



EDUCACIÓN

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

**Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico**

Tesis de Maestría

**Estudio de la generación de energía eléctrica de un panel solar
fotovoltaico con modelos matemáticos y datos experimentales en
el Estado de Morelos**

presentado por
Ing. Hugo Coello Sánchez

como requisito para la obtención del grado de
Maestro en Ciencias en Ingeniería Mecánica

Director de tesis
Dr. Miguel Ángel Chagolla Aranda

Codirector de tesis
Dr. Enrique de Jesús Moreno Carpintero

Cuernavaca, Morelos, México. Agosto de 2025.



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, 01/julio/2025

Oficio No. SAC/164/2025

Asunto: Autorización de impresión de tesis

HUGO COELLO SÁNCHEZ
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA MECÁNICA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"Estudio de la generación de energía en un panel solar fotovoltaico con modelos matemáticos y datos experimentales en el Estado de Morelos"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

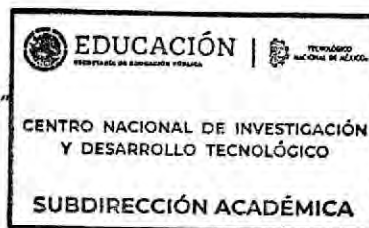
Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®

"Conocimiento y Tecnología al Servicio de México"

CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



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

CMAZ/Imz



2025
Año de
La Mujer
Indígena

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C. P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 4104,
e-mail: acad_cenidet@tecnm.mx | tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx

cenidet
Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico





Educación
Secretaría de Educación Pública



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo tecnológico
Departamento de Ingeniería Mecánica

Cuernavaca, Mor., 01/julio /2025

OFICIO No. DIM/127/2025

Asunto: Aceptación de documento de tesis

CENIDET-AC-004-M14-OFICIO

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del C. Hugo Coello Sánchez con número de control M23CE140, de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Mecánica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis de grado titulado "Estudio de la generación de energía en un panel solar fotovoltaico con modelos matemáticos y datos experimentales en el Estado de Morelos" y hemos encontrado que se han atendido todas las observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

Dr. Miguel Angel Chagolla Aranda
Director de tesis

Dr. Enrique de Jesús Moreno Carpintero
Director de tesis

Dra. Yvonne Chávez Chena
Revisor 1

Dr. Efraín Simá Moo
Revisor 2

Dr. Jesús Arce Landa
Revisor 3

C.c.p. Depto. Servicios Escolares.
Expediente / Estudiante



cenidet
CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO



2025
Año de
La Mujer
Indígena

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C. P. 62490, Cuernavaca Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 2108,
e-mail: dir_cenidet@tecnm.mx tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx

Dedicatoria

“Las personas que siguen arriesgando sus vidas para defender su fe se convierten en héroes y siguen existiendo en la leyenda”. – Naruto Uzumaki.

Con dedicatoria y amor, desde la tierra hasta el cielo: a mis abuelitos Domingo Nemorio Coello Sánchez, Luis Teodoro Sánchez Cortes y aquellas personas especiales que partieron de este mundo y me brindaron su apoyo.

A Dios, por derramar sus bendiciones sobre mí y llenarme de su fuerza para vencer todos los obstáculos desde el principio de mi vida.

A mis padres, Tomás David Coello Montalvo y Maribel Sánchez Rodríguez, por ser la fuente de mi fortaleza, por su confianza, amor y cariño inquebrantable en mí y por acompañarme siempre, incluso en los momentos más difíciles.

Al Dr. Miguel Ángel Chagolla Aranda, por confiar en mí desde el primer día en que nos conocimos y por liderar con compromiso y visión este proyecto.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más grande agradecimiento a la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI), anteriormente CONACYT, por el apoyo económico que hizo posible la realización de este proyecto.

Al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), por abrirme las puertas de sus instalaciones y brindarme la oportunidad de continuar con mi preparación académica y profesional.

A mis hermanos, Alex Coello Sánchez y Uriel Coello Sánchez, quienes siempre están conmigo en las buenas y en las malas.

A mi comité revisor, el Dr. Efraín Simá Moo, la Dra. Yvonne Chávez Chena y el Dr. Jesús Arce Landa, quienes además fueron mis profesores durante los primeros semestres, por el tiempo dedicado a la revisión de este trabajo, por sus valiosas observaciones que enriquecieron su contenido y por el apoyo brindado durante mi estancia en el CENIDET.

Al Dr. Erik Rosado Tamaris y Dr. Rafael Campos Amezcua por los buenos consejos en cada reunión de revisión.

Al Dr. Enrique de Jesús Moreno Carpintero, al Dr. Miguel Ángel Chagolla Gaona y al Dr. Romeo Emanuel Núñez Gómez, del Instituto Tecnológico de Zacatepec, por el apoyo brindado a lo largo de este proyecto y por sus valiosos consejos.

A la Lic. Patricia Armas, por sus enseñanzas académicas en el inglés y los buenos consejos.

A la Sra. Roció Salazar, al Ing. Eduardo Velasco, y a todo el equipo de trabajo del Departamento de Ingeniería Mecánica, por brindarme el apoyo necesario y la amistad durante mi estancia.

A la Dra. Samanta López Salazar, quien me brindó su apoyo en cada dificultad presentada.

A mis amigos de generación, Oscar Emilio Zagal Jiménez y Eleazar Sergio Aguilar Cayetano, quienes me brindaron su amistad y compañerismo durante nuestra estancia académica.

A los amigos que conocí: Alexa Iomara Estrada, Jesús Eduardo Cortes, Marte Emmanuel Beltrán, María Fernanda de Jesús, Maricarmen Acuña, Javier Antonio, Jesús Eduardo Cruz, Edgar Sotelo, Sergio Elizalde, María de los Ángeles Ramírez y Carlos Alberto Sosa, por su amistad brindada y apoyo en cada instante durante la maestría

A mis compañeros de Laboratorio, Alejandro Maya, Karen Román, Jairo, Silvia Ríos, Dulce Reza, y José Manuel Delgado Cuenca, por su constante apoyo y por los momentos de grata convivencia que compartimos.

A los residentes egresados del Instituto Tecnológico de Zacatepec, Santiago Ramírez Capote, Ángel Alfredo Aguilar, Marco Antonio Salazar, Andrés Rodríguez, Daniel Galindo, Alejandro Martínez, Pablo y Emmanuel, por el apoyo brindado durante la realización de este trabajo.

A Brisa Atali, Héctor Vázquez Chávez, Héctor, Iván Bonifacio, Melchor Camacho, David Paez, Hugo Andrés, Daniel, Alexis, Alejandro, Chihuahua, Rene Reiyel. Oscar Cirilo, Ignacio, Fernando Espinosa, José Carrasco, Kevin Petatan, Noel Núñez, Karina Delgado, Jessica Martínez, Manuel González, Alejandra López, Ángel Reynaldo, Dryden Estrada, Oswaldo Salgado, Eduardo Delfín, Julio Cesar Hernández, Ariel Francisco, Pablo, Isaí, Farfán, Salomón, por ser grandes amistades con quienes tuve el privilegio de convivir y compartir momentos inolvidables durante mi estancia en el CENIDET.

Por último, quiero dar un agradecimiento a Don Eder, Doña Celia, Sr. Anselmo, Dr. Víctor Robles, al Dr. Abraham y a todas las personas que he conocido en Cuernavaca Morelos, por su apoyo durante mi estancia en Cuernavaca, Morelos.

Índice

Lista de figuras	i
Lista de Tablas	iv
Nomenclatura.....	v
Resumen	ix
Abstract	x
1. Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Antecedentes	2
1.1.1 Potencial de la energía solar en la transición energética.....	2
1.1.2 Energía solar fotovoltaica en México	3
1.1.3 Metodologías en el estudio de la generación de la energía eléctrica en paneles fotovoltaicos.....	4
1.2 Revisión de la literatura.....	5
1.2.1 Metodologías simplificadas: HSP	6
1.2.2 Metodologías especializadas.....	6
1.2.3 Trabajos experimentales	7
1.2.4 Trabajos teórico-experimentales.....	11
1.2.5 Conclusión de la revisión literaria	12
1.3 Objetivos.....	13
1.3.1 General.....	13
1.3.2 Específicos	13
1.4 Alcance y limitaciones.....	13
1.5 Estructura de la tesis.....	13
2. Capítulo 2. Fundamentos teóricos.....	15
2.1 Principios fundamentales de la energía solar.....	16
2.2 Geometría solar	16
2.2.1 El sol	16

2.2.2 Radiación sobre la superficie terrestre.....	17
2.2.3 Modelo de Reindl para la descomposición de la radiación solar	18
2.2.4 Geometría solar	19
2.3 Principios generales de la energía solar fotovoltaica	21
2.3.1 Parámetros que definen una célula fotovoltaica.....	22
2.3.2 Seguimiento del punto máximo de potencia	23
2.4 Estudio y selección de los modelos matemáticos	24
2.4.1 Horas Sol Pico	24
2.4.2 Modelos matemáticos para el cálculo de la potencia eléctrica generada por un PV	26
2.5 Sensores analógicos y digitales.....	30
3. Capítulo 3. Metodología	33
3.1 Desarrollo experimental	34
3.1.1 Diseño del módulo experimental.....	35
3.1.2 Diseño del sistema de adquisición de datos	37
3.1.3 Construcción del módulo experimental	41
3.1.4 Interpretación y análisis de parámetros adquiridos	43
3.2 Simulaciones	48
3.2.1 Descripción del software de simulación TRNSYS	49
3.2.2 Evaluación comparativa de la metodología HSP y el software TRNSYS en la generación de energía eléctrica fotovoltaica.....	57
3.3 Caso de estudio: dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo en una residencia típica en Morelos.	69
3.3.1 Planificación y estudio del sitio	69
3.3.2 Evaluación de la carga.	70
3.3.3 Evaluación de los recursos de energía solar.....	72
3.3.4 Calculo del controlador de potencia	73
3.3.5 Selección del inversor.....	74
3.3.6 Calculo de baterías	74
4. Capítulo 4. Interpretación y análisis de los resultados	79

4.1 Análisis comparativo de la energía generada por el panel fotovoltaico	80
4.2 Simulación del sistema fotovoltaico autónomo en vivienda	88
4.2.1 Potencia dada por los módulos.....	88
4.2.2 Análisis de generación y cobertura del consumo diario	89
4.2.3 Estado de Carga Fraccionario (FSOC) del banco de baterías	93
4.2.4 Voltaje total de las baterías.....	97
4.2.5 Potencia de entrada y de salida de las baterías.....	102
5. Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones	107
5.1 Conclusiones	108
5.2 Recomendaciones.....	109
Referencias bibliográficas	110

Lista de figuras

Figura 0.1. Capacidad instalada acumulada de generación distribuida por tecnología en México (Elaborado por SENER con información de CENACE y CRE, 2023).	4
Figura 2.1 Componentes de la radiación global (Bulnes y Brown, 2015).	17
Figura 2.2 Órbita terrestre alrededor del sol (Pérez, 1984).	19
Figura 2.3 Definición de los ángulos solares con respecto a una superficie (Benford y Bock, 1939).	20
Figura 2.4 Efecto fotovoltaico (Boxwell, 2012).	21
Figura 2.5 a) Curva característica I-V y b) Curva característica de P-V (Xu, et al., 2024).	23
Figura 2.6 Horas Pico Solares (Ríos y Benavides, 2017).	25
Figura 2.7 Circuito eléctrico equivalente de una celda fotovoltaica (Townsend, 1989).	27
Figura 2.8 Características corriente-voltaje y potencia-voltaje para un módulo Solarex MSX-30, a 1000 W/m ² y temperatura de la celda = 25°C (Townsend, 1989).	29
Figura 2.9 Sensor DHT22.	30
Figura 2.10 Sensor DS18B20.	30
Figura 2.11 Piranómetro SEM228T.	31
Figura 2.12 Reloj RTC DS3231.	31
Figura 2.13 Módulo de tarjeta micro SD.	31
Figura 2.14 Controlador MPPT Tracer4210AN.	32
Figura 3.1 Orientación de un arreglo fotovoltaico (Boxwell, 2012)	34
Figura 3.2 Esquema de inclinación de un panel fotovoltaico (Boxwell, 2012).	35
Figura 3.3 Diseño de la estructura del panel fotovoltaico.	37
Figura 3.4 a) PV policristalino, b) Controlador MPPT Epever Tracer4210AN, c) Batería de ácido plomo 12v, d) Registrador de datos Elog01 y e) Ordenador.	38
Figura 3.5 Diagrama electrónico de adquisición de datos térmicos.	39
Figura 3.6 Vista preliminar de la colocación de los piranómetros.	39
Figura 3.7 Puntos de medición de temperatura en el panel fotovoltaico.	40
Figura 3.8 Ubicación y conexiones del adquisidor de datos.	41
Figura 3.9 Vista preliminar de la ubicación del controlador MPPT EPEVER.	41
Figura 3.10 Construcción y ensamblaje de la estructura del panel fotovoltaico.	42
Figura 3.11 Calibración y configuración de los diferentes sensores.	42
Figura 3.12 Instalación de sensores y montaje del módulo experimental.	43
Figura 3.13 Comportamiento de la irradiancia incidente e irradiancia global horizontal.	44
Figura 3.14 Comportamiento de la temperatura ambiente.	45
Figura 3.15 Comportamiento de la humedad relativa.	46

Figura 3.16 Comportamiento de la potencia adquirida.	46
Figura 3.17 Comportamiento del Factor de Llenado o Eficiencia de conversión.	48
Figura 3.18. Metodología de simulación en TRNSYS (Townsed, 1989).	50
Figura 3.19 Configuración de la simulación de los procesadores de radiación.	51
Figura 3.20 Comparación de la radiación incidente en el panel fotovoltaico entre el Type16c, Type16a y los datos experimentales.....	52
Figura 3.21 Modelo de simulación del panel fotovoltaico.....	54
Figura 3.22 Configuración del Type103b.....	55
Figura 3.23 Configuración del Type9a.....	55
Figura 3.24 Configuración del Type25c.....	55
Figura 3.25 Comparación de la potencia dada por el módulo experimental junto con la simulación.	56
Figura 3.26 Configuración del sitio de estudio en la página oficial de la NASA POWER.	58
Figura 3.27 Selección de los parámetros climatológicos de estudio y el tiempo de extensión.	59
Figura 3.28 Comportamiento de las Horas Sol Pico en CENIDET Campus Apatzingán.	60
Figura 3.29 Estación meteorológica VAISALA MAWS 110 instalada en el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico.	61
Figura 3.30 Comportamiento anual de la radiación total horizontal.	62
Figura 3.31 Comportamiento anual de la temperatura ambiente.....	63
Figura 3.32 Comportamiento anual de la humedad relativa.	64
Figura 3.33 Configuración del tiempo de simulación.....	66
Figura 3.34 Comportamiento anual de la potencia horaria de salida.....	67
Figura 3.35 Metodología general para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos (Mohanty, 2012).....	69
Figura 3.36 Vista isométrica de la vivienda y superficie total del techo disponible (Hernández-Pérez, 2016).....	70
Figura 3.37 Bosquejo del sistema fotovoltaico autónomo.	77
Figura 3.38 Modelo de simulación del sistema fotovoltaico autónomo.	78
Figura 4.1 Comparación de la energía eléctrica diaria de las HSP, datos experimentales y datos simulados en TRNSYS.	82
Figura 4.2 Energía generada por el panel en base a la metodología de las HSP.	83
Figura 4.3 Estimación de la energía generada por el panel en el mes de enero.	84
Figura 4.4 Estimación de la energía generada por el panel en el mes de junio.	85
Figura 4.5 Comparación de la energía eléctrica promedio mensual de las dos metodologías implementadas.	87
Figura 4.6 Potencia horaria entregada por el conjunto fotovoltaico.....	89

