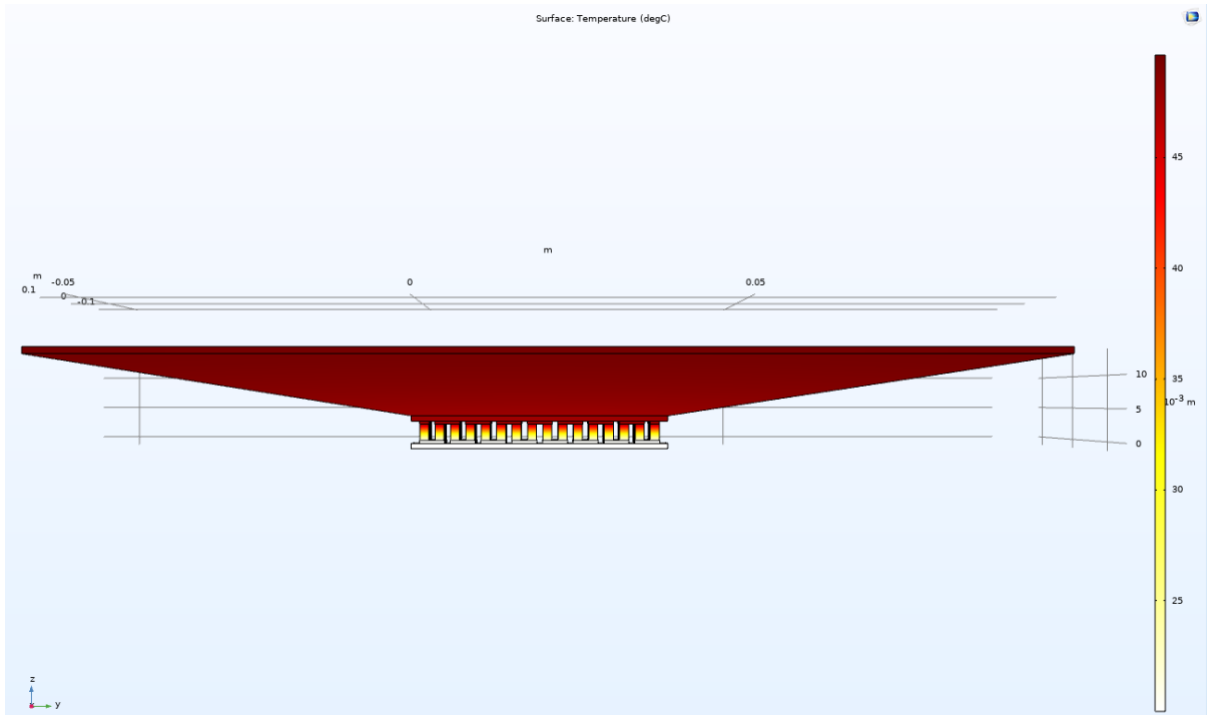


Figura 44. Transferencia de calor entre el panel PV y el TEG con $T_c = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

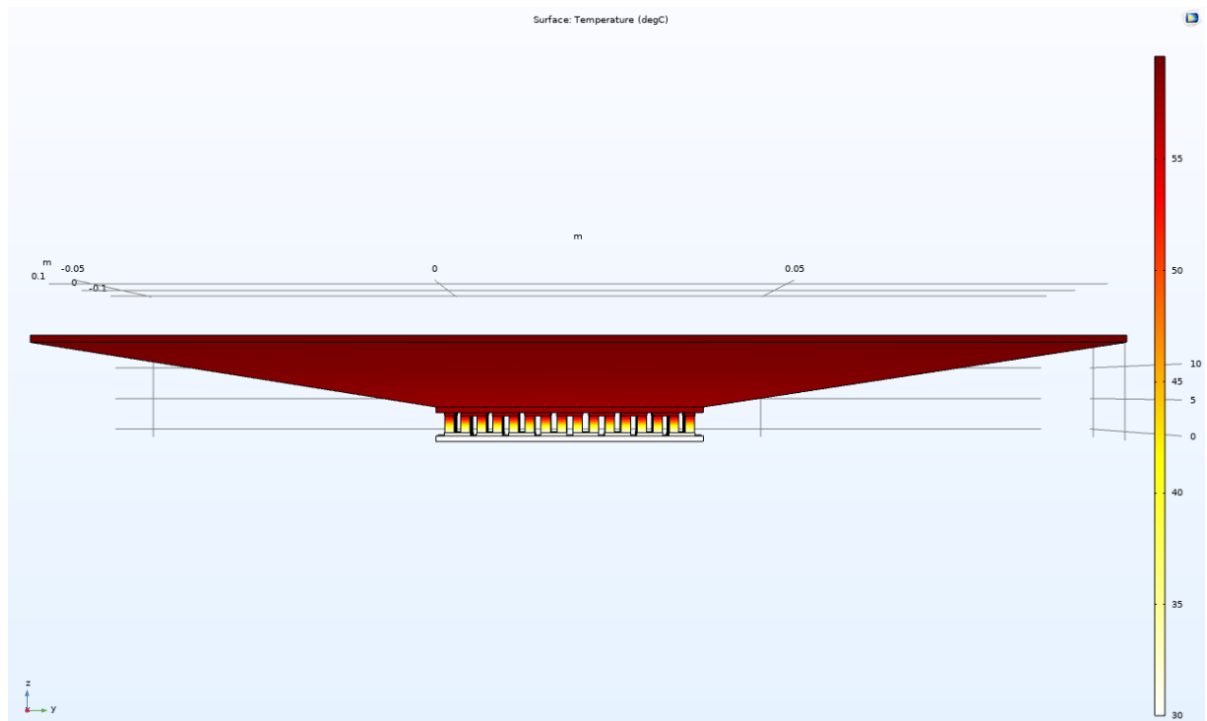


Figura 45. Transferencia de calor entre el panel PV y el TEG con $T_c = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

En la Figura 46 se muestra la potencia que es capaz de generar un conjunto de TEGs en función del gradiente de temperatura y número de dispositivos. Mientras que la Figura 47 muestra la potencia eléctrica generada por cada TEG que se incorpora respecto a la potencia producida por

el arreglo previo. En ella se observa que la principal ganancia se produce en la configuración de 10 TEG respecto a la de 5, posterior a ello, cada arreglo sufre un incremento menor respecto a su predecesor, específicamente para el caso del arreglo de 5 TEGs, la comparativa se realizó con respecto al sistema PV sin TEGs y únicamente con el BDR.