Figura 4.7 Generación eléctrica del 03 de enero.	90
Figura 4.8 Generación eléctrica del 14 de junio.	91
Figura 4.9 Generación eléctrica mensual de los paneles fotovoltaicos a lo largo del año. ..	92
Figura 4.10 FSOC del banco de baterías.....	94
Figura 4.11 Comportamiento del FSOC del 15 al 20 de enero.	95
Figura 4.12 Comportamiento del FSOC del 08 al 14 de junio.	96
Figura 4.13 Comportamiento del voltaje total del banco de baterías.	99
Figura 4.14 Comportamiento del voltaje del 15 al 20 de enero.	100
Figura 4.15 Comportamiento del voltaje del 08 al 14 de junio.	101
Figura 4.16 Potencia suministrada y absorbida por el banco de baterías.....	103
Figura 4.17 Potencia de entrada y salida (punto de pérdida y ganancia de suministro eléctrico).....	104
Figura 4.18 Energía mensual de entrada y salida de las baterías.....	105

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Modelos matemáticos que conforman el circuito equivalente de una celda fotovoltaica.	26
Tabla 3.1 Estimaciones del ángulo de inclinación en paneles fotovoltaicos (Boxwell, 2012).	35
Tabla 3.2 Parámetros eléctricos del panel fotovoltaico JA Solar JAP60S0-275/SC.	36
Tabla 3.3. Parámetros de entrada del procesador de radiación.	51
Tabla 3.4 Aplicación de las métricas de precisión para la validación de datos.	53
Tabla 3.5 Aplicación de las métricas de precisión para la validación de la potencia.	57
Tabla 3.6 Promedio mensual de las HSP.	60
Tabla 3.7. Parámetros climáticos mensuales.	65
Tabla 3.8 Promedio mensual de la potencia.	68
Tabla 3.9 Requerimientos de carga y energía (CONUEE, 2024).	71
Tabla 3.10 HSP promedio de cada mes en el año 2024.	72
Tabla 4.1 Comparación de la energía generada estimada por los modelos HSP y TRNSYS respecto a los datos experimentales.	81
Tabla 4.2 Energía mensual generada dada por las dos metodologías.	86
Tabla 4.3 Generación eléctrica mensual de los módulos fotovoltaicos.	92
Tabla 4.4 Promedio mensual del FSOC.	97
Tabla 4.5 Promedio mensual del voltaje total.	101
Tabla 4.6 Energía eléctrica mensual de entrada y salida de las baterías.	106

Nomenclatura

Símbolo	Descripción
A	Área de la celda (m^2)
Bat_s	Baterías en serie
Bat_p	Baterías en paralelo
C	Capacitancia parasita de la celda (F)
C_{diario}	Consumo diario (Wh)
$C_{requerida}$	Capacidad requerida (Ah/día)
D	Factor de difusor del diodo
DoD	Profundidad de descarga (%)
E_g	Energía generada (Wh)
e_{qd}	Voltaje de circuito abierto con carga completa (V)
F_d	Fracción difusa
G	Irradiancia real (W/m^2)
G_{ref}	Irradiancia en condiciones de referencia (W/m^2)
G_{sc}	Constante solar (W/m^2 o $\text{kJ}/\text{hr}.\text{m}^2$)
G_d	Radiación difusa (W/m^2)
G_b	Radiación directa (W/m^2)
G_L	Radiación local o medida (W/m^2)
HSP	Horas Sol Pico (h)
I	Corriente de la celda (A)
$I_{controlador}$	Corriente del controlador (A)
I_D	Corriente del diodo (A)
I_L	Corriente fotogenerada (A)
I_{sc}	Corriente de cortocircuito (A)
I_{mp}	Corriente máxima (A)
$I_{o,1,2}$	Corriente de saturación inversa del diodo (A)
$i(t)$	Corriente de carga o descarga en el tiempo (A)
K	Constante empírica que representa la polarización del electrodo
K_t	Índice de claridad
k	Constante de Boltzmann (J/K)
L_{loc}	Longitud de la ubicación ($^\circ$)
L_{st}	Meridiano estándar para la zona horaria local
N_{aut}	Días de autonomía
NC_{serie}	Numero de celdas en serie de la batería

$N_{\text{módulos}}$	Numero de módulos fotovoltaicos
$N_{C\text{serie}}$	Numero de celdas en serie de la batería
n	Numero de datos
P_i	Potencia medida en el instante de tiempo (W)
P_{max}	Potencia máxima (W)
P_{pv}	Potencia fotovoltaica (W)
$P_{T\text{pv}}$	Potencia total del conjunto fotovoltaico (W)
$P_{\text{módulo}}$	Potencia del módulo (W)
R	Resistencia interna de la batería (Ω)
R_S	Resistencia en serie (Ω)
T_{Bat}	Número total de baterías
T_c	Temperatura real de la celda ($^{\circ}\text{C}$)
$T_{c, \text{ref}}$	Temperatura de la celda en condiciones de referencia ($^{\circ}\text{C}$)
$t_{1,2}$	Límites de integración (inicio y final)
Q	Capacidad de la batería (Ah)
q	Carga del del electrón (C)
V	Voltaje de la batería (Volts)
V_{celda}	Voltaje de la celda (V)
V_{oc}	Voltaje de circuito abierto (V)
V_{mp}	Voltaje máximo (V)
V_{sistema}	Voltaje del sistema (V)
$V(t)$	Voltaje en el tiempo (V)
x_i	Valor simulado (W)
y_i	Valor real (W)

Griegas

η	Eficiencia (%)
θ_z	Ángulo cenital ($^{\circ}$)
β	Coeficiente de temperatura de V_{oc} (%/C o $\text{V}/^{\circ}\text{C}$)
β_z	Ángulo de inclinación ($^{\circ}$)
δ	Declinación solar ($^{\circ}$)
ϕ	Latitud ($^{\circ}$)
α	Coeficiente de temperatura de I_{sc} (%/C o $\text{A}/^{\circ}\text{C}$)
α_s	Ángulo de altitud solar ($^{\circ}$)
γ	Ángulo acimutal de la superficie ($^{\circ}$)
γ_s	Ángulo acimutal solar ($^{\circ}$)
γ_f	Factor de forma

ω	Ángulo horario (°)
ε	Cambio en el tiempo solar
ε_G	Energía del bandgap del silicio (eV)
Δt	Intervalo de tiempo (h)

Resumen

En el presente trabajo se desarrolla un estudio sobre la generación de energía eléctrica a partir de un panel solar fotovoltaico, mediante el uso combinado de modelos matemáticos y datos experimentales obtenidos en el estado de Morelos, México. La investigación se basa en la comparación entre dos metodologías: una especializada, implementada en el software de simulación energética TRNSYS, y otra simplificada, basada en el método de Horas Sol Pico (HSP, por sus siglas). La metodología general del proyecto incluyó: a) diseño experimental, b) construcción e instrumentación del módulo de prueba, c) adquisición y análisis de parámetros climáticos y eléctricos, d) estudio y desarrollo de modelos matemáticos, e) validación con datos experimentales, f) simulaciones anuales, y g) evaluación mediante un caso de estudio.

Para la obtención de datos, se instaló un módulo experimental en el Instituto Tecnológico de Zacatepec, registrando variables climáticas como temperatura ambiente, humedad relativa, radiación global horizontal y radiación directa, así como parámetros eléctricos, principalmente la potencia generada, con el objetivo validar el modelo de simulación. Se estudiaron modelos eléctricos de celdas fotovoltaicas en la metodología especializada, y se empleó el enfoque de HSP como referencia simplificada. Los modelos fueron seleccionados y desarrollados conforme a la disponibilidad de datos, y calibrados dentro del modelo de simulación que emplea el software TRNSYS.

Adicionalmente, se desarrolló un caso de estudio orientado al dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo, permitiendo estimar parámetros clave como la potencia total generada, la energía suministrada a las cargas, el estado de carga fraccionario (FSOC, por sus siglas en inglés) del banco de baterías, el voltaje del sistema de almacenamiento, y la energía acumulada durante el periodo simulado. Los resultados muestran que la metodología basada en TRNSYS ofrece estimaciones más realistas y ajustadas a las condiciones reales, al presentar una diferencia porcentual del 1.5%, en comparación con el enfoque simplificado basado únicamente en HSP que presentó una desviación del 39.9%.

Abstract

This work presents a study on the generation of electrical energy from a photovoltaic solar panel through the combined use of mathematical models and experimental data obtained in the state of Morelos, Mexico. The research is based on the comparison between two methodologies: a specialized one, implemented in the TRNSYS energy simulation software, and a simplified one, based on the Peak Sun Hour (PSH) method. The general methodology of the project included: a) experimental design, b) construction and instrumentation of the test module, c) acquisition and analysis of climatic and electrical parameters, d) study and development of mathematical models, e) validation with experimental data, f) annual simulations, and g) evaluation through a case study.

To obtain data, an experimental module was installed at the Instituto Tecnológico de Zacatepec, where climatic variables such as ambient temperature, relative humidity, global horizontal radiation, and direct radiation were recorded, along with electrical parameters, mainly the maximum generated power, in order to validate the simulation model. Electrical models of photovoltaic cells were analyzed within the specialized methodology, and the PSH approach was used as a simplified reference. The models were selected and developed based on data availability and calibrated within the simulation environment using the TRNSYS software.

Additionally, a case study was developed to size a standalone photovoltaic system, allowing the estimation of key parameters such as total power generated, energy supplied to loads, fractional state of charge (FSOC) of the battery bank, storage system voltage, and accumulated energy during the simulated period. The results show that the methodology based on TRNSYS provides more realistic and accurate estimates under actual operating conditions, showing a percentage deviation of 1.5%, compared to the simplified PSH-based approach, which exhibited a deviation of 39.9%.

Capítulo 1. Introducción

En esta sección se presenta el estudio del panorama solar fotovoltaico en la República Mexicana; se da un enfoque general sobre la generación de energía eléctrica con diferentes fuentes de energía renovable; posteriormente se analizan las diferentes metodologías sobre la generación de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos que se han reportado en la literatura; se plantea la problemática del estudio; se muestra la revisión de la literatura y las conclusiones de la misma; se presentan los objetivos, el alcance y como parte final se describen los capítulos que forman parte de este trabajo.

1.1 Antecedentes

A lo largo de la historia, el ser humano ha utilizado diversas fuentes de energía disponibles en el entorno natural para satisfacer las necesidades fisiológicas y funcionales, entre ellas la leña, el carbón y, más recientemente, los hidrocarburos. No obstante, a partir del siglo XX, el consumo energético ha experimentado un crecimiento acelerado, consolidando a los combustibles fósiles como la principal fuente para sustentar el estilo de vida de las sociedades contemporáneas. Esta tendencia ha traído consigo consecuencias ambientales significativas, tales como la emisión de gases de efecto invernadero, la degradación del entorno y el cambio climático, lo cual ha generado una creciente preocupación a nivel global sobre la sostenibilidad del modelo energético actual.

Ante este panorama, se vuelve imperativo promover el uso eficiente y racional de la energía, así como la adopción de fuentes limpias y renovables que reduzcan la dependencia de los hidrocarburos.

1.1.1 Potencial de la energía solar en la transición energética

Las energías renovables son aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma relativamente continua. Algunas de las principales fuentes de energía renovable son la energía solar, la eólica, la biomasa, la geotérmica, la mareomotriz y el hidrógeno. Este tipo de fuentes de energía son importantes debido a que son fuentes inagotables y generan menores emisiones de CO₂ en comparación con los combustibles fósiles, afectando en menor manera el fenómeno de cambio climático (Ramírez et al., 2020). De las múltiples fuentes de energía, la solar es una de las que actualmente ha tenido un mayor crecimiento en su aplicación debido a su disponibilidad y a la reducción en el costo de esta tecnología (Milosavljević et al., 2022).

La energía solar se puede clasificar en dos tipos: solar térmica y solar fotovoltaica. La energía solar térmica se encarga de aprovechar la energía del sol para producir calor. Consiste en acumular la energía térmica proveniente del sol para utilizarla en diferentes fines como calentar líquidos y gases, para proporcionar calefacción, refrigeración o agua caliente sanitaria al hogar. La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene al convertir la energía proveniente del sol en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico. Se trata de un tipo de energía renovable, inagotable y de bajo impacto contaminante que puede producirse en instalaciones que van desde los pequeños generadores para autoconsumo hasta las grandes plantas fotovoltaicas (Vera-Dávila et al., 2018). Un módulo o panel fotovoltaico está compuesto aproximadamente 60 a 73 celdas, esto dependiendo de la utilidad en una zona residencial o industrial. Un sistema fotovoltaico es

una agrupación de paneles que permite obtener la energía requerida para satisfacer el consumo eléctrico (Xu et., al 2024).

1.1.2 Energía solar fotovoltaica en México

La energía se puede describir como la capacidad que tiene un sistema para producir un trabajo, mismo que puede ser aprovechable por el ser humano, como es el caso de la energía eléctrica obtenida a partir de la transformación de diferentes fuentes de energía como el agua, el viento, la materia orgánica y la irradiación solar, principalmente. La Generación Distribuida es la producción de energía eléctrica a pequeña escala. En México de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica se entenderá por Generación Distribuida (GD): la generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características: a) Se realiza por un generador exento en los términos de esta Ley, y b) Se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado. En este contexto se describe la GD con capacidad menor a 0.5 MW interconectadas a las Redes Generales de Distribución.

México se encuentra entre los países con mayor potencial de aprovechamiento solar a nivel mundial, gracias a la elevada radiación solar promedio, tal como lo señala la Agencia Internacional de Energía. La Figura 1.1 muestra la capacidad instalada adicional por tecnologías en México del año 2023. Este recurso abundante ha favorecido el crecimiento sostenido de la generación distribuida, la cual alcanzó en 2023 una capacidad instalada de 3,364 MW. De dicha capacidad, el 99.3 % proviene de sistemas de energía solar fotovoltaica, lo que confirma su papel preponderante en el sector. Aunque otras tecnologías, como la biomasa, el biogás, la cogeneración eficiente, la energía eólica, el gas natural, los combustibles fósiles líquidos (diésel y combustóleo) y la energía hidroeléctrica también participan en menor medida. La energía solar fotovoltaica continúa consolidándose como la opción tecnológica más adoptada para generación eléctrica distribuida, debido a la escalabilidad, bajo impacto ambiental y reducción sostenida de costos de implementación (PRODESEN, 2023).



Figura 0.1. Capacidad instalada acumulada de generación distribuida por tecnología en México (Elaborado por SENER con información de CENACE y CRE, 2023).

La transformación energética fotovoltaica en México ha sido notable, que vio un aumento de generación del 857%, pasando de 2,193.5 GWh en 2018 a 21,000 GWh en 2024. Este crecimiento refleja la expansión de proyectos fotovoltaicos a gran escala y la adopción creciente de sistemas de generación distribuida en sectores residenciales, comerciales e industriales (PRODESEN, 2023).

1.1.3 Metodologías en el estudio de la generación de la energía eléctrica en paneles fotovoltaicos

Los estudios realizados sobre el cálculo o estimación de la generación de energía fotovoltaica a nivel mundial utilizan generalmente dos metodologías, que se pueden considerar como simplificadas y especializadas (Kamil et al., 2022). Las simplificadas se basan principalmente en la radiación solar global obtenida de datos satelitales, utilizando indicadores como las HSP. Por otro lado, las metodologías especializadas integran datos climáticos más detallados, tales como la radiación total horizontal, la temperatura ambiente y la humedad relativa, considerados en pasos temporales horarios, lo cual permite estimar la irradiancia incidente sobre los módulos fotovoltaicos mediante softwares de simulación. Estas últimas metodologías han probado tener resultados que se ajustan con los datos experimentales. Los estudios donde se reportan resultados con el uso de las metodologías especializadas en diversos climas son escasos, sin embargo, existen diversas herramientas que permiten desarrollar los cálculos. La mayoría de los trabajos reportados a nivel mundial sobre la generación de energía con paneles fotovoltaicos utilizan metodologías simplificadas. El trabajo reportado por Kanyarusoke et al. (2016) describe la generación de un sistema

fotovoltaico mediante una metodología especializada aplicada durante un periodo de un año, utilizando el software TRNSYS. No obstante, este tipo de comparaciones aún es poco común en la literatura especializada.

El uso de las dos metodologías se considera adecuadas para el cálculo de la energía generada, sin embargo, debido a las diferencias en las características de los modelos propuestos, los resultados pueden presentar variaciones que no han sido claramente documentadas en la literatura. Firmanda et al. (2014) compararon resultados de ambas metodologías con datos experimentales para un periodo de 8 meses, obteniendo mejores resultados en la estimación con la metodología especializada en un 30%.

De los trabajos encontrados hasta el momento en México, Rosas-Flores et al. (2019) reportan resultados de generación eléctrica utilizando únicamente la metodología simplificada.

En la literatura revisada no se ha encontrado un trabajo en el que se comparen las diferencias de los resultados obtenidos entre las dos metodologías para un periodo anual, considerando la validación de los cálculos con datos experimentales en México. En este sentido, el presente trabajo tiene como objetivo diseñar y construir un módulo experimental que permita validar la simulación de la potencia entregada por un panel fotovoltaico, a partir de modelos matemáticos representativos del comportamiento eléctrico. Posteriormente, realizar una evaluación anual de dicha potencia, la cual será comparada con los resultados obtenidos mediante una metodología simplificada, con el fin de cuantificar las discrepancias entre ambas aproximaciones en un entorno específico como lo es en Cuernavaca, Morelos.

1.2 Revisión de la literatura

La siguiente sección estructura la revisión de la literatura en cuatro áreas temáticas: metodologías simplificadas, metodologías especializadas, trabajos experimentales y artículos de revisión. La primera sección aborda los trabajos relacionados con las HSP en paneles fotovoltaicos. La segunda sección abarca en contribuciones que describen las metodologías especializadas. La tercera sección se centra en estudios experimentales, detallando distintas configuraciones de prueba y la integración de sensores analógicos y digitales utilizados para la adquisición de datos ambientales y eléctricos. Finalmente, la cuarta sección compila artículos teórico-experimentales que analizan técnicas de enfriamiento aplicadas en paneles fotovoltaicos, así como aspectos relacionados sobre la geometría solar, incluyendo parámetros y variables que describen el movimiento aparente del sol. En conjunto, estas áreas contribuyen de manera significativa al entendimiento y optimización del rendimiento energético en sistemas fotovoltaicos, proporcionando un panorama integral de los enfoques teóricos, computacionales y experimentales existentes en la literatura científica actual.

1.2.1 Metodologías simplificadas: HSP

En este apartado se analizan los trabajos relacionados con metodologías simplificadas. Dichos estudios se centran en el diseño de componentes eléctricos y en la aplicación del método de HSP para la estimación de la generación de energía eléctrica.

Ríos y Benavides (2017) desarrollaron una interfaz en MATLAB para calcular los componentes necesarios de un sistema autónomo, logrando una producción de 4830 kWh/día con una configuración de 11 grupos en paralelo de 2 paneles en serie. Rodríguez y Castro (2017) redefinieron el concepto de HSP como la energía diaria incidente sobre una superficie inclinada, expresada en kWh/m². Flores et al. (2019) analizaron el impacto de redes fotovoltaicas interconectadas, estimando que la implementación residencial a gran escala en México permitiría un ahorro de 39,750 GWh anuales y evitaría la emisión de 20.3 tCO_{2e}. Firmanda et al. (2014) dimensionaron un sistema autónomo para una vivienda en Malasia con una demanda de 6 kWh diarios, determinando la necesidad de un panel de 1.9 kWp y una batería de 2200 Ah, validado mediante simulaciones en TRNSYS. De forma similar, Dimas et al. (2020) analizaron la corriente de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto de un sistema fotovoltaico autónomo con un panel de 400 Wp y una batería de 864 Ah, al variar la irradiancia en condiciones controladas. Finalmente, Gómez y Bolaños (2022) propusieron un procedimiento para pequeñas industrias que incorpora almacenamiento de energía, con beneficios económicos y ambientales, logrando una generación entre 4342 y 6771 kWh mensuales y un ahorro anual de 3.43 toneladas de CO₂ equivalente.

1.2.2 Metodologías especializadas

Dentro de esta sección resaltan aportes orientadas al modelo del circuito equivalente de una celda fotovoltaica, así como el desarrollo de modelos matemáticos que permiten representar la curva corriente – voltaje (I-V) y determinar el Punto de Máxima Potencia (MPP), siendo incorporados en diferentes entornos de simulación, incorporando variables climáticas como parámetros de entrada para mejorar la precisión en la estimación del comportamiento eléctrico de sistemas fotovoltaicos.

Quesada et al. (2011) modelaron una instalación de 7.2 kWp en TRNSYS con un error de simulación del 14.4 %, mientras que Fialho et al. (2014) propusieron un modelo que considera sombreado parcial y presentó un Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE, por sus siglas en inglés) de 5.3 %. Nguyen y Nguyen (2015), al igual que Kittisontirak et al. (2016) exploraron el impacto de la irradiancia y temperatura en la generación eléctrica de módulos fotovoltaicos, reportando en la Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE, por sus siglas en inglés) de 0.04. Miranda (2018) utilizó el software Mathematica para evidenciar la sensibilidad de un panel fotovoltaico frente a variaciones ambientales. Por otro lado, Vera-

Dávila et al. (2018) validaron modelos con coeficientes de determinación de hasta 0.98 % en MPAAE. Alvarado y Osorio (2019) implementaron un sistema autónomo en TRNSYS para una localidad colombiana, mientras que Eraso et al. (2019) modelaron diferentes tecnologías fotovoltaicas alcanzando RMSE inferiores a 0.14. Guerra e Iakovleva (2019) y Ma et al. (2019) desarrollaron modelos basados en cinco parámetros, obteniendo errores relativos menores al 1.1 %. Toledo et al. (2019) propusieron un modelo no iterativo validado con datos experimentales con alto ajuste en el RMSE mayor al 90%. Granda-Gutiérrez et al. (2020) describieron el comportamiento eléctrico de un panel de 250 W con simulaciones dinámicas. Amusat et al. (2021) demostraron la dependencia lineal entre irradiancia y potencia generada, mientras que Seddaoui et al. (2022) validaron experimentalmente un modelo de un diodo con errores promedio de 3.7 %, confirmando su aplicabilidad bajo condiciones reales.

1.2.3 Trabajos experimentales

En los estudios experimentales, destacan aquellos trabajos que muestran distintas configuraciones de prueba y la integración de sensores analógicos y digitales utilizados para la adquisición de datos ambientales y eléctricos. De igual forma se identificaron los principales parámetros de medición que describen el comportamiento eléctrico y térmico de estos sistemas.

Agroui (2012) llevó a cabo la caracterización eléctrica y térmica de un módulo fotovoltaico policristalino tipo PWS500, evaluado tanto en condiciones controladas de laboratorio como en ambiente exterior, con el propósito de validar el desempeño que tiene conforme a los lineamientos de la norma IEC 61215. El estudio incluyó mediciones de curvas I–V, ensayos de aislamiento eléctrico mediante el equipo Hi-Pot Test Unit, análisis térmico con una cámara infrarroja Avio TVS-700, y recolección de datos en campo utilizando el sistema PVPM 2540C junto con una celda de referencia monocristalina equipada con sensor de temperatura Pt1000. Los resultados mostraron un 95 % de la potencia nominal bajo condiciones estándar, y destacaron el impacto negativo del incremento térmico en la eficiencia.

Azouzoute et al. (2019) llevaron a cabo un estudio comparativo para evaluar la precisión de un piranómetro de termopila en la medición de la irradiancia solar, con el propósito de validar la aplicabilidad que tiene en estudios de evaluación de recursos solares para sistemas fotovoltaicos. El experimento se realizó en el Green Energy Park (Benguerir, Marruecos), empleando un piranómetro Hukseflux SR11 (clasificado como sensor de clase primera según ISO 9060) y una celda fotovoltaica de referencia ISET 02581 (fabricada con silicio monocristalino e integrada con un sensor de temperatura Pt100). La recopilación de datos se efectuó durante los meses de junio y diciembre a intervalos de 10 segundos, y evaluaron estadísticamente la desviación estándar. Los resultados mostraron que la celda de referencia

subestima sistemáticamente la irradiancia, con una desviación mensual de -4.8 % en verano (junio) y -0.7 % en invierno (diciembre).

Agyekum et al. (2021) evaluaron experimentalmente el efecto eléctrico y térmico de un sistema de enfriamiento dual de un panel fotovoltaico (aplicado simultáneamente en la superficie frontal y trasera), con el propósito de mejorar la eficiencia bajo condiciones de alta temperatura. El experimento fue realizado en el verano de 2021 en Ekaterimburgo (Rusia), utilizando un panel de 30 W enfriado mediante una malla de algodón humedecida por acción capilar desde una tubería perforada de PVC, la cual distribuye agua sobre ambas caras del panel. La temperatura del panel fue medida con 14 termopares tipo K conectados a un registrador SD 88598, mientras que la radiación solar fue registrada con un piranómetro Tenmars TM-207, y el voltaje y corriente fueron monitoreadas con un multímetro digital de gancho. De igual manera, utilizaron una cámara infrarroja Testo 875 para visualizar la distribución térmica. Los resultados mostraron que el sistema de enfriamiento redujo la temperatura promedio del panel de 59.3 °C a 35.7 °C, una disminución de 23.5 °C, lo que generó un incremento del 30.3 % en la potencia de salida (de 10.00 W a 13.03 W) y una mejora del 11.9 % en la eficiencia eléctrica (de 12.8 % a 14.4 %).

Al Miaari y Ali, (2023) analizaron experimentalmente un sistema de enfriamiento pasivo para módulos fotovoltaicos mediante materiales de cambio de fase (PCM), con el fin de mejorar el rendimiento térmico y eléctrico en climas cálidos como el de Arabia Saudita. Para ello, compararon dos paneles fotovoltaicos monocristalinos de 20 W, uno sin enfriamiento y otro equipado con seis pequeños contenedores de aluminio rellenos de PCM (RT42 y RT28), los cuales se montaron en la parte posterior del panel. Utilizaron termopares tipo K conectados al equipo Prova 830 para medir la temperatura, un piranómetro para registrar la irradiancia solar, y el sistema Prova 200 para obtener las curvas I-V, potencia y voltaje. Los resultados mostraron que el uso de PCM adecuado (RT42, con punto de fusión de 42 °C) permitió reducir la temperatura del módulo hasta en 10 °C y mejorar la potencia de salida en 5.2 %, con una eficiencia máxima alcanzada del 13.7 % frente al 13.4 % del panel sin enfriamiento. Por otro lado, el uso de PCM inadecuado (RT28) resultó tener un sobrecalentamiento y una pérdida de hasta 3 W en la producción de potencia.

Alshibil et al. (2023) diseñaron y determinaron experimentalmente la eficiencia eléctrica y térmica de un módulo fotovoltaico-térmico híbrido (BiF-PV/T) con una nueva configuración que combina aletas tipo louver con un tubo serpentino de cobre, usando aire y agua como fluidos de enfriamiento. Compararon tres configuraciones: un panel fotovoltaico convencional, un sistema PV/T enfriado por aire (a-PV/T) y el nuevo diseño BiF-PV/T. La instalación experimental se llevó a cabo en Hungría, empleando sensores de temperatura NTC, un piranómetro CM11-KIPP-ZONEN para la radiación solar, un registrador de datos

Denkovi, y mediciones eléctricas mediante sensores conectados a una SmartDEN. El sistema BiF-PV/T fue sometido a un flujo de aire forzado de 1.3 m/s y flujo de agua de 0.0281 kg/s. Los resultados mostraron que el BiF-PV/T logró reducir la temperatura de celda en hasta 19.2 °C respecto al panel convencional, mejorando la eficiencia eléctrica en un 27.7 % comparado con el sistema PV y en 12.76 % respecto al a-PV/T. Asimismo, la eficiencia térmica alcanzó un promedio de 66.17 %, frente al 34.26 % del sistema con enfriamiento por aire.

Bassam et al. (2023) estimaron el desempeño térmico y eléctrico de un sistema fotovoltaico-térmico (PVT) que incorpora tubos con micro aletas, cintas helicoidales en sentido antihorario y PCM nanoestructurados (nano-PCM) con nanopartículas de carburo de silicio (SiC), con el propósito de mejorar la eficiencia total del sistema. El experimento fue realizado en condiciones controladas utilizando un simulador solar con irradiancias de 600 a 1000 W/m² y un sistema de medición compuesto por un piranómetro, un analizador de curvas I-V MP-11 EKO, termopares tipo K y RTD, un registrador de datos Datataker DT85G, y un caudalímetro electromagnético DHYB-800. Probaron seis configuraciones, siendo la más avanzada la que utilizó nano fluido de SiC al 0.6 % y nano-PCM al 1 % como medios de enfriamiento. Esta configuración logró una reducción de temperatura del panel desde 86.2 °C hasta 41.9 °C, una eficiencia eléctrica del 10.6 % y una eficiencia térmica del 83.8 %, alcanzando una eficiencia total de hasta 94.1 %, superando significativamente al panel convencional.