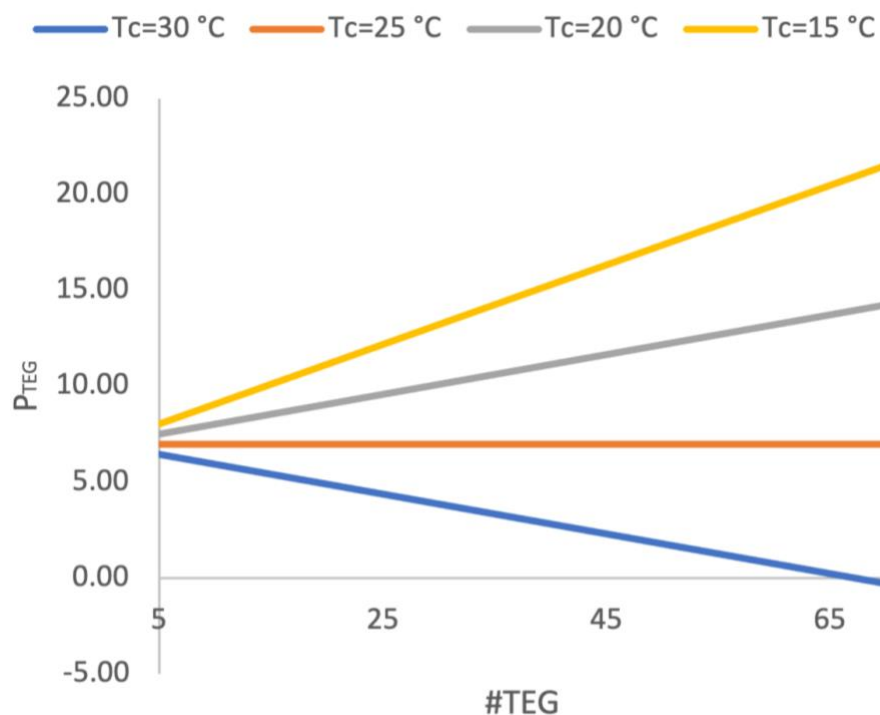


Figura 46: Potencia eléctrica generada por el arreglo de TEGs en función al número de elementos.
Fuente: Elaboración propia.

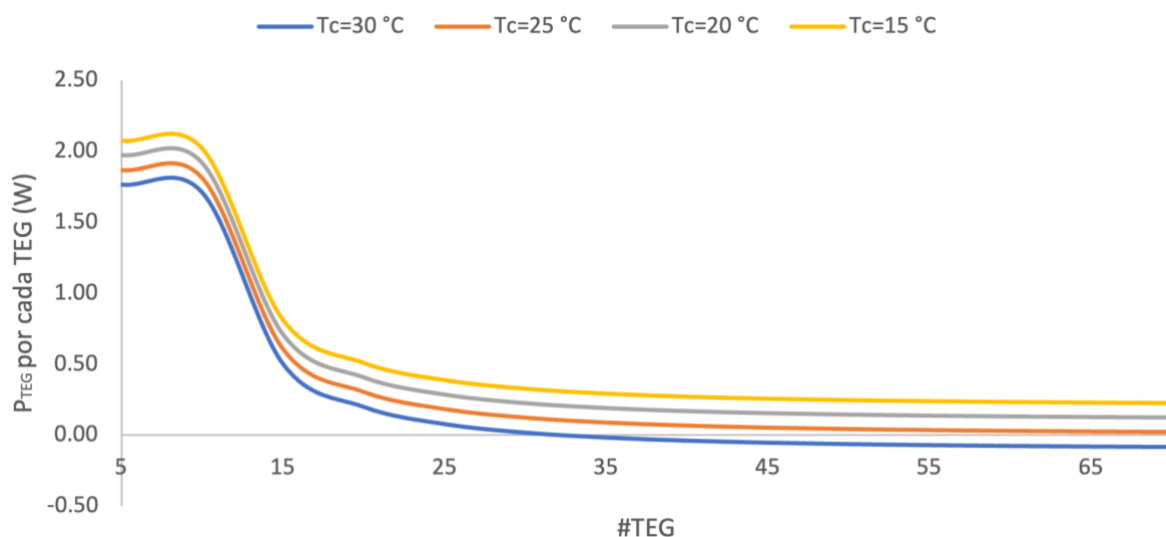


Figura 47: Potencia eléctrica incrementada por cada arreglo de TEG con respecto a la configuración anterior.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, dado que en el arreglo mencionado presenta la mejor relación incremental, es la configuración que se utiliza para el arreglo final del SHS. Esto no significa que sea la configuración con la mayor potencia, sino la que presenta la mejor relación de ganancia por cada TEG interconectado.

La configuración con mayor potencia final producida se da al mayor número de dispositivos termoeléctricos, sin embargo, mientras mayor cantidad de estos se incorporan, menor es la temperatura de operación, por lo que el incremento de potencia se debe más a la refrigeración que proporcionan y por ende menor pérdida por parte del panel y no por la generación termoeléctrica. Entre las diferentes configuraciones, la diferencia de potencia es de 3.96 W de la configuración con 30 TEGs sobre la de 10 en el caso de $T_c = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, 7.76 W en la configuración de 70 TEGs para $T_c = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, 14 W en ensamble de 70 TEGs en $T_c = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 20.23 W en $T_c = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

En la Figura 48 se muestra la potencia obtenida por cada TEG sin importar si es debido a su generación eléctrica o a su función como elemento refrigerante reduciendo las pérdidas fotovoltaicas.

Como las últimas dos Figuras confirmaron, el número adecuado de TEGs necesarios para el desarrollo del SHS con un panel de mSi es de 10. Con estos datos la potencia generada con cada gradiente de temperatura utilizado se muestra en la Tabla 14.

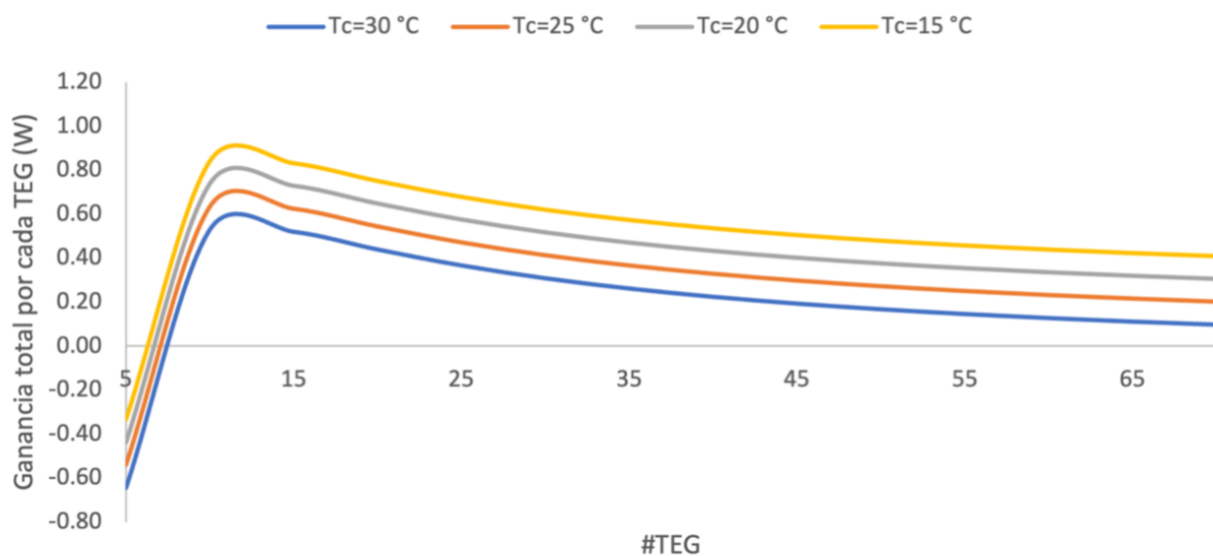


Figura 48: Potencia generada por cada TEG en función al número de elementos interconectados.

Fuente: Elaboración propia.

En ella es apreciable que la diferencia entre los valores resultantes es cercana a 1.04 W lo cual dado el esfuerzo energético y recursos que se debe de realizar para reducir la temperatura en cualquier sistema de refrigeración debe de considerarse si la potencia obtenida es superior a la aplicada para obtenerla.

Tabla 14. Potencia eléctrica del SHS con BDR

T_c (°C)	Potencia (W)
30	73.90
25	74.93
20	75.97
15	77.01

10.9. Comparativa del rendimiento de diferentes celdas fotovoltaicas en un SHS

Repitiendo el procedimiento para el diseño del SHS con los distintos materiales semiconductores se obtuvieron los valores de potencia mostrados en la Tabla 15 a $T_c = 30\text{ °C}$ dado que al igual que en el caso original el incremento de potencia al disminuir la temperatura en los rangos anteriormente mencionados no representa un aumento considerable. En esta, adicionalmente se muestra el incremento en rendimiento en comparación con la potencia en solitario del panel PV, esto calculado mediante la potencia eléctrica generada (ver Figura 49).

Tabla 15. Comparativa de potencia y rendimiento de SHS diseñados con diferentes materiales fotovoltaicos.

Tipo de celda del panel	Número de TEGs	Potencia del SHS (W)	Incremento de rendimiento respecto al panel PV con BDR (%)	Incremento de rendimiento respecto al panel PV en solitario (%)
mSi	20	263.65	9.75	21.00
Si poli	20	245.19	7.47	35.84
a-Si/nc-Si (Tandem)	25	148.63	9.20	23.74
GaAs	10	298.83	3.17	28.22
CIGS	20	206.06	8.35	21.47
CdTe (Thin film)	20	212.43	8.61	22.04
InGaP/GaAs/InGaAs	10	353.50	5.96	18.99

Fuente: Elaboración propia.

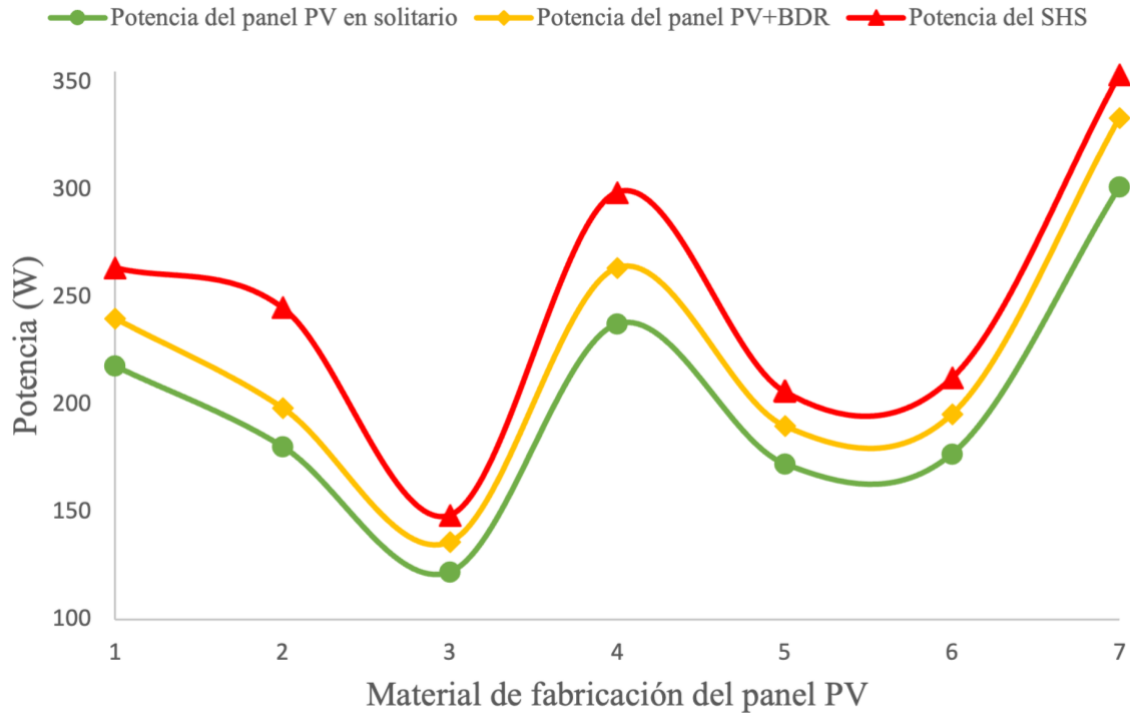


Figura 49. Comparativa de la potencia generada por el panel PV (verde), panel PV+BDR (amarillo) y SHS (rojo) con diferentes materiales fotovoltaicos.

1 (mSi), 2 (Si poli), 3 (a-Si/nc-Si (Tandem)), 4 (GaAs), 5 (CIGS), 6 (CdTe) y 7 (InGaP/GaAs/InGaAs).

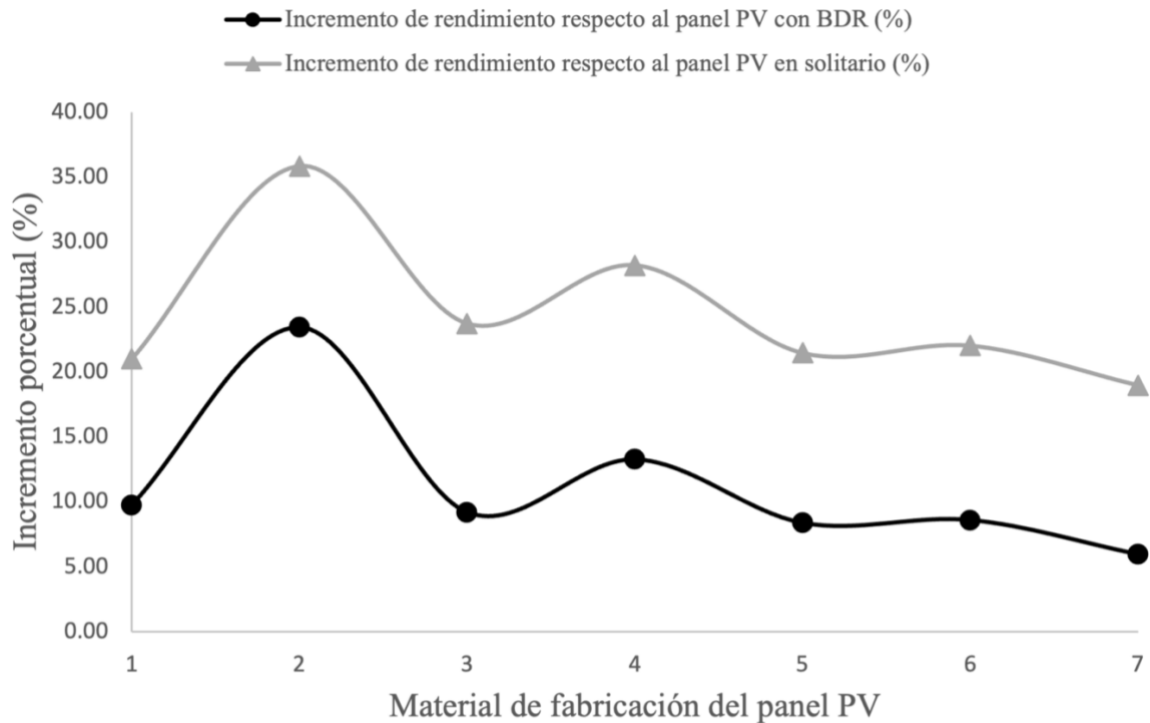


Figura 50. Comparativa del incremento de rendimiento de diferentes SHS diseñados con diferentes paneles PV contra su versión Panel PV + BDR (negro) y Panel PV en solitario (gris).