Chea et al. (2023) desarrollaron y validaron un modelo experimental para evaluar el desempeño térmico y eléctrico de un módulo fotovoltaico de 320 Wp con enfriamiento evaporativo, con el objetivo de reducir la temperatura operativa y mejorar la generación eléctrica bajo climas tropicales de Chiang Mai y áridos de Ourgla, Argelia. Para ello, instalaron una almohadilla hidrofílica compuesta de celulosa y polipropileno de 5 mm de espesor en la parte posterior del módulo, la cual fue humedecida con un flujo de agua controlado de 0.3 L/min sin goteo, utilizando un tanque de 250 L y una bomba DC de 5.2 W. La medición de temperaturas fue realizada con termopares tipo K y un registrador de datos S220-T8; la irradiancia solar fue registrada con un piranómetro CMP3 Kipp y Zonen conectado a un datalogger Hukseflux LI-19; y los parámetros eléctricos con un analizador solar Prova 210. Los resultados mostraron que el sistema con enfriamiento evaporativo redujo la temperatura del módulo entre 15 y 23 °C, y mejoró la eficiencia eléctrica en hasta 14.7 %, con un incremento de 15.6 % en la potencia generada en días nublados. Al realizar simulaciones, mostraron que, bajo el clima tropical, la energía eléctrica mensual total y neta aumentó en 7.04 % y 4.5 %, respectivamente; mientras que, en la región árida, el incremento fue de 8.6 % y 6.5 %.

Naqvi et al. (2023) incrementaron la eficiencia eléctrica de un módulo fotovoltaico mediante el desarrollo y evaluación experimental de un sistema híbrido fotovoltaico-térmico (PVT) que integra un tanque de almacenamiento de agua en la parte posterior del panel, permitiendo un doble aprovechamiento energético: generación eléctrica y producción de agua caliente para aplicaciones domésticas. Utilizaron dos módulos monocristalinos de 170 W; uno modificado con tanque de agua de 150 cm × 66 cm × 4 cm recubierto con aluminio, y otro como panel de referencia. La medición de radiación solar fue adquirida con un piranómetro, mientras que multímetros digitales registraron voltaje y corriente, y termómetros digitales midieron las temperaturas del agua y de las superficies. Durante diez días de prueba, ambos paneles fueron inclinados a 25° y orientados al sur en Karachi, Pakistán. Los resultados mostraron que el sistema híbrido logró reducir en promedio un 30.7 % la temperatura de celda, aumentando la eficiencia eléctrica hasta un 14 %, frente a un 11.9 % del panel convencional, con una eficiencia promedio de 13.5 % y una eficiencia térmica de 36.5 %, lo que permitió un aprovechamiento total del 50.04 % de la radiación solar incidente.

Sornek et al. (2023) evaluaron experimentalmente el rendimiento eléctrico de un sistema fotovoltaico térmico concentrado a microescala (CPVT) basado en un colector parabólico lineal, con tal de aumentar la eficiencia de conversión de celdas solares mediante concentración solar, seguimiento solar y enfriamiento. El sistema fue construido en el AGH University of Science and Technology (Polonia) e incluyó un colector parabólico de 2 m con superficie curva optimizada por simulación en TracePro, un receptor hexagonal de aluminio con área de intercambio de 0.6 m², celdas solares monocristalinas (front-contact y back-contact), un sistema de seguimiento solar biaxial motorizado, piranómetro, sensores de temperatura, medidores de voltaje y corriente, y un controlador WAGO PFC200 PLC con visualización en CoDeSys. Construyeron cuatro escenarios operativos, combinando concentración, seguimiento y enfriamiento con agua a 20 °C como fluido térmico. Los resultados mostraron que la potencia de salida máxima aumentó de 14.5 W a 18.6 W con front-contact y hasta 19.4 W con back-contact al usar concentración, seguimiento y enfriamiento (escenario S4). El uso de celdas back-contact permitió un incremento del 4.3 % adicional frente a las front-contact. Además, demostraron que operar el receptor en el punto focal óptimo (33.3 cm) incrementó la potencia en 3.9 % frente a ubicaciones desplazadas. En condiciones estándar y con 72 celdas, la potencia estimada fue de 119.6 W al trabajar con celdas back-contact.

Xu et al. (2023) investigaron experimentalmente el efecto del enfriamiento pasivo mediante PCM (principalmente parafina) sobre la eficiencia térmica y eléctrica de paneles fotovoltaicos, con el fin de mitigar el sobrecalentamiento y mejorar el rendimiento. Diseñaron una plataforma experimental en interiores compuesta por un sistema de

simulación solar con una lámpara de xenón de 5 A, dos paneles solares de 12 W (tipo 1612), sensores de temperatura tipo K conectados a un registrador BCL2032P, un medidor de radiación solar FSP10, y un analizador de parámetros fotovoltaicos PROVA 210, todo bajo irradiancia constante de $1000 \pm 10 \text{ W/m}^2$ y temperatura ambiente de 7.3°C . Uno de los paneles fue modificado con una capa de 30 mm de parafina fundida en la cara posterior. Los resultados mostraron que el PCM logró reducir la temperatura promedio de la superficie superior del panel en 33.9°C y la posterior en 36.5°C en 300 minutos. Además, la potencia de salida se incrementó en 1.35 W y la eficiencia máxima en 1.6 %, mientras que el tiempo requerido para retornar a temperatura ambiente fue significativamente mayor en el sistema con PCM (480 min) frente al panel sin enfriamiento (60 min), lo que evidencia la capacidad para disminuir fluctuaciones térmicas y prolongar la vida útil del sistema fotovoltaico.

1.2.4 Trabajos teórico-experimentales

En este último apartado de la revisión literaria, se muestran artículos que analizan técnicas de enfriamiento aplicada a paneles fotovoltaicos, así como aspectos relacionados sobre la geometría solar, incluyendo parámetros y variables que describen el movimiento aparente del sol.

Kiyaninia et al. (2019) analizaron un sistema de enfriamiento evaporativo con almohadillas de 15 y 30 cm, logrando eficiencias de hasta 40% y reducción del 55% en la temperatura de trabajo. Gleebratum y Salakij (2020) usaron mechas de algodón y midieron datos con multímetro digital, anemómetro VICTOR 816B y termopares tipo K conectados a un DIGICON DP-74SD, reduciendo 24.5°C la temperatura del panel. Hasan et al. (2020) fabricaron un sistema con almohadilla de lana de madera y aletas, empleando termopares tipo K con un registrador BTM-4208SD, piranómetro A-TES 1333R, sensor de velocidad Kaindl Wind Master 2 y sensor UNI-T UT332, obteniendo mejoras del 32.7% en potencia. Kadhim y Aljubury (2020) realizaron el mismo sistema, pero usando agua subterránea y un Arduino como adquisidor de datos, logrando hasta 16% de incremento en eficiencia. Ramkumar et al. (2020) compararon sistemas PV enfriados por agua con eficiencias de hasta 62%. Casado et al. (2021) instrumentaron un sistema con sensores de corriente, voltaje, irradiancia y temperatura, mejorando un 10% la potencia de salida. Dida et al. (2021) usaron multímetros y termopares tipo K para la caracterización de un sistema de enfriamiento pasivo en un panel fotovoltaico, logrando una mejora de 14.75% en la eficiencia eléctrica. Haidar et al. (2018) desarrollaron modelos de experimentación que redujeron hasta 20°C la temperatura de trabajo, aumentando 14% la eficiencia. Alktranee y Bencs (2022) lograron un 53% en la mejora de la eficiencia de paneles utilizando mechas de algodón. Chandrasekar y Senthilkumar (2022) instrumentaron con un multímetro y termopares tipo K, logrando disminuciones de 14% en la temperatura del panel. Kamil y Abd. (2022) mejoraron un 15%

en la producción eléctrica de un panel mediante una chimenea evaporativa. Khelfaoui et al. (2022) usaron sensores tipo K y analizador VA200, optimizando el caudal y distancia de sistemas de almacenamiento de agua para refrigerar un panel solar. Lucas et al. (2017) emplearon una chimenea solar con disipación térmica de 1500 W y una mejora de 7.6% en la eficiencia térmica. Mahmood y Aljubury (2023) usaron almohadillas de diferentes espesores, caudales y velocidades de aire, alcanzando hasta 20% de mejora en eficiencia. Žižak et al. (2022) reportaron incrementos del 9.6% en producción de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos en ocho ciudades. Almuwailhi y Zeitoun (2023) lograron aumentos del 4.4% de la eficiencia eléctrica de paneles con tela humedecida y convección forzada. Irfan Sadaq et al. (2023) reportaron mejoras del 8% en eficiencia eléctrica con distintas inclinaciones y materiales de panel. Suresh et al. (2023) implementaron humidificación con arpillera y tanque de agua, mejorando 10% la eficiencia térmica. Yang et al. (2024) diseñaron un sistema de enfriamiento por aspersión de agua que aumentó hasta un 16.7% la eficiencia eléctrica de un panel fotovoltaico en condiciones de verano.

1.2.5 Conclusión de la revisión literaria

En los trabajos revisados se identificó que las metodologías simplificadas para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos se basan predominantemente en el uso HSP, considerando únicamente la irradiancia global como parámetro principal. Aunque su aplicación es ampliamente difundida debido a la facilidad y rapidez de implementación, estas metodologías se fundamentan en valores promediados que limitan su precisión. En contraste, las metodologías especializadas incorporan modelos matemáticos detallados, basados en el circuito equivalente de una celda fotovoltaica, así como herramientas de simulación computacional, lo cual permite obtener estimaciones más precisas al compararlas con datos experimentales. Estas metodologías consideran una mayor cantidad de variables, tanto eléctricas como térmicas, incluyendo las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos. Asimismo, diversos autores señalan que la elección del modelo matemático debe responder al nivel de exactitud requerido y a la disponibilidad de datos de entrada. Finalmente, los estudios experimentales revisados destacan la importancia de una correcta instrumentación, detallando la disposición de sensores analógicos y digitales, así como del controlador de potencia, para la obtención fiable de parámetros térmicos y eléctricos del sistema.

1.3 Objetivos

1.3.1 General

Realizar un estudio sobre los modelos matemáticos para el cálculo de la generación de energía eléctrica de un panel solar fotovoltaico con datos experimentales obtenidos en el Estado de Morelos.

1.3.2 Específicos

- Calcular la energía eléctrica producida por un panel fotovoltaico en el Estado de Morelos.
- Seleccionar los modelos matemáticos para el cálculo de la generación de energía eléctrica de paneles fotovoltaicos a utilizar en el presente estudio.
- Validar los resultados obtenidos de los modelos matemáticos con datos experimentales.
- Realizar simulaciones de la generación de energía eléctrica de un panel fotovoltaico en el Estado de Morelos durante un año.

1.4 Alcance y limitaciones

Se realizará un estudio experimental sobre la generación de energía eléctrica de un panel fotovoltaico en el Estado de Morelos. Se hará una selección de los modelos matemáticos utilizados por la comunidad científica y la industria para calcular la energía eléctrica generada por paneles fotovoltaicos. Se llevará a cabo la comparación de los resultados obtenidos mediante los modelos matemáticos seleccionados con los datos recopilados del estudio experimental. Se efectuará la simulación de la generación de energía eléctrica anual de un panel fotovoltaico con los modelos matemáticos seleccionados utilizando datos meteorológicos correspondientes al Estado de Morelos.

1.5 Estructura de la tesis

El desarrollo de este trabajo se ha dividido en cinco capítulos, el **Capítulo 1: Introducción** presentó el panorama solar fotovoltaico en México con base a la generación eléctrica; al igual que la revisión bibliográfica de las metodologías existentes, trabajos experimentales, modelos matemáticos que han sido reportadas, además, se describe la problemática del estudio, los objetivos, los alcances y la estructura general de los capítulos. El **Capítulo 2: Fundamentos teóricos** presenta las definiciones necesarias para el análisis de sistemas fotovoltaicos. Se abordan temas como la geometría solar, la conversión de energía solar en electricidad y el comportamiento eléctrico de las celdas fotovoltaicas mediante sus curvas características y el punto de máxima potencia. Además, se describe el circuito equivalente de la celda y los sensores utilizados para la adquisición de datos experimentales.

Posteriormente, el **Capítulo 3: Metodología** describe el proceso metodológico, el cual se estructuró en diversas etapas que comprenden: el diseño del módulo experimental, la construcción y ejecución de pruebas, la medición y análisis de parámetros relevantes, el estudio y formulación de modelos matemáticos, así como la validación de datos experimentales y la realización de simulaciones anuales. Además, se incluye un caso de estudio enfocado en un sistema fotovoltaico autónomo aplicado a una residencia. En el **Capítulo 4: Interpretación y análisis de resultados** se presentan e interpretan de forma detallada los resultados obtenidos del análisis comparativo de la energía generada por el panel fotovoltaico, así como los parámetros de salida proporcionados por el modelo de simulación del caso de estudio. Finalmente, el **Capítulo 5: Conclusiones y recomendaciones** presenta las conclusiones derivadas de los resultados obtenidos, así como recomendaciones para trabajos futuros

Capítulo 2. Fundamentos teóricos

En el presente capítulo se establecen los fundamentos teóricos esenciales para el análisis y comprensión del proceso de generación eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos. Se abordan aspectos clave de la geometría solar para determinar la disponibilidad del recurso solar en función de la posición relativa entre el Sol y la superficie receptora. Asimismo, se describen los principios de conversión de energía solar fotovoltaica, con énfasis en los parámetros eléctricos característicos de la celda, incluyendo la relación entre corriente, voltaje y potencia mediante las curvas corriente–voltaje y potencia–voltaje, así como su vinculación con el MPP.

Adicionalmente, se detalla la estructura y comportamiento del circuito equivalente de una celda fotovoltaica, especificando la función de cada uno de los componentes eléctricos. Finalmente, se presentan los principales sensores digitales y analógicos empleados en la adquisición de datos experimentales.

2.1 Principios fundamentales de la energía solar

En la actualidad, la transición hacia fuentes de energía sostenibles ha adquirido una importancia creciente. Las energías renovables, reconocidas por su capacidad de regeneración y por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en la generación eléctrica, se han consolidado como elementos clave en la lucha contra el cambio climático. Entre estas fuentes, la energía solar fotovoltaica destaca por su potencial para convertirse en una solución viable y accesible, capaz de satisfacer una parte significativa de la demanda energética global. Se estima que la Tierra recibe aproximadamente 1.8×10^{11} MW de energía solar, lo que representa más de mil veces el consumo energético mundial combinado (Sheik et al., 2022). Esta disponibilidad subraya el enorme potencial de la energía solar para cubrir una porción considerable de la demanda global.

2.2 Geometría solar

El aspecto principal en el diseño de sistemas fotovoltaicos se caracteriza en la posición del Sol. La adecuada consideración de los ángulos involucrados en la geometría solar permite optimizar la orientación del sistema y maximizar la captación de irradiancia. Esta caracterización geométrica es crucial para incrementar la precisión de las simulaciones energéticas y constituye un elemento técnico esencial en el dimensionamiento, análisis de desempeño y evaluación de la viabilidad de instalaciones fotovoltaicas (Bulnes y Brown, 2015).

2.2.1 El sol

El Sol es una esfera de plasma extremadamente caliente y dinámico, con un diámetro de 1.39×10^9 m y una distancia media de 1.5×10^{11} m respecto a la Tierra, cuya rotación diferencial evidencia una naturaleza no sólida. La temperatura efectiva de cuerpo negro es de 5777 K, aunque en el núcleo alcanza entre 8×10^6 y 40×10^6 K, con una densidad cerca de 100 veces la del agua. Funciona como un reactor de fusión nuclear sostenido por confinamiento gravitacional, en el cual el hidrógeno se convierte en helio, liberando energía según la equivalencia masa-energía. Esta energía se transporta hacia la superficie mediante procesos de transferencia de calor de radiación y convección, con una emisión espectral que evoluciona desde rayos gamma en el núcleo hasta radiación visible en la fotosfera. La fotosfera, capa emisora principal, muestra granulación superficial y fenómenos como poros y manchas solares, y se encuentra rodeada por la atmósfera solar, que incluye la capa de inversión, la cromosfera y la corona, todas con propiedades térmicas y densimetrías particulares. En conjunto, la estructura estratificada del Sol y los gradientes físicos que la componen determinan una emisión de radiación compleja, no equivalente a un cuerpo negro

ideal, cuya caracterización espectral ha sido obtenida mediante observaciones experimentales detalladas (Duffie y Beckman, 2013).

2.2.2 Radiación sobre la superficie terrestre

Se define como el flujo de energía que se recibe del Sol en forma de ondas electromagnéticas que permite la transferencia de energía solar a la superficie terrestre. Estas ondas electromagnéticas son de diferentes frecuencias y aproximadamente la mitad de las que se reciben están entre los intervalos de longitud de onda de $0.4\ \mu\text{m}$ y $0.7\ \mu\text{m}$, y pueden ser detectadas por el ojo humano, constituyendo lo que se conoce como luz visible (Bulnes y Brown, 2015).

La Figura 2.1 visualiza los componentes que conforman la radiación solar global incidente sobre una superficie. Esta se compone de: radiación directa, correspondiente a la fracción de radiación extraterrestre que alcanza la superficie terrestre sin haber sido alterada significativamente en su trayectoria; radiación difusa, originada por los procesos de dispersión, reflexión, refracción y absorción que sufre la radiación solar al interactuar con las partículas y gases presentes en la atmósfera; y radiación reflejada o albedo, que se refiere a la fracción de la radiación incidente que es reflejada por la superficie terrestre, dependiendo de las propiedades ópticas y el coeficiente de reflectancia del material.



Figura 2.1 Componentes de la radiación global (Bulnes y Brown, 2015).

2.2.3 Modelo de Reindl para la descomposición de la radiación solar

El modelo de Reindl es un modelo empírico utilizado para descomponer la radiación solar global en sus dos componentes: Radiación directa (o de haz) y Radiación difusa.

Este modelo se basa en la relación entre la fracción difusa y el índice de claridad (clearness index, K_t). Fue desarrollado por Reindl et al. (1990) como una mejora de los modelos previos (como el de Liu-Jordan y Erbs), proporcionando mayor precisión en condiciones de nubosidad variable.

El modelo estima la fracción difusa (F_d) a partir del índice de claridad, que se define a partir de la Ecuación 2.1:

$$K_t = \frac{G_L}{G_{sc}} \quad (2.1)$$

Donde G_L es la radiación solar total medida en la superficie horizontal (W/m^2) y G_{sc} es la radiación extraterrestre en la parte superior de la atmosfera (Constante solar equivalente a 4921.2 kJ/hr.m^2 o 1367 W/m^2).

El modelo de Reindl clasifica la fracción difusa en tres rangos:

- Si $K_t \leq 0.3$:

$$F_d = 1 - 0.249K_t \quad (2.2)$$

- Si $0.3 < K_t \leq 0.78$:

$$F_d = 1.557 - 1.84K_t + 0.622K_t^2 \quad (2.3)$$

- Si $K_t > 0.78$:

$$F_d = 0.177 \quad (2.4)$$

Asimismo, el cálculo de la radiación difusa y directa se dan mediante la Ecuación 2.5 y la Ecuación 2.6:

$$G_d = F_d \times G \quad (2.5)$$

$$G_b = G - G_d \quad (2.6)$$

Donde G_d es la radiación difusa y G_b es la radiación directa.

2.2.4 Geometría solar

La tierra gira sobre el propio eje que tiene cada 24 horas por lo que la velocidad angular es de 15° por hora. Del mismo modo, esta gira alrededor del Sol una vez cada año y tiene una inclinación de 23.45° respecto al plano de rotación de la Tierra alrededor del Sol.

La Figura 2.2 ilustra la geometría del movimiento aparente del Sol en relación con la inclinación del eje terrestre. Durante el solsticio de invierno (alrededor del 21 de diciembre), el hemisferio norte se encuentra inclinado en dirección opuesta al Sol, lo que provoca que, al mediodía solar, el astro se ubique en una latitud de 23.45° sur, correspondiente al Trópico de Capricornio. En contraste, durante el solsticio de verano (alrededor del 21 de junio), el hemisferio norte se orienta hacia el Sol, posicionándolo al mediodía en una latitud de 23.45° norte, sobre el Trópico de Cáncer. Estos ángulos extremos definen los límites latitudinales de los trópicos. Por otro lado, durante los equinoccios de marzo y septiembre, el eje terrestre no presenta inclinación respecto a la dirección del Sol, lo que provoca que este se ubique verticalmente sobre el ecuador al mediodía, marcando una distribución simétrica de la radiación solar entre ambos hemisferios (Pérez, 1984).

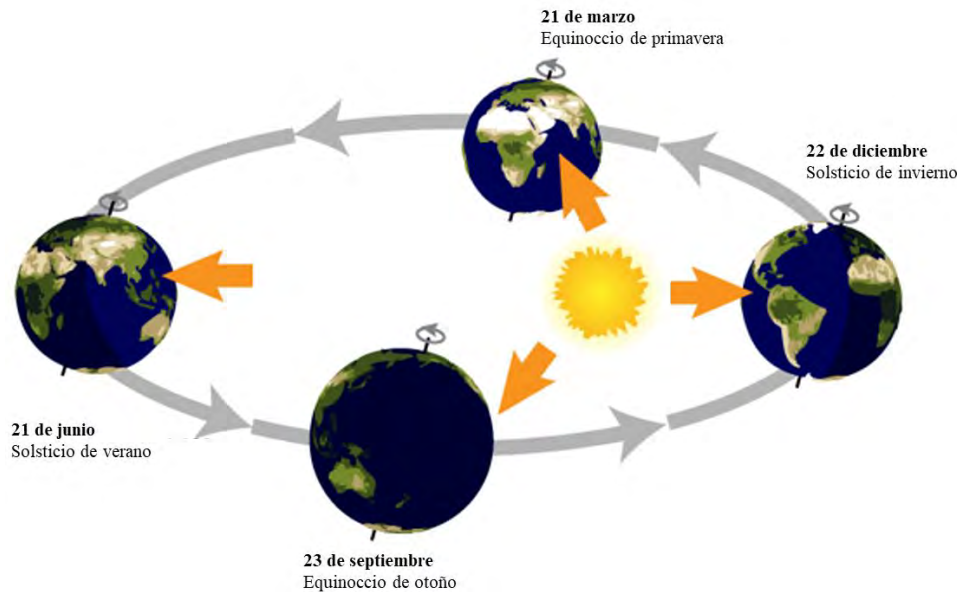


Figura 2.2 Órbita terrestre alrededor del sol (Pérez, 1984).

Las relaciones geométricas entre un plano con cualquier orientación particular respecto a la Tierra en un momento dado (ya sea que dicho plano esté fijo o en movimiento con respecto a la Tierra) y la radiación solar directa entrante —es decir, la posición del Sol respecto a ese plano— pueden describirse mediante varios ángulos (Benford y Bock, 1939). Algunos de estos ángulos se muestran en la Figura 2.3. Los ángulos y un conjunto de convenciones de signos consistentes se detallan a continuación:

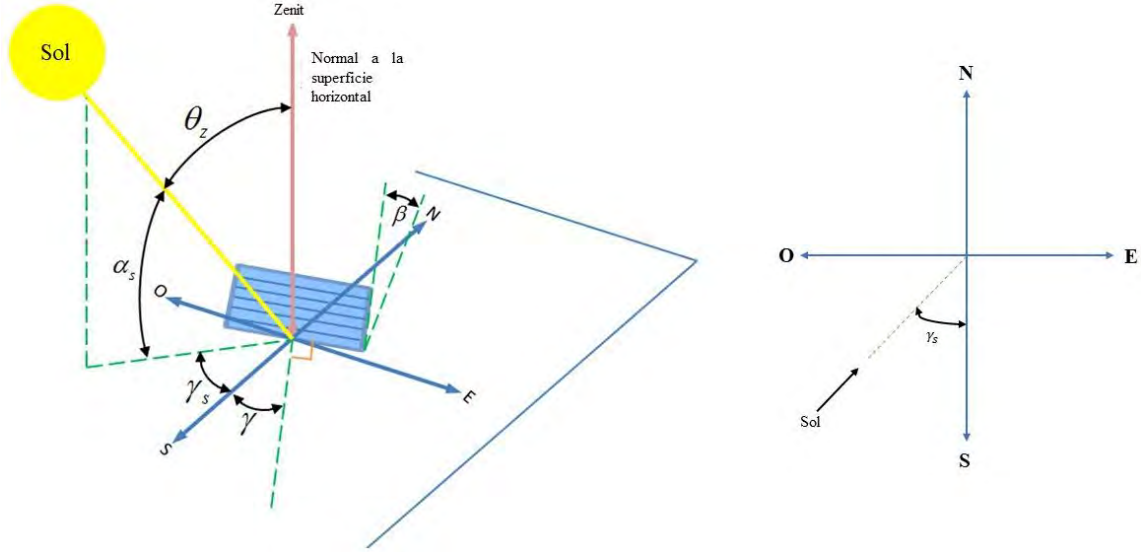


Figura 2.3 Definición de los ángulos solares con respecto a una superficie (Benford y Bock, 1939).

θ_z **Ángulo cenital:** es el ángulo entre la vertical y la línea que une un punto con el Sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre una superficie horizontal. El comportamiento del ángulo cenital se muestra en la Ecuación 2.7:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta \\ & - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (2.7)$$

α_s **Ángulo de altitud solar:** es el ángulo entre la horizontal y la línea que une un punto con el Sol, es decir, el complemento del ángulo cenital.

γ **Ángulo acimutal de la superficie:** es la desviación de la proyección sobre un plano horizontal de la normal a la superficie respecto al meridiano local, tomando como referencia cero hacia el sur, valores negativos hacia el este y positivos hacia el oeste; con un rango definido de $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$.

γ_s **Ángulo acimutal solar:** es el desplazamiento angular desde el sur de la proyección de la radiación directa sobre el plano horizontal. Los desplazamientos hacia el este del sur se consideran negativos, mientras que los desplazamientos hacia el oeste del sur se consideran positivos.

β_z **Inclinación:** es el ángulo entre el plano de la superficie en cuestión y la horizontal, con un rango de $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$. Un valor de $\beta > 90^\circ$ indica que la superficie tiene una componente orientada hacia abajo.

ε **Cambio en el tiempo solar:** El tiempo solar se basa en el movimiento angular aparente del sol a través del cielo, donde el mediodía solar es el momento en que el sol cruza el meridiano del observador. Este parámetro se usa para tener en cuenta las diferencias entre el tiempo solar y el tiempo local. La Ecuación 2.8 describe este parámetro:

$$\varepsilon = L_{st} - L_{loc} \quad (2.8)$$

Donde L_{st} es el meridiano estándar para la zona horaria local y L_{loc} es la longitud de la ubicación en cuestión. Los ángulos de longitud se consideran positivos hacia el oeste y negativos hacia el este.

2.3 Principios generales de la energía solar fotovoltaica

La conversión de la radiación solar en energía eléctrica se caracteriza con el efecto fotovoltaico, un fenómeno de naturaleza físico-química descubierto por Becquerel en 1839. La Figura 2.4 ilustra este principio, el cual consiste en la generación de una corriente eléctrica cuando ciertos materiales semiconductores son expuestos a la radiación electromagnética proveniente del Sol. Por definición, el efecto fotovoltaico se refiere al proceso mediante el cual se induce una diferencia de potencial eléctrico entre dos regiones de un material como resultado de la absorción de fotones, lo que provoca la excitación de electrones y su posterior movimiento, posibilitando así la conversión directa de energía solar en electricidad (Boxwell, 2012).

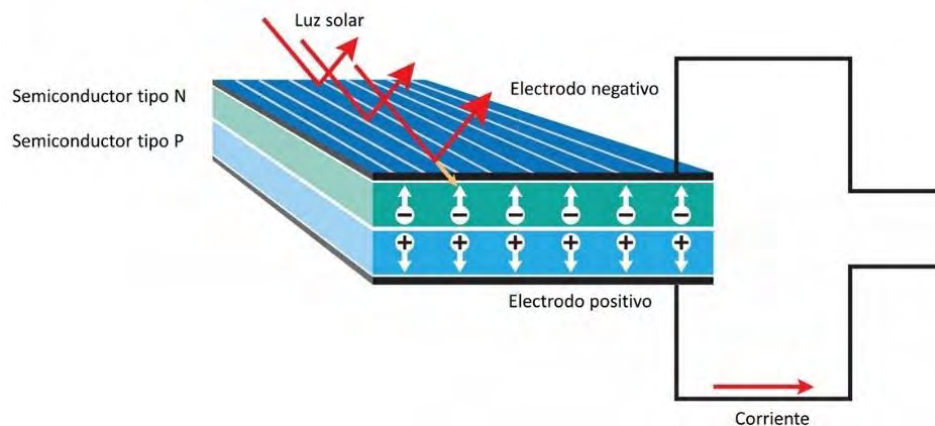


Figura 2.4 Efecto fotovoltaico (Boxwell, 2012).

2.3.1 Parámetros que definen una célula fotovoltaica.

Un panel o módulo fotovoltaico es un dispositivo compuesto por un conjunto de celdas solares interconectadas. Estas tecnologías se caracterizan por una serie de parámetros eléctricos, térmicos y mecánicos que deben ser cuidadosamente evaluados tanto en el proceso de selección como en el diseño técnico de un sistema fotovoltaico. Para ello, las hojas de datos o fichas técnicas proporcionadas por los fabricantes constituyen una fuente esencial de información, al incluir variables clave que permiten realizar comparaciones objetivas entre diferentes modelos y marcas disponibles en el mercado, así como garantizar la compatibilidad y eficiencia del sistema propuesto. Estos documentos técnicos suelen estar estructurados en secciones, entre las que destacan: Condiciones Estándar de Prueba (STC, por sus siglas en inglés), que establecen el marco de referencia para los valores eléctricos nominales; Temperatura de Operación Nominal de la Célula (NOCT, por sus siglas en inglés), que permite estimar el comportamiento térmico en condiciones más cercanas a las de operación. Los Parámetros eléctricos y térmicos se definen a continuación (Boxwell, 2012).