1 (mSi), 2 (Si poli), 3 (a-Si/nc-Si (Tandem)), 4 (GaAs), 5 (CIGS), 6 (CdTe) y 7 (InGaP/GaAs/InGaAs).

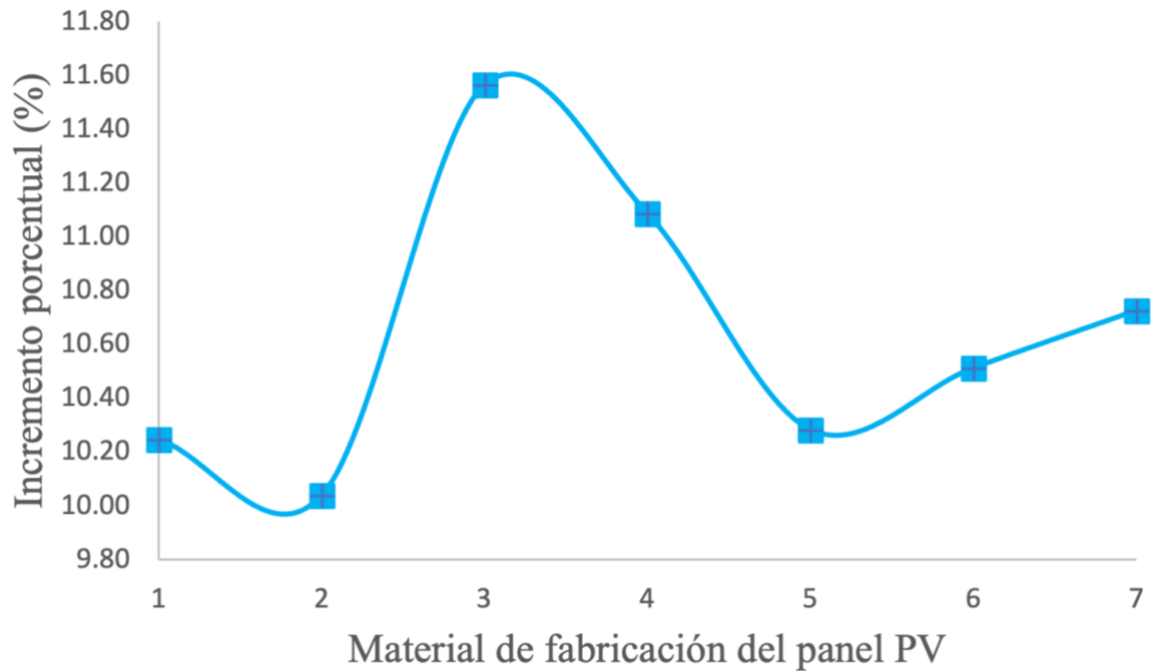


Figura 51. Comparativa del incremento de rendimiento de diferentes paneles PV al incorporar BDR.
1 (mSi), **2** (Si poli), **3** (a-Si/nc-Si (Tandem)), **4** (GaAs), **5** (CIGS), **6** (CdTe) y **7** (InGaP/GaAs/InGaAs).

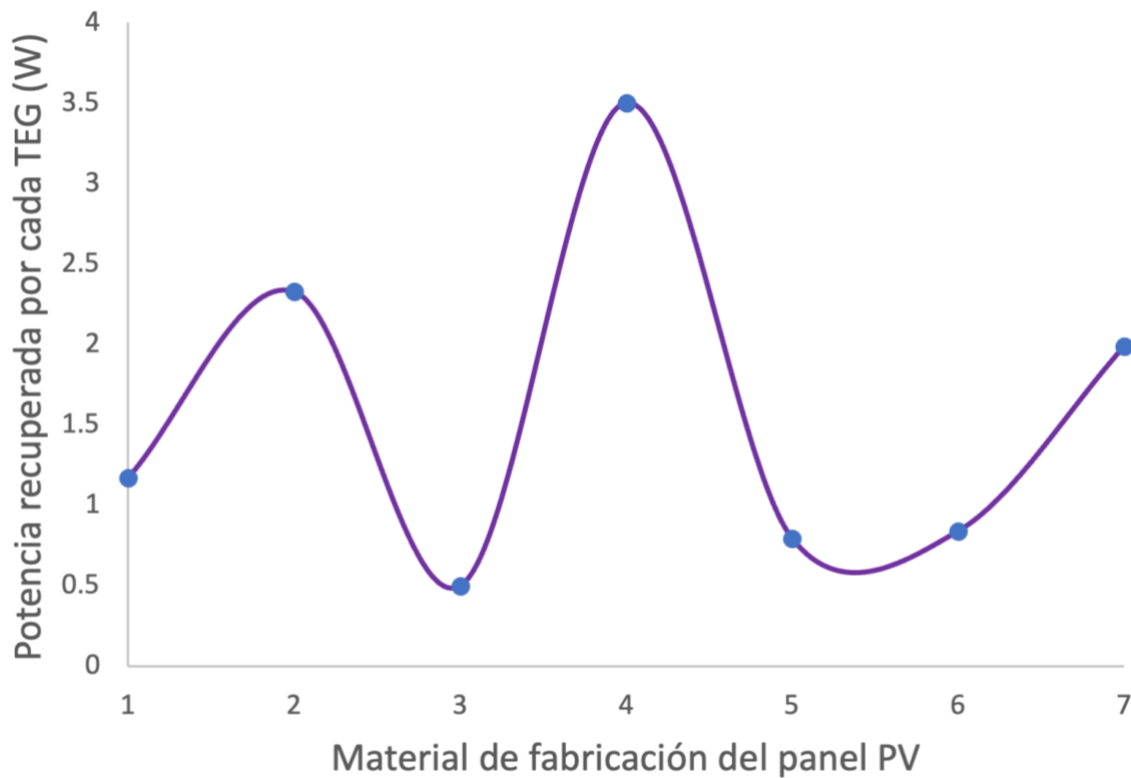


Figura 52. Comparativa de la potencia recuperada por cada TEG en cada configuración de SHS.
1 (mSi), **2** (Si poli), **3** (a-Si/nc-Si (Tandem)), **4** (GaAs), **5** (CIGS), **6** (CdTe) y **7** (InGaP/GaAs/InGaAs).

Por su parte en la Figura 50 se realiza una comparativa del incremento en rendimiento entre los diferentes SHS en función del material de fabricación del panel contra solo la incorporación del BDR (panel PV+BDR) y contra la producción en solitario del panel PV.

Es apreciable tanto en la Tabla 16 como en la figura, que aquel que se ve mayormente beneficiado por el acoplamiento del BDR y el arreglo de TEGs es el sistema híbrido que utiliza al silicio policristalino en comparación con su funcionamiento en solitario. Esto se explica al revisar varias de las características del material.