STC: constituyen un conjunto de parámetros de referencia utilizados para la caracterización y comparación de módulos fotovoltaicos en condiciones controladas de laboratorio. Estas condiciones consisten en una irradiancia de 1000 W/m^2 , una temperatura de célula de 25°C y una masa de aire (AM) de 1.5, las cuales simulan un entorno solar estándar representativo del mediodía en latitudes medias. Bajo estas condiciones, los fabricantes determinan los valores nominales de salida eléctrica, como la potencia máxima (P_{max}), la tensión en circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}).

Corriente de corto circuito (I_{sc}): Es la corriente máxima que puede entregar una célula a tensión nula, en determinadas condiciones de radiación y temperatura. Se puede medir directamente con un amperímetro conectado a la salida de la célula fotovoltaica.

Voltaje de circuito abierto (V_{oc}): representa el valor máximo de voltaje que una celda fotovoltaica puede generar en ausencia de carga eléctrica, es decir, cuando la corriente es nula, bajo condiciones específicas de irradiancia y temperatura. Este valor es importante para dimensionar adecuadamente el número de módulos a conectar en serie, asegurando que la tensión total del arreglo sea compatible con los límites de entrada del inversor o del controlador de carga, evitando así sobrecargas o pérdidas de eficiencia en el sistema.

Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito (α): cuantifica la variación relativa de la I_{sc} de un módulo fotovoltaico ante cambios en la temperatura de operación de la célula. Expresado típicamente en $\%/^{\circ}\text{C}$ o $\text{A}/^{\circ}\text{C}$, este coeficiente refleja el comportamiento fotoeléctrico del semiconductor al incrementarse la temperatura, lo cual generalmente provoca un ligero aumento en la corriente generada debido a una mayor excitación térmica de portadores de carga.

Coefficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto (β): describe la variación del V_{oc} de un módulo fotovoltaico en función de los cambios en la temperatura de la célula. Este coeficiente, expresado generalmente en $\text{V}/^{\circ}\text{C}$ o $\%/^{\circ}\text{C}$, presenta un valor negativo, lo que indica que a medida que aumenta la temperatura, el voltaje generado por el módulo disminuye. Este comportamiento se debe a la reducción del ancho de banda prohibida (bandgap, por su nombre en inglés) del material semiconductor, lo cual afecta negativamente el potencial de barrera interna.

2.3.2 Seguimiento del punto máximo de potencia

Los paneles fotovoltaicos generan una salida de voltaje y corriente cuya magnitud depende directamente de la irradiancia solar incidente y de la temperatura ambiente en condiciones operativas. A partir de estas variables, se obtienen las curvas características del módulo, las cuales representan el comportamiento eléctrico del dispositivo bajo diferentes condiciones. Estas curvas, denominadas corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V), permiten analizar el punto de operación óptimo, conocido como MPP, y son importantes para el diseño, simulación y evaluación del desempeño de sistemas fotovoltaicos. La Figura 2.5 ilustra dichas curvas, evidenciando cómo varían los parámetros eléctricos frente a cambios en las condiciones de irradiación y temperatura.

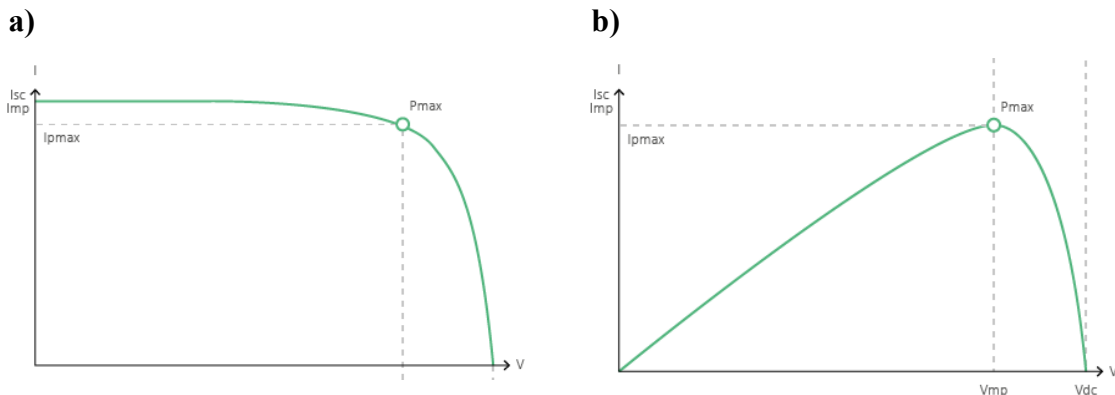


Figura 2.5 a) Curva característica I-V y b) Curva característica de P-V (Xu, et al., 2024).

El MPP es el punto de operación de los paneles PV en el que entrega su máxima potencia a la carga y está determinado por una corriente máxima (I_{mp}) y un voltaje máximo (V_{mp}) (Xu, et al., 2024).

2.4 Estudio y selección de los modelos matemáticos

En el estudio de la generación de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos, se emplean dos enfoques metodológicos complementarios que permiten evaluar el desempeño del sistema desde diferentes niveles de detalle: el modelo basado en HSP y el modelo eléctrico equivalente de cuatro parámetros. El primero es una metodología simplificada utilizada comúnmente en etapas de dimensionamiento fotovoltaico, en la cual se estima la energía generada a partir de la potencia nominal del generador bajo las STC, la eficiencia global del sistema y la irradiancia solar expresada como HSP, definida como el número de horas al día en las que la irradiancia equivale a 1000 W/m^2 , siendo útil para obtener una aproximación rápida del potencial energético. En contraste, el modelo eléctrico equivalente de cuatro parámetros permite simular el comportamiento eléctrico no lineal de una celda fotovoltaica mediante un circuito que incorpora diferentes componentes, cuya relación se describe mediante una ecuación exponencial dependiente del voltaje, la temperatura y las características físicas del material semiconductor. Este modelo resulta esencial para el análisis detallado de curvas I-V y P-V, la identificación de pérdidas internas, y la evaluación del rendimiento bajo condiciones variables de operación. La implementación de este modelo se realiza en plataformas TRNSYS, permitiendo integrar factores térmicos, eléctricos y ambientales en estudios de simulación avanzada.

En esta sección se presenta la selección de los modelos matemáticos correspondientes a cada una de las metodologías, así como el desarrollo matemático requerido para su estudio. Se establecen las formulaciones teóricas que sustentan el comportamiento eléctrico del sistema fotovoltaico.

2.4.1 Horas Sol Pico

Las HSP se definen como el número de horas al día en las que la irradiancia solar tiene una intensidad equivalente a 1000 W/m^2 (Ríos y Benavides, 2017). La Figura 2.6 muestra de manera gráfica las HSP.

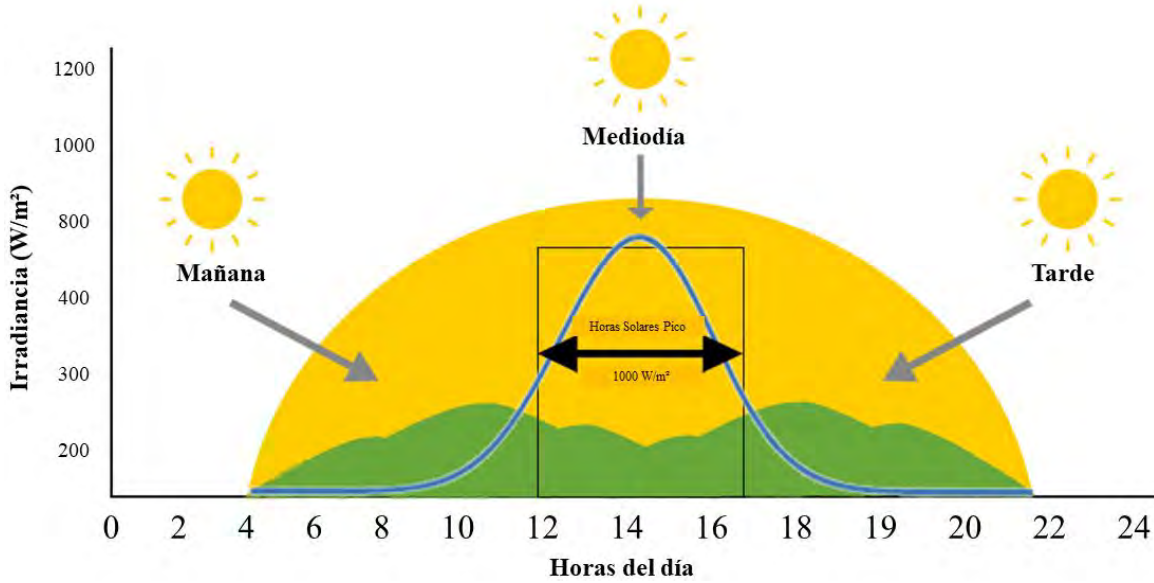


Figura 2.6 Horas Pico Solares (Ríos y Benavides, 2017).

En términos técnicos, las HSP representan la energía solar total diaria recibida por unidad de área, expresada como una cantidad de horas con irradiación constante de 1000 W/m². La Ecuación 2.9 presenta la representación de estas HSP:

$$HSP = \frac{G_L}{1000} \quad (2.9)$$

La mayoría de los estudios relacionados con la estimación de la generación energética de los paneles fotovoltaicos se basan en la recopilación de datos meteorológicos, principalmente la radiación solar global en el área de interés. Estos datos suelen obtenerse de fuentes confiables, como la plataforma Larc de la NASA. La interpretación de la información puede presentarse en diferentes escalas temporales, ya sea horaria, mensual o anual, dependiendo del objetivo del análisis.

La Ecuación 2.10 muestra a grandes rasgos el cálculo de la energía generada por un panel fotovoltaico utilizando las HSP:

$$E_g = P_{max} \cdot HSP \cdot \eta \quad (2.10)$$

Donde E_g es la energía generada por el panel en Wh, P_{max} es la potencia máxima nominal del panel en W y η es la eficiencia del panel.

Este método proporciona una estimación rápida del potencial energético de un panel fotovoltaico en un sitio dado, siempre y cuando se cuente con datos confiables de las HSP.

2.4.2 Modelos matemáticos para el cálculo de la potencia eléctrica generada por un PV

El estudio de los modelos matemáticos del circuito equivalente de una celda fotovoltaica es importante para comprender, predecir y analizar el comportamiento eléctrico de los paneles solares bajo diversas condiciones de operación. Estas ecuaciones permiten representar fenómenos clave como la generación de corriente por efecto fotoeléctrico, las pérdidas por resistencias internas, la recombinación de portadores y las respuestas dinámicas ante cambios en la irradiancia o temperatura. Desde modelos simples que facilitan análisis preliminares hasta modelos complejos que capturan efectos no lineales con mayor precisión, estas representaciones son esenciales para el diseño eficiente de sistemas fotovoltaicos, la estimación precisa de la energía generada y la integración confiable de estos sistemas en redes eléctricas o aplicaciones autónomas.

La Tabla 2.1 muestra los distintos modelos matemáticos del circuito equivalente de una celda fotovoltaica.

Tabla 2.1 Modelos matemáticos que conforman el circuito equivalente de una celda fotovoltaica.

Modelo	Ecuación característica	Tipo de tecnología	Limitaciones
Un diodo (Townsend, 1989)	$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V+IR_s}{nV_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$	Policristalino	No captura bien el comportamiento en condiciones externas
Ideal (Shockley, 1950)	$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V}{nV_t}} - 1 \right)$	Monocristalino	No considera pérdidas por resistencia
Dos diodos (Lindholm et al. 1955)	$I = I_L - I_{01} \left(e^{\frac{V+IR_s}{n_1V_t}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V+IR_s}{n_2V_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$	Silicio de alta eficiencia	Requiere más parámetros y difícil de ajustar
Capacitancia (Würfel y Würfel, 1969)	Misma ecuación que la de un diodo, pero se agrega un comportamiento transitorio: $i_C = C \frac{dV}{dt}$	Celdas en MPPT	Complejidad en simulaciones
Corriente constante (1990)	$I = I_L$	Estimaciones de energía	No representa el comportamiento real ante la variación del voltaje

Donde I es la corriente de salida, V es el voltaje en bornes del panel e I_L es la corriente fotogenerada. Los términos I_0 , I_{01} y I_{02} representan la corriente de saturación inversa del diodo, mientras que n , n_1 y n_2 son el factor de idealidad asociado a dichos dispositivos. El parámetro V_t se hace referencia al voltaje térmico, definido como $V_t = kT/q$, donde k es la constante de Boltzmann, T la temperatura absoluta y q la carga del electrón. De la misma

manera, R_s representa la resistencia en serie en Ω , R_{sh} es la resistencia en derivación y C es la capacitancia parasita de la celda.

Para el presente estudio se seleccionó el modelo matemático de un solo diodo (modelo de 4 parámetros), dado que el panel fotovoltaico empleado en el estudio corresponde a una tecnología de silicio policristalino, cuya representación eléctrica es adecuadamente capturada por dicho modelo. Además, en el entorno de simulación TRNSYS, se dispone de múltiples componentes (Types) para la modelación de sistemas fotovoltaicos, entre los cuales destaca el Type103b, que implementa específicamente el modelo de un solo diodo y está configurado para este tipo de tecnología, permitiendo una simulación realista del comportamiento eléctrico del módulo bajo diversas condiciones ambientales.

2.4.2.1 Descripción del circuito eléctrico equivalente en el modelo de cuatro parámetros

La Figura 2.7 ilustra el modelo físico de un circuito equivalente (basado) utilizado para calcular las características corriente-voltaje (I-V) de un módulo fotovoltaico. Este circuito consiste en una fuente de corriente continua, un diodo y una resistencia. La intensidad de la fuente de corriente depende de la radiación solar y las características I-V del diodo dependen de la temperatura (Townsend, 1989).

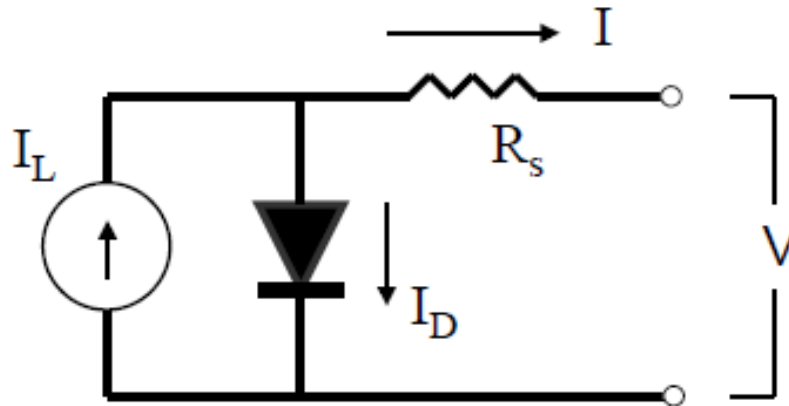


Figura 2.7 Circuito eléctrico equivalente de una celda fotovoltaica (Townsend, 1989).

El circuito equivalente está compuesto por los siguientes parámetros: I_L es la corriente fotogenerada, I representa la corriente de la celda fotovoltaica, I_D es la corriente del diodo, R_s corresponde a la resistencia en serie (caída de voltaje a la salida), y V es el voltaje de la celda.

2.4.2.2 Desarrollo del modelo matemático del circuito equivalente de una celda fotovoltaica policristalina

El modelo matemático adoptado se fundamenta en el circuito equivalente de cuatro parámetros propuesto por Townsend (1989), el cual permite predecir con media precisión las curvas I–V del panel fotovoltaico. Aunque los valores específicos de estos parámetros no suelen estar disponibles en las hojas técnicas proporcionadas por los fabricantes, el Type103 del entorno TRNSYS realiza su estimación de forma automática a partir de datos estándar comúnmente reportados.

Tal como se presentó en la sección 2.4.2.1, la Figura 2.7 representa el circuito equivalente de una celda fotovoltaica de cuatro parámetros utilizado en este estudio. Aplicando la Ley de Corrientes de Kirchhoff a dicho circuito, se obtiene la expresión de la corriente terminal de la celda, la cual se presenta en la Ecuación 2.11.

$$I = I_L - I_D \quad (2.11)$$

El primer término del lado derecho de la ecuación corresponde a la corriente de luz, que está relacionada con la irradiancia y la temperatura, al mismo tiempo, la corriente de luz medida en alguna condición de referencia, el cual se puede determinar a partir de la siguiente expresión.

$$I_L = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) (I_{L,ref} + \alpha_{sc}(T_c - T_{c,ref})) \quad (2.12)$$

Donde G , G_{ref} es la irradiancia real y la irradiancia en condiciones de referencia en W/m^2 , T_c , $T_{c,ref}$ es la temperatura de la celda real y la temperatura de la celda en condiciones de referencia en $^{\circ}C$ y α_{sc} es el coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito proporcionado por el fabricante en $A/^{\circ}C$.

El segundo término de la derecha es la corriente del diodo, que viene dada por la ecuación de Shockley:

$$I_D = I_o \left(e^{\left(\frac{q(V+IR_s)}{\gamma_f \cdot k \cdot T_c} \right)} - 1 \right) \quad (2.13)$$

Donde γ_f es el factor de forma, q es la constante de carga del electrón equivalente a $1.602 \times 10^{-19} \text{ } ^{\circ}C$ y k es la constante de Boltzmann equivalente a $1.381 \times 10^{-23} \text{ J/K}$.

La corriente de saturación inversa del diodo (I_o) se representa mediante la Ecuación 2.14.

$$I_o = D(T_c)^3 e^{\left(\frac{-q \epsilon G}{A k T_c} \right)} \quad (2.14)$$

Donde D es el factor difusor del diodo, ε_G es la energía del bandgap del material (1.12 eV para Si, 1.35 eV para GaAs) y A es el área de la celda.

La corriente de saturación inversa se calcula tomando la razón de la Ecuación 2.14 a dos temperaturas diferentes, eliminando así D . Similar a la determinación de I_L (Ecuación 2.12), I_o está relacionada con la temperatura y la corriente de saturación estimada en alguna condición de referencia, por lo que queda de la siguiente manera:

$$I_o = I_{o,ref} \left(\frac{T_C}{T_{C,ref}} \right)^3 e^{\left[\left(\frac{q\varepsilon_G}{kA} \right) \left(\frac{1}{T_{C,ref}} - \frac{1}{T_C} \right) \right]} \quad (2.15)$$

y así la característica I-V se describe con la Ecuación 2.16:

$$I = I_L - I_o \left(e^{\left(\frac{q(V+IRS)}{\gamma \cdot k \cdot T_C} \right)} - 1 \right) \quad (2.16)$$

Para una irradiancia, temperatura de la celda y parámetros de la celda dados, una relación continua de la corriente como función del voltaje se describe mediante la Ecuación 14. Es una ecuación implícita no lineal y debe resolverse numéricamente. La típica curva corriente-voltaje y potencia-voltaje descrita por esta ecuación se muestra en la Figura 2.8.

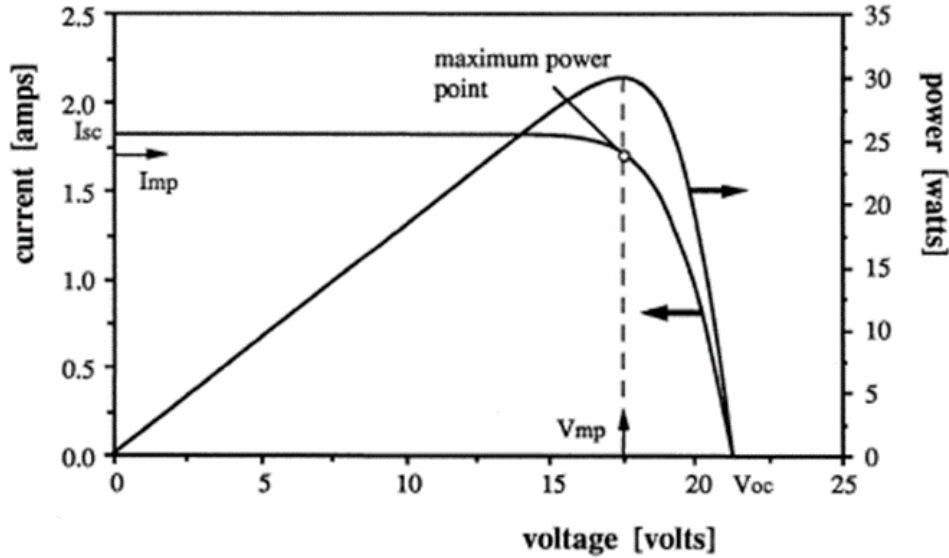


Figura 2.8 Características corriente-voltaje y potencia-voltaje para un módulo Solarex MSX-30, a 1000 W/m² y temperatura de la celda = 25°C (Townsend, 1989).

Al observar la curva I-V, la celda fotovoltaica actúa como una fuente de corriente constante a bajos voltajes, con una corriente aproximadamente igual a la corriente de cortocircuito (I_{sc}). Con el aumento del voltaje, en un cierto punto, la corriente comienza a disminuir exponencialmente hasta llegar a cero en el voltaje de circuito abierto (V_{oc}). En todo el

intervalo de voltaje, hay un punto en el que la celda opera con la mayor eficiencia, este es el punto de máxima potencia. El objetivo de la simulación del sistema es operar la celda en ese punto. Sin embargo, el diseño del sistema se complica por el hecho de que el punto de máxima potencia varía con la irradiancia y la temperatura.

2.5 Sensores analógicos y digitales

Un sensor hace referencia al dispositivo que proporciona una respuesta (normalmente mediante la generación de una señal eléctrica) frente a estímulos o señales físicas o químicas. Al realizar una medida se toma energía del medio donde se mide, y éste se perturba. Por ello, la energía tomada debe ser mínima y la señal de salida (resultado de la transformación de la energía tomada del medio) es pequeña (Norton, 1989).

Los sensores analógicos convierten una magnitud física continua en una señal eléctrica proporcional, generalmente en forma de voltaje, que requiere ser digitalizada mediante un convertidor analógico-digital (ADC) externo para su procesamiento. Por otro lado, los sensores digitales integran internamente un ADC y entregan directamente una señal codificada en formato binario, facilitando su lectura por microcontroladores.

DHT22: es un sensor digital de temperatura y humedad relativa el cual presenta un intervalo de operación de 0–100 % de humedad relativa y de -40 °C a 80 °C en temperatura además de que opera de 3 a 5 V en DC. Usa un sensor capacitivo de humedad y un termistor para las mediciones, provee una salida digital en el pin de datos (no se necesita una entrada análoga). La Figura 2.9 presenta los pines de conexión del sensor.

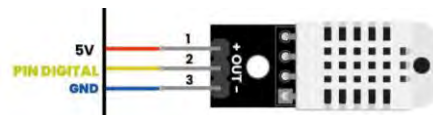


Figura 2.9 Sensor DHT22.

DS18B20: funciona para la medición de temperatura, tanto en ambientes domésticos como industriales. Permite medir temperaturas con un intervalo de -55 °C a 125 °C de forma fácil, con una precisión de $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ (de -10°C a $+85^{\circ}\text{C}$), además de estar sellado en un envoltorio estanco que permite sumergirlo en un líquido o protegerlo de la intemperie. La Figura 2.10 muestra los componentes del sensor.

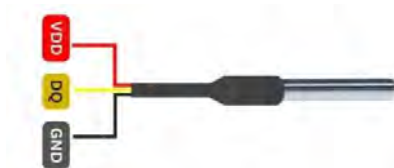


Figura 2.10 Sensor DS18B20.

Piranómetro SEM228T: es un sensor que mide la irradiancia solar global sobre una superficie horizontal, incluyendo tanto la radiación directa como la difusa del cielo. Permite medir radiaciones con un intervalo de 0 a 2000 W/m², una precisión de $\pm 3\%$ y una temperatura de trabajo de -40°C~60°C. Funciona mediante una termopila protegida por una cúpula que filtra radiación no deseada. La Figura 2.11 ilustra el piranómetro.



Figura 2.11 Piranómetro SEM228T

Sensor RTC DS3231: es un dispositivo de alta precisión que registra segundos, minutos, horas, día, fecha, mes y año, ajustando automáticamente la fecha al final de cada mes, incluyendo años bisiestos, lo que lo hace ideal para aplicaciones que requieren sincronización temporal confiable. Trabaja de 3.3 a 5 V de DC, con año válido hasta el año 2100 y compensación de año bisiesto. La Figura 2.12 muestra la composición del reloj.

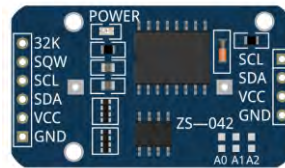


Figura 2.12 Reloj RTC DS3231.

Módulo de tarjeta micro SD: Permite el almacenamiento de datos a través de un archivo genérico por medio de una tarjeta de memoria microSD e interconectada al microcontrolador. Trabaja con un voltaje de 4.5V ~ 5.5V DC, soporta una Memoria micro SD clásica de 2 GB y el tipo de comunicación es SPI. La Figura 2.13 muestra el componente.

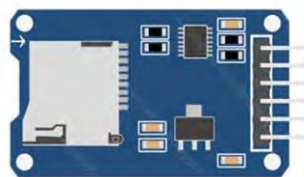


Figura 2.13 Módulo de tarjeta micro SD.

Controlador Tracer4210AN: se utiliza para ampliar el voltaje del módulo fotovoltaico y aprovechar al máximo la potencia que entrega. Tiene una tensión máxima de circuito abierto (VOC) de 100 V a baja temperatura; 92 V a +25 °C, una potencia máxima de entrada de 520 W (12 V) y 1040 W (24 V), además de una eficiencia de MPPT/conversión mayor o igual al 99.5 % y menor o igual a 98 % La Figura 2.14 ilustra el controlador de potencia.



Figura 2.14 Controlador MPPT Tracer4210AN.

El análisis desarrollado en el marco teórico ha permitido establecer los fundamentos conceptuales y técnicos que sustentan este proyecto, identificando los principios de la geometría solar, parámetros técnicos de los PV, modelos matemáticos relacionados a la generación de la energía eléctrica y los diferentes sensores para la adquisición de datos. Esta revisión definió los criterios de diseño, selección del módulo fotovoltaico y modelos matemáticos más adecuados, proporcionando un marco referencial sólido para el desarrollo del estudio. Con base en esta información, la siguiente sección presenta la metodología del proyecto, donde se describen de forma sistemática los procedimientos, herramientas, simulaciones y criterios de operación que permitieron alcanzar los objetivos planteados con rigor técnico y confiabilidad en los resultados.

Capítulo 3. Metodología

En esta sección se expone de manera detallada la metodología empleada para alcanzar los objetivos establecidos. El proceso metodológico se estructuró en diversas etapas, que comprenden el diseño del módulo experimental, la construcción y ejecución de pruebas, la medición y análisis de parámetros relevantes, el estudio y formulación de modelos matemáticos, así como la validación de datos experimentales y la realización de simulaciones anuales.

3.1 Desarrollo experimental

El experimento se llevó a cabo en las instalaciones del Tecnológico Nacional de México campus Zacatepec, localizado en Zacatepec de Hidalgo, Morelos. Esta región se distingue por presentar según la clasificación de Köppen, un cálido subhúmedo (Aw), con una temporada de lluvias que se extiende principalmente de junio a septiembre. Se encuentra a una altitud aproximada de 920 metros sobre el nivel del mar, y destaca por su elevada radiación solar durante gran parte del año, lo cual la convierte en un sitio adecuado para investigaciones y aplicaciones relacionadas con la energía solar fotovoltaica.

En el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos, dos parámetros fundamentales que inciden directamente en el rendimiento energético son la orientación y el ángulo de inclinación de los paneles. En el contexto mexicano, la correcta disposición angular de los módulos es determinante para determinar la captación de radiación solar y, en consecuencia, maximizar la generación eléctrica.

La Figura 3.1 ilustra la orientación óptima recomendada para paneles fotovoltaicos. Es importante destacar que la cantidad de radiación solar incidente sobre una superficie receptora está condicionada por el ángulo de incidencia de los rayos solares. Por tanto, la captación energética es máxima cuando la superficie del panel se encuentra perpendicular a la dirección de la radiación solar incidente (Boxwell, 2012).

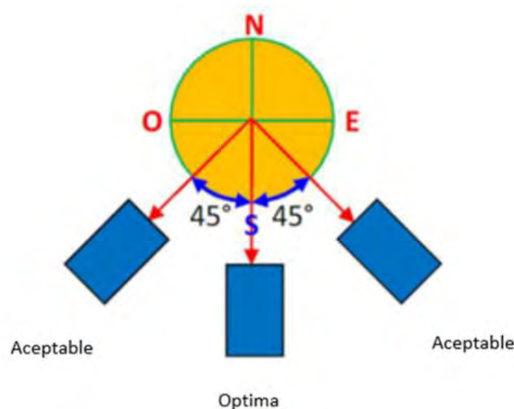


Figura 3.1 Orientación de un arreglo fotovoltaico (Boxwell, 2012)

El ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos se refiere al ángulo formado entre la superficie del módulo y el plano horizontal. La Figura 3.2 muestra el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos. Una inclinación adecuada permite que la radiación solar incida de forma más perpendicular al módulo durante las horas de mayor irradiancia, maximizando así la generación de energía eléctrica.