1. Al poseer una menor eficiencia de conversión eléctrica que el silicio monocristalino, esto conlleva a que una mayor cantidad de la radiación solar pueda ser transportada por el sistema como flujo de calor, con lo cual la temperatura en la sección cálida de los TEG sea mayor y, por ende, aumente su generación en comparación con el resto.
2. El coeficiente de pérdida de eficiencia con respecto a la temperatura es menor al del silicio monocristalino, lo cual le permite operar en a un rango de temperatura superior como se mencionó anteriormente sin comprometer demasiado las pérdidas de energía en el panel.
3. El silicio policristalino posee una mayor eficiencia que su similar amorfo, por lo que al ser refrigerada por los TEG su incremento de generación es mayor a pesar de poseer un coeficiente de pérdida por temperatura mayor, además de requerir una tercera parte menos de dispositivos termoeléctricos para alcanzar su mejor relación de potencial.

Estas cualidades le dan al SHS que utiliza un panel de silicio monocristalino la capacidad de aprovechar aún más el flujo de calor excedente y convertirlo en energía eléctrica en comparación con un sistema PV tradicional que emplea el mismo tipo de paneles y con ello competir directamente con sistemas tradicionales que emplean tecnologías como las del silicio monocristalino, el arseniuro de galio, las celdas CIGS, el telurio de cadmio e incluso los paneles de InGaP/GaAs/InGaAs, con la gran ventaja de que este material tiene un costo inferior a todas las anteriormente mencionadas.

Por su parte si comparamos el incremento de rendimiento de un panel PV contra un sistema fotovoltaico al cual se le incorporan únicamente reflectores difusos, la cual es una alternativa claramente más simple pero que igualmente es capaz de potenciar la generación de energía fotovoltaica, la configuración de con un tándem de silicio amorfo es la que muestra el aumento

más considerable. Seguida muy de cerca por la configuración con GaAs y posteriormente por la película delgada de CIGS (Ver Figura 51).

Esto puede atribuirse a lo siguiente.

1. Si bien la eficiencia del silicio policristalino es superior a la del mismo elemento amorfo, su coeficiente de pérdida de eficiencia debido a la temperatura es menor, por lo que, al operar a una mayor temperatura sin ser refrigerado, su disminución de rendimiento es menor.
2. Dado que la eficiencia es mayor en las celdas multi unión y de película delgada, la fracción de radiación que se convierte en calor es menor que en los demás sistemas, sin embargo, todas ellas tienen un coeficiente de eficiencia en función de la temperatura mayor a la del silicio amorfo, por lo que al no ser refrigerado es menor la cantidad de energía que puede ser reconvertida en corriente eléctrica por este tipo de celdas.

11. Conclusiones y discusión

Un estudio detallado de las propiedades y características de diferentes materiales fotovoltaicos respaldado por información experimental permitió predecir los efectos que tendrán sobre ellos las condiciones de operación de un sistema híbrido solar potenciado por un reflector difuso. Con ello se concluye que, el material que mejor se comporta y aprovecha estas condiciones es el silicio policristalino dado su buen desempeño bajo condiciones de irradiancia y temperatura superiores a las condiciones estándar. Sin embargo, es la configuración con GaAs la que alcanza la mayor potencia de salida tanto por su eficiencia como por ser la configuración que mayor provecho saca de cada TEG como se mostró en la Figura 52. Así mismo se demuestra que el uso de reflectores difusos es capaz de incrementar el rendimiento de diversas tecnologías fotovoltaicas entre 10.04 y 11.56 %. Basándose únicamente en el incremento de rendimiento, los materiales cuyo coeficiente de disminución de eficiencia debido a la temperatura es menor como es el caso del silicio amorfo y el GaAs son quienes sacan un mejor provecho de esta aplicación óptica. Por el contrario, el primero de ellos es quien menos provecho obtuvo de su incorporación en sistemas PV-TG (Ver Figura 51).

Es por ello, que el uso de TEG en sistemas de generación fotovoltaica debe de someterse a un estudio tecno económico previo, y emplearse únicamente en los casos donde se pueda garantizar

una producción económica, social y ambientalmente favorable; al menos con los dispositivos actualmente comerciales.

Cabe mencionar que para que este tipo de aplicaciones puedan ser cada vez más utilizados y comercializados, el desarrollo y optimización de materiales termoeléctricos debe alcanzar una madurez sustancial en comparación al actual, incrementando la eficiencia de conversión y el rango de operación, lo cual justificaría la intrincada configuración e interconexión.

Por su parte, el aumento de potencia en comparación y la menor complejidad del acoplamiento de reflectores de refuerzo vuelve a este desarrollo en una alternativa viable en aras del mejor aprovechamiento del recurso solar de una región, especialmente en condiciones de baja irradiancia como pueden ser en horas de menor intensidad como puede ser al amanecer o el atardecer, así como en condiciones de nubosidad o latitudes lejanas al ecuador.

Hablando específicamente de la fabricación del BDR, para la elección del material reflectante, se debe considerar que los distintos materiales fotovoltaicos operan en el espectro visible, por lo que se deben omitir aquellos que presenten alta reflectancia en el cercano infrarrojo e IR para evitar un sobre calentamiento que disminuya aún más la producción eléctrica.

Finalmente, el uso de simulación computacional de modelos CAD ha permitido determinar el número de TEGs, el material de fabricación del panel PV y los efectos de la incorporación de BDR a un SHS con múltiples configuraciones, con lo cual se concluye que el sistema con mayor potencia de generación es aquel que incorpora un panel de GaAs y 10 TEG/m², mientras que el mayor incremento de rendimiento lo presenta el que incorpora silicio monocristalino y 20 TEG/m².

Referencias

- Abd-Elhady, M. S. (2020). Effect of metallic reflectors and surface characteristics on the productivity rate of water desalination systems. *Thermal Science and Engineering Progress*, 17. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2020.100489>
- Abed, A. N., Hussain, H. H., & Kasim, N. K. (2020). Efficiency and performance improvement via using optical reflectors of on-grid CIGS PV solar system. *Karbala International Journal of Modern Science*, 6(1), 26–35. <https://doi.org/10.33640/2405-609X.1329>
- Acharyya, S., Sadhukhan, S., Panda, T., Ghosh, D. K., Mandal, N. C., Nandi, A., Bose, S., Das, G., Maity, S., Chaudhuri, P., Saha, H., & Banerjee, D. (2022). Dopant-free materials for carrier-selective passivating contact solar cells: A review. *Surfaces and Interfaces*, 28, 101687. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.surf.2021.101687>
- Alexandri Rionda, R., Muñoz Cano, L. A., Guerrero Gutiérrez, L. G., Rodríguez Bolaños, F., Ubaldo Higuera, A. de los Á., & Ramos Bautista, A. L. (2016). *Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2016-2030.pdf
- Almukhtar, H., Lie, T. T., & Al-Shohani, W. A. M. (2023). Comprehensive analysis of dust impact on photovoltaic module temperature: Experimental insights and mathematical modeling. *Solar Energy*, 265. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.112125>
- Al-Shohani, W. A. M., Al-Dadah, R., & Mahmoud, S. (2016). Reducing the thermal load of a photovoltaic module through an optical water filter. *Applied Thermal Engineering*, 109, 475–486. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.08.107>
- Al-Shohani, W. A. M., Al-Dadah, R., Mahmoud, S., & Algareu, A. (2016). Optimum design of V-trough concentrator for photovoltaic applications. *Solar Energy*, 140, 241–254. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.012>
- American Society for Testing and Materials (ASTM). (2012). *ASTM G173-03*.
- Askeland, D. R., Fulay, P. P., & Wright, W. J. (2012). *Ciencia e ingeniería de materiales* (J. Hernández Lanto, J. H. Romo Muñoz, & J. León Cárdenas, Trans.; 6th ed., Issue 6). Cengage Learning.
- Asvad, M., Gorji, M., & Mahdavi, A. (2023). Performance analysis of a solar module with different reflectors and cooling flow fields. *Applied Thermal Engineering*, 219. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2022.119469>
- Babu, C., & Ponnambalam, P. (2018). The theoretical performance evaluation of hybrid PV-TEG system. *Energy Conversion and Management*, 173, 450–460. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.07.104>
- Baccoli, R., Frattolillo, A., Mastino, C., Curreli, S., & Ghiani, E. (2018). A comprehensive optimization model for flat solar collector coupled with a flat booster bottom reflector based on an exact finite length simulation model. *Energy Conversion and Management*, 164, 482–507. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.091>
- Barugkin, C., Beck, F. J., & Catchpole, K. R. (2017). Diffuse reflectors for improving light management in solar cells: A review and outlook. *Journal of Optics (United Kingdom)*, 19(1). <https://doi.org/10.1088/2040-8978/19/1/014001>
- Bollati, E. (2007). *Generadores termoeléctricos, Generación de energía sin partes móviles*. <http://www.biblioteca.iapg.org.ar/iapg/archivosadjuntos/petrotecnica/2007-2/generadores.pdf>

- Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., Castro Gil, M. A., & Collado Fernández, E. (2013). *Centrales de energías renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables* (2a ed.). Pearson Education.
- Chávez Urbiola, E. A., & Vorobiev, Y. (2013). Investigation of solar hybrid electric/thermal system with radiation concentrator and thermoelectric generator. *International Journal of Photoenergy*, 2013. <https://doi.org/10.1155/2013/704087>
- Chávez-Urbiola, E. A., Vorobiev, Y. V., & Bulat, L. P. (2012). Solar hybrid systems with thermoelectric generators. *Solar Energy*, 86(1), 369–378. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.10.020>
- Cheng, F. (2016). Calculation Methods for Thermoelectric Generator Performance. In *Thermoelectrics for Power Generation - A Look at Trends in the Technology*. InTech. <https://doi.org/10.5772/65596>
- Collado, E. (2015). *Los efectos de la temperatura en la producción de las instalaciones fotovoltaicas*. Renewable Energy Magazine.
- Comsol Multiphysics. (1998). *COMSOL Multiphysics Reference Manual*. www.comsol.com/blogs
- COMSOL Multiphysics. (2019). *Si Solar Cell 1D*. www.comsol.com/trademarks.
- Cotfas, D. T., Cotfas, P. A., Ciobanu, D., & Machidon, O. M. (2017). Characterization of Photovoltaic–Thermoelectric–Solar Collector Hybrid Systems in Natural Sunlight Conditions. *Journal of Energy Engineering*, 143(6). [https://doi.org/10.1061/\(asce\)ey.1943-7897.0000488](https://doi.org/10.1061/(asce)ey.1943-7897.0000488)
- Daabo, A. M., Mahmoud, S., & Al-Dadah, R. K. (2016). The optical efficiency of three different geometries of a small scale cavity receiver for concentrated solar applications. *Applied Energy*, 179, 1081–1096. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.064>
- Darkwa, J., Calautit, J., Du, D., & Kokogianakis, G. (2019). A numerical and experimental analysis of an integrated TEG-PCM power enhancement system for photovoltaic cells. *Applied Energy*, 248, 688–701. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.147>
- Deign, J. (2018, January 8). *Mexico's Record Solar Prices Fall Below the Average Cost of Energy From Gas and Coal*. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/Mexico-Record-Solar-Prices-Are-below-the-Cost-of-Gas-and-Coal#gs.DpKEfgM>.
- Deng, Y., Zhu, W., Wang, Y., & Shi, Y. (2013). Enhanced performance of solar-driven photovoltaic-thermoelectric hybrid system in an integrated design. *Solar Energy*, 88, 182–191. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.12.002>
- Essig, S., Allebé, C., Remo, T., Geisz, J. F., Steiner, M. A., Horowitz, K., Barraud, L., Ward, J. S., Schnabel, M., Descoeudres, A., Young, D. L., Woodhouse, M., Despeisse, M., Ballif, C., & Tamboli, A. (2017). Raising the one-sun conversion efficiency of III-V/Si solar cells to 32.8% for two junctions and 35.9% for three junctions. *Nature Energy*, 2(9). <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.144>
- Foster Robert, Ghassemi Majid, & Cota Alma. (2010). *SOLAR ENERGY Renewable Energy and the Environment*. Taylor & Francis Group.
- Fuentes Hernández, D., Vargas Ramírez, M., Legorreta García, F., & Chávez Urbiola, E. A. (2022). *Simulación computacional de generadores termoeléctricos de telururo de bismuto*. <https://kryothermtec.com/assets/dir2attz/TGM%20hin>
- Fuentes-Hernández, D., Pérez-Vite, R., Legorreta-García, F., Vargas-Ramírez, M., & Chávez-Urbiola, E. A. (2020). Simulación computacional del desempeño de un sistema fotovoltaico acoplando generadores termoeléctricos y reflectores difusos de refuerzo.

- Pädi Boletín Científico de Ciencias Básicas e Ingenierías Del ICBI*, 8(Especial), 128–138. <https://doi.org/10.29057/icbi.v8iespecial.6335>
- Gang, H. P., & Hrishmesas, D. S. (1988). *Enhancement Of Solar Energy On Flat-Plate Collector By Plane Booster Mirrors* (Vol. 40, Issue 4). [https://doi.org/doi:10.1016/0038-092x\(88\)90002-3](https://doi.org/doi:10.1016/0038-092x(88)90002-3).
- Geisz, J. F., France, R. M., Schulte, K. L., Steiner, M. A., Norman, A. G., Guthrey, H. L., Young, M. R., Song, T., & Moriarty, T. (2020). Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration. *Nature Energy*, 5(4), 326–335. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0598-5>
- Gelegenis, J., Samarakou, M., Axaopoulos, P., Misailidis, S., Giannakidis, G., & Bonaros, B. (2015). Feasibility for the use of Flat Booster Reflectors in Various Photovoltaic Installations INTERNATIONAL JOURNAL OF RENEWABLE ENERGY RESEARCH Feasibility for the use of Flat Booster Reflectors in Various Photovoltaic Installations. In *Article in International Journal of Renewable Energy Research* (Vol. 5, Issue 1). <https://www.researchgate.net/publication/275637317>
- Gholami, A., & Gorji, M. (2023). Experimental study for the use of Na₂SO₄.10H₂O as a PCM with fixed blades for temperature and efficiency parameters of photovoltaic panel. *Case Studies in Thermal Engineering*, 49. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.103219>
- Gobierno de México, A. (n.d.). *Insumos Energía Renovable Fotovoltaica en México y su proyección al 2020*. Retrieved 26 November 2024, from https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/58849/INSUMOS_DE_ENERG_A_RENOVABLE_FOTOVOLTAICA_Y_SU_PROYECCI_N_AL_2020_SEC.pdf
- Godínez Ramírez, A., & Mercado Mancera, G. (2003). *Estudio del comportamiento de la radiación solar global en Cuautitlan Izcalli, México* [Universidad Autónoma de México (UNAM)]. <https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000326586/3/0326586.pdf>
- Gonzalez, M. A. O., Urbiola, E. A. C., García, F. L., Ramírez, M. V., Hernández, D. F., Reyes, G. U., & Terven, J. (2024). Innovations in solar energy: Synthesis and evaluation of diffuse booster reflector ceramic coating for enhancing thermal and photovoltaic systems performance. *Energy Reports*, 12, 2224–2231. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.08.022>
- Gordon Jeffrey. (2013). *Energy The State Of The Art*. Earthscan.
- Green, M. A., Dunlop, E. D., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., Kopidakis, N., Bothe, K., Hinken, D., Rauer, M., & Hao, X. (2022). Solar cell efficiency tables (Version 60). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 30(7), 687–701. <https://doi.org/10.1002/pip.3595>
- He, W., Chow, T. T., Ji, J., Lu, J., Pei, G., & Chan, L. S. (2006). Hybrid photovoltaic and thermal solar-collector designed for natural circulation of water. *Applied Energy*, 83(3), 199–210. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2005.02.007>
- Hess, S. (2015). *Stationary Booster Reflectors for Solar Thermal Process Heat Generation LowEx-Bestand Analyse View project STEP-Bio View project STATIONARY BOOSTER REFLECTORS FOR SOLAR THERMAL PROCESS HEAT GENERATION*. Kruger. <https://www.researchgate.net/publication/303851203>
- Honsberg, C., & Bowden, S. (2024, January 19). *Radiación solar fuera de la atmósfera terrestre*. PVEducation.Org.

- Huen, P., & Daoud, W. A. (2017). Advances in hybrid solar photovoltaic and thermoelectric generators. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 72, pp. 1295–1302). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.042>
- Indira, S. S., Vaithilingam, C. A., & Sivasubramanian, R. (2021). Performance Evaluation of a Hybrid Photovoltaic/Thermoelectric Generator System under Non-Tracking and Tracking Condition. *MATEC Web of Conferences*, 335, 02009. <https://doi.org/10.1051/matecconf/202133502009>
- Islam, M. M., Hasanuzzaman, M., Pandey, A. K., & Rahim, N. A. (2019). Modern energy conversion technologies. In *Energy for Sustainable Development: Demand, Supply, Conversion and Management* (pp. 19–39). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814645-3.00002-X>
- Jenan Basher, M., Buni, M. J. B., Al-Walie, A. A. K., Al, K. A. N., & Al-Asadi, K. A. N. (2018). Effect of solar radiation on photovoltaic cell. *International Research Journal of Advanced Engineering and Science*, 3(3), 47–51. <https://www.researchgate.net/publication/326461519>
- Kalogirou, S. A. (2016). Nontracking solar collection technologies for solar heating and cooling systems. In *Advances in Solar Heating and Cooling* (pp. 63–80). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100301-5.00004-7>
- Khan, M. A., Ko, B., Nyari, E. A., Park, S. E., & Kim, H. J. (2017). Performance evaluation of photovoltaic solar system with different cooling methods and a Bi-reflector PV system (BRPVS): An experimental study and comparative analysis. *Energies*, 10(6). <https://doi.org/10.3390/en10060826>
- Kopidakis, N. (2021). *Best Research-Cell Efficiencies*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- Kryotherm. (2020). *SPECIFICATION OF GENERATING THERMOELECTRIC MODULES TGM-127-1.4-2.5*.
- Lamba, R., & Kaushik, S. C. (2016). Modeling and performance analysis of a concentrated photovoltaic-thermoelectric hybrid power generation system. *Energy Conversion and Management*, 115, 288–298. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.02.061>
- Mahdavi, A., Farhadi, M., Gorji-Bandpy, M., & Mahmoudi, A. (2022). A review of passive cooling of photovoltaic devices. In *Cleaner Engineering and Technology* (Vol. 11). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.clet.2022.100579>
- Makki, A., Omer, S., Su, Y., & Sabir, H. (2016). Numerical investigation of heat pipe-based photovoltaic-thermoelectric generator (HP-PV/TEG) hybrid system. *Energy Conversion and Management*, 112, 274–287. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.12.069>
- Malik, P., & Chandel, S. S. (2020). Performance enhancement of multi-crystalline silicon photovoltaic modules using mirror reflectors under Western Himalayan climatic conditions. *Renewable Energy*, 154, 966–975. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.048>
- Michael, J. J., Selvarasan, I., & Loganathan, S. (2015). *SIMULATION OF THE TEMPERATURE DISTRIBUTION INSIDE A SOLAR PHOTOVOLTAIC THERMAL COLLECTOR*. Kruger.
- Miles, R. W. (2006). Photovoltaic solar cells: Choice of materials and production methods. *Vacuum*, 80(10), 1090–1097. <https://doi.org/10.1016/j.vacuum.2006.01.006>
- Mishra, S. K., Kumar, V., Tiwari, S. K., Mishra, T., Angula, G., & Adhikari, S. (2016). Development and degradation behavior of protective multilayer coatings for aluminum

- reflectors for solar thermal applications. *Thin Solid Films*, 619, 202–207.
<https://doi.org/10.1016/j.tsf.2016.10.067>
- Mohammad, A. T., & Al-Shohani, W. A. M. (2022). Numerical and experimental investigation for analyzing the temperature influence on the performance of photovoltaic module. *AIMS Energy*, 10(5), 1026–1045. <https://doi.org/10.3934/energy.2022047>
- Mohsenzadeh, M., & Hosseini, R. (2015). A photovoltaic/thermal system with a combination of a booster diffuse reflector and vacuum tube for generation of electricity and hot water production. *Renewable Energy*, 78, 245–252.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.010>
- Morales Díaz, M. del R., Rosendo Andrés, E., Galeazzi Isasmendi, R., & Pérez Ladrón de Guevara, H. (2021). *Modelado y simulación de celdas solares transparentes a base de la heterounión n-TiO₂/p-NiO*. [Benemerita Universidad Autónoma de Puebla].
<https://repositorioinstitucional.buap.mx/server/api/core/bitstreams/a32c096a-596b-48db-8500-a9b2d07391fc/content>
- Nasrin, R., Hasanuzzaman, M., & Rahim, N. A. (2018). Effect of high irradiation on photovoltaic power and energy. *International Journal of Energy Research*, 42(3), 1115–1131. <https://doi.org/10.1002/er.3907>
- Nou, J., Chauvin, R., Thil, S., & Grieu, S. (2016). A new approach to the real-time assessment of the clear-sky direct normal irradiance. *Applied Mathematical Modelling*, 40(15–16), 7245–7264. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2016.03.022>
- Ordóñez García, A. (2021). *EFFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR EN LA TIERRA*. Seiscubos.
- Organización Mundial de las Naciones Unidas (ONU). (2002). *Informe de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible Johannesburgo (Sudáfrica)*.
- Ortega González Miguel Ángel, Pérez Labra Miguel, & Chávez Urbiola Edgar Arturo. (2021). *Síntesis de Películas de Base Cerámica y su Evaluación como Reflectores Difusos*. Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo.
- Patel, J., & Singh, M. (2021). Thermoelectric Generators. In *Open Science Journal*.
- Pavplov, P. V. (1987). *Física del estado sólido* (A. Molina García, Ed.). Editorial MIR de Moscú.
- Peña-Cabrera, L., Arizmendi-Morquecho, A., & Vorobiev, P. (2016). THIN FILM CdS/PbS SOLAR CELL BY LOW TEMPERATURE CHEMICAL BATH DEPOSITION AND SILVER DOPING OF THE WINDOW LAYER. In *Journal of Non-Oxide Glasses* (Vol. 8, Issue 3).
- Premalatha, N., & Valan Arasu, A. (2016). Prediction of solar radiation for solar systems by using ANN models with different back propagation algorithms. *Journal of Applied Research and Technology*, 14(3), 206–214. <https://doi.org/10.1016/j.jart.2016.05.001>
- Qin, J., Hu, E., Nathan, G. J., & Chen, L. (2017). Concentrating or non-concentrating solar collectors for solar Aided Power Generation? *Energy Conversion and Management*, 152, 281–290. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.054>
- Ramírez Ramírez, J. C., Velazquez Montes, I., Gallo Sánchez, L., Pérez Gabriel, B., Flores Puebla, E. H., & Flores Palomino, E. (2004). *Ahorro de Energía en el Hogar y en el Transporte*. Universidad Autónoma de México (UNAM).
- Roberts, B. J. (2018, February 22). *Global horizontal solar irradiance*. National Renewable Energy (NREL).
- Rönnelid Mats, Karlsson Bjorn, Krohn Peter, & Wennerberg Johan. (1999). Booster Reflectors for PV Modules in Sweden. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH*

- AND APPLICATIONS, 8, 279–291. [https://doi.org/https://doi.org/10.1002/1099-159X\(200005/06\)8:3<279::AID-PIP316>3.0.CO;2-%23](https://doi.org/https://doi.org/10.1002/1099-159X(200005/06)8:3<279::AID-PIP316>3.0.CO;2-%23)
- Rowe D. M. (1995). *CRC Handbook of Thermoelectrics* (CRC Press LLC, Ed.).
- Ruíz Taboada, G., Malik Oleksandr, & Zuñiga Islas, C. (2008). *ANALISIS DE LAS CARACTERISTICAS DE CELDAS SOLARES BASADAS EN HETEROESTRUCTURAS ITO/n-Si*. Instituto Nacional de Astrofísica, Óptica y Electrónica (INAOE).
- Sayigh, A. A. M. (1979). The Technology Of Flat Plate Collectors. In *Solar Energy Conversion* (pp. 101–124). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-024744-1.50009-7>
- Schallenberg Rodríguez, Julieta. C. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética*. Instituto Tecnológico de Canarias. https://books.google.com.mx/books/about/Energías_renovables_y_eficiencia_energ.html?id=6FEOkgAACAAJ&redir_esc=y
- Shackelford, J. F., & Martín, M. P. (2005). *Introducción a la ciencia de materiales*. Pearson Educación.
- Sharaf, M., Yousef, M. S., & Huzayyin, A. S. (2022). Year-round energy and exergy performance investigation of a photovoltaic panel coupled with metal foam/phase change material composite. *Renewable Energy*, 189, 777–789. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.03.071>
- Sheikholeslami, M., & Khalili, Z. (2023). Investigation of solar Photovoltaic cell utilizing hybrid nanofluid confined jet and helical fins for improving electrical efficiency in existence of thermoelectric module. *Applied Thermal Engineering*, 234. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121329>
- Shockley, W., & Queisser, H. J. (1961). Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. *Journal of Applied Physics*, 32(3), 510–519. <https://doi.org/10.1063/1.1736034>
- Solartec. (2019). *Solartec Energía Renovable S.A de C.V., Datasheet*.
- Soleimani Dorcheh, A., & Abbasi, M. H. (2008). Silica aerogel; synthesis, properties and characterization. In *Journal of Materials Processing Technology* (Vol. 199, Issue 1, pp. 10–26). <https://doi.org/10.1016/j.jmatprotec.2007.10.060>
- Swanson, R. M. (1979). A Proposed Thermophotovoltaic Solar Energy Conversion System. *Proceedings of the IEEE*, 67(3), 446–447. <https://doi.org/10.1109/PROC.1979.11270>
- Tabor, H. (1966). *Mirror Boosters for Solar* (Vol. 10, Issue 3).
- Tripanagnostopoulos, Y., Nousia, T. H., Souliotis, M., & Yianoulis, P. (2002). *HYBRID PHOTOVOLTAIC / THERMAL SOLAR SYSTEMS* † (Vol. 72, Issue 3). www.elsevier.com/locate/solener
- Vorobiev, Y., González-Hernández, J., Vorobiev, P., & Bulat, L. (2006a). Thermal-photovoltaic solar hybrid system for efficient solar energy conversion. *Solar Energy*, 80(2), 170–176. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.04.022>
- Vorobiev, Y., González-Hernández, J., Vorobiev, P., & Bulat, L. (2006b). Thermal-photovoltaic solar hybrid system for efficient solar energy conversion. *Solar Energy*, 80(2), 170–176. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.04.022>
- West, A. R. (2014). Solid State Chemistry and its Applications. In *Pure and Applied Chemistry* (Second Edition, Issue 2). Wiley. <https://doi.org/10.1351/PAC-REP-10-09-14>
- Widodo Besar Riyadi, T., Effendy, M., Radiant Utomo, B., & Tri Wijayanta, A. (2023). Performance of a photovoltaic-thermoelectric generator panel in combination with

- various solar tracking systems. *Applied Thermal Engineering*, 235.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121336>
- Willars-Rodríguez, F. J., Chávez-Urbiola, E. A., Vorobiev, P., & Vorobiev, Y. V. (2017). Investigation of solar hybrid system with concentrating Fresnel lens, photovoltaic and thermoelectric generators. *International Journal of Energy Research*, 41(3), 377–388.
<https://doi.org/10.1002/er.3614>
- Winnacker, A. (2022). Amorphous Semiconductors. In A. Winnacker (Ed.), *The Physics Behind Semiconductor Technology* (pp. 115–126). Springer International Publishing.
https://doi.org/10.1007/978-3-031-10314-8_8
- Xu, F., Liu, H., & Li, D. (2016). Synthesis of PDMS-SiO₂ hybrids using different templates. *Journal of Porous Materials*, 23(5), 1133–1141. <https://doi.org/10.1007/s10934-016-0171-6>
- Yakut, Y., Özbektaş, S., Köysal, Y., Atalay, T., & Bülbül, H. (2024). Experimental investigation and mathematical modeling of a novel solar thermoelectric generator incorporated with thermal condensing system. *Applied Thermal Engineering*, 236.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121834>
- Zebarjadi, M. (2016). Heat Management in Thermoelectric Power Generators. *Scientific Reports*, 6. <https://doi.org/10.1038/srep20951>