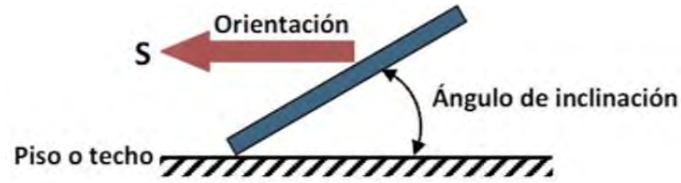


Figura 3.2 Esquema de inclinación de un panel fotovoltaico (Boxwell, 2012).

Es importante determinar el ángulo de inclinación óptimo de los paneles fotovoltaicos con respecto al plano horizontal, de manera que se maximice la potencia captada por el sistema. Este ángulo garantiza una mayor eficiencia en la conversión de la radiación solar en energía eléctrica a lo largo del año. La Tabla 3.1 muestra una estimación del ángulo de inclinación recomendado para un arreglo fotovoltaico, considerando las variaciones estacionales y su influencia en el aprovechamiento energético.

Tabla 3.1 Estimaciones del ángulo de inclinación en paneles fotovoltaicos (Boxwell, 2012).

Ángulo de inclinación	Resultado
Latitud del lugar de la instalación	Máxima generación eléctrica anualizada y durante la primavera y otoño.
Latitud del lugar de la instalación menos 15°	Máxima generación eléctrica en verano.
Latitud del lugar de la instalación más 15°	Máxima generación eléctrica en invierno.

Cuando se establece una orientación hacia el sur geográfico y se adopta un ángulo de inclinación equivalente a la latitud del sitio, se optimiza la producción energética anual del sistema fotovoltaico, al favorecer una captación más uniforme de la radiación solar a lo largo del año. En el presente estudio, el módulo experimental fue instalado con una inclinación de 18.6°, correspondiente a la latitud de Zacatepec, y con orientación hacia el sur, siguiendo los lineamientos técnicos para maximizar el rendimiento del sistema bajo condiciones locales.

3.1.1 Diseño del módulo experimental

Se optó por la utilización de un panel fotovoltaico de tecnología policristalina, debido a que este tipo de módulo es ampliamente empleado en instalaciones residenciales por la disponibilidad comercial y desempeño adecuado bajo condiciones de radiación solar media-alta. El modelo seleccionado fue el JAP60S01-275/SC, fabricado por la empresa JA SOLAR, con una superficie de 1.63 m² y conformado por 60 celdas de silicio policristalino.

La Tabla 3.2 presenta las características técnicas del panel fotovoltaico, con base en los valores proporcionados por la hoja de datos del fabricante, incluyendo parámetros eléctricos bajo condiciones estándar de prueba.

Tabla 3.2 Parámetros eléctricos del panel fotovoltaico JA Solar JAP60S0-275/SC.

Parámetro	Valor
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	2.29 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	28.28 V
Voltaje en punto de máxima potencia (V_{max})	31.34 V
Corriente en punto de máxima potencia (I_{max})	8.77 A
Potencia máxima en STC	275 W
Potencia máxima en NOCT	200.2 W
Temperatura en condiciones de referencia	25°C
Radiación en condiciones de referencia	1000 W/m ²
Coeficiente de temperatura en I_{sc}	+0.00539 A/K o +0.058 %/°C
Coeficiente de temperatura en V_{oc}	-0.1268 V/K o -0.330 %/°C
Área del módulo fotovoltaico	1.63 m ²

Se diseñó una estructura de soporte empleando rieles lineales de perfil de aluminio, específicamente del modelo GLORIA 4040, con el objetivo de proporcionar mayor estabilidad mecánica durante la instalación del panel fotovoltaico y garantizar una fijación segura entre la estructura y la superficie de concreto del techo. Este diseño facilita la integración estructural del módulo con el sistema de montaje. La Figura 3.3 muestra el diseño de la estructura del panel fotovoltaico con el perfil de aluminio.

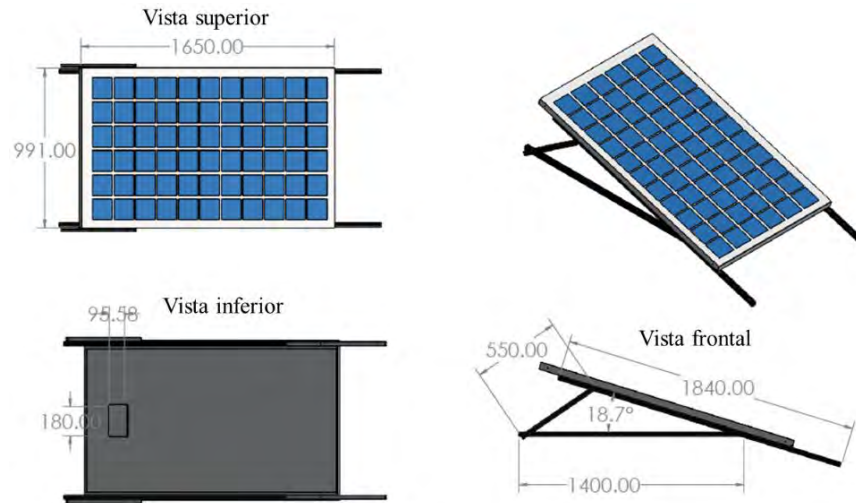


Figura 3.3 Diseño de la estructura del panel fotovoltaico.

3.1.2 Diseño del sistema de adquisición de datos

La adquisición de datos mediante microcontroladores, como Arduino, constituye una herramienta eficiente y de bajo costo para el monitoreo en tiempo real de variables físicas relevantes en sistemas energéticos en base diferentes sensores.

Esta sección describe el diseño e implementación del sistema de adquisición de datos, el cual se estructura en dos categorías principales: parámetros eléctricos y parámetros térmicos. La Figura 3.4 presenta el esquema general del sistema de adquisición aplicado a los parámetros eléctricos generados por el módulo fotovoltaico.

Para la adquisición de datos eléctricos, se empleó un controlador de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) de la marca EPEVER, modelo Tracer4210AN, el cual permite registrar en tiempo real el voltaje, la corriente y la potencia generada por el panel. Asimismo, se integró una batería de 12 V para asegurar el funcionamiento autónomo del controlador, junto con un registrador de datos eLOG01, encargado de almacenar la información en archivos CSV para su posterior análisis. La comunicación entre los dispositivos se estableció mediante interfaces RJ45 y USB, garantizando la transferencia confiable de datos hacia la plataforma de procesamiento.

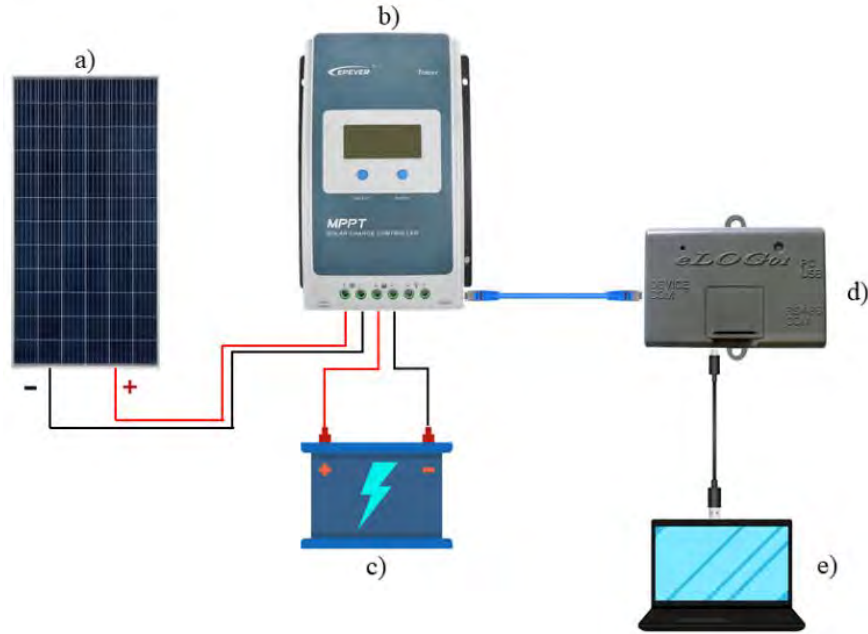


Figura 3.4 a) PV policristalino, b) Controlador MPPT Epever Tracer4210AN, c) Batería de ácido plomo 12v, d) Registrador de datos Elog01 y c) Ordenador.

La Figura 3.5 ilustra el diagrama de conexión del sistema de adquisición de datos térmicos, el cual integra una red de sensores organizados bajo una arquitectura electrónica de control centralizado.

El procesamiento y gestión de señales analógicas y digitales se llevaron a cabo mediante un microcontrolador Arduino Mega 2560, configurado para coordinar la recopilación de datos provenientes de múltiples dispositivos sensoriales. La medición de la irradiancia solar se efectuó utilizando dos piranómetros de la marca SENTEC, modelo SEM228T.

Las variables ambientales, tales como temperatura del aire y humedad relativa, fueron medidas con el sensor DHT22. Además, la temperatura frontal del módulo fotovoltaico fue monitoreada mediante nueve sensores tipo DS18B20

Para garantizar la sincronización temporal de los datos adquiridos, se incorporó un reloj de tiempo real (RTC) modelo DS3231. Finalmente, toda la información registrada fue

almacenada en formato de texto plano (.txt) mediante un módulo lector de tarjeta microSD, facilitando el análisis de datos.

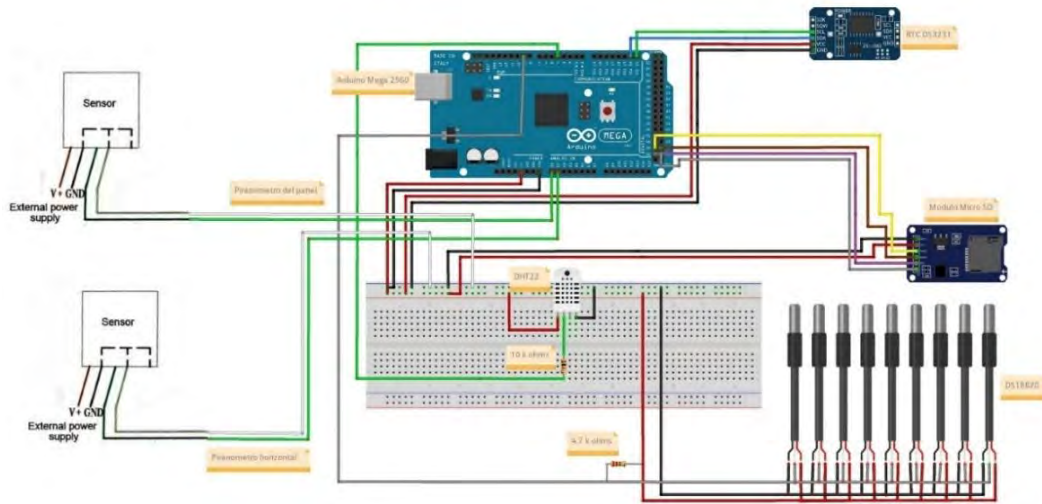


Figura 3.5 Diagrama electrónico de adquisición de datos térmicos.

La Figura 3.6 presenta una vista preliminar de la disposición de los dos piranómetros instalados para la medición de radiación solar. Uno de ellos fue montado en orientación completamente horizontal con el propósito de registrar la Irradiancia Global Horizontal (GHI, por sus siglas en inglés). El segundo piranómetro fue instalado con una inclinación de 18.6° , correspondiente al ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico, lo cual permite estimar con mayor precisión la radiación incidente sobre el plano del generador, también referida como irradiancia directa normal proyectada (DNI, por sus siglas en inglés).

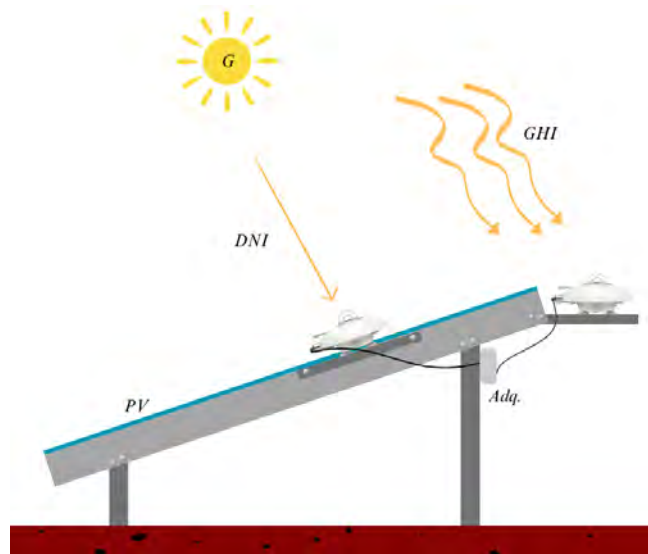


Figura 3.6 Vista preliminar de la colocación de los piranómetros.

La Figura 3.7 muestra una vista preliminar de la disposición de los sensores de temperatura tipo DS18B20 en la parte posterior del módulo fotovoltaico. Estos sensores fueron ubicados de manera estratégica en zonas representativas de la superficie posterior del panel, con el propósito de caracterizar la distribución térmica durante su operación. La selección de los puntos de medición se fundamentó en criterios establecidos en la literatura especializada, los cuales recomiendan monitorear zonas clave para identificar gradientes térmicos significativos y posibles focos de sobrecalentamiento.

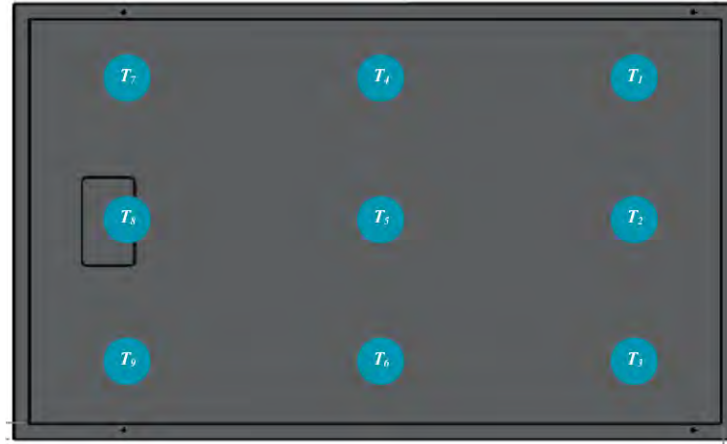


Figura 3.7 Puntos de medición de temperatura en el panel fotovoltaico.

La Figura 3.8 presenta una vista preliminar de la instalación del sistema de adquisición de datos y del sensor DHT22. El sistema de adquisición, conformado por el microcontrolador Arduino MEGA 2560, el reloj de tiempo real (RTC) DS3231 y el módulo lector de tarjeta microSD, son resguardados en una caja de protección, con el fin de garantizar su integridad ante condiciones ambientales adversas.

Asimismo, se ilustra la disposición de las conexiones y la interfaz de comunicación establecida entre los distintos sensores, incluyendo los dos piranómetros, los nueve sensores de temperatura DS18B20 distribuidos en el panel fotovoltaico, y el sensor combinado de temperatura y humedad relativa DHT22.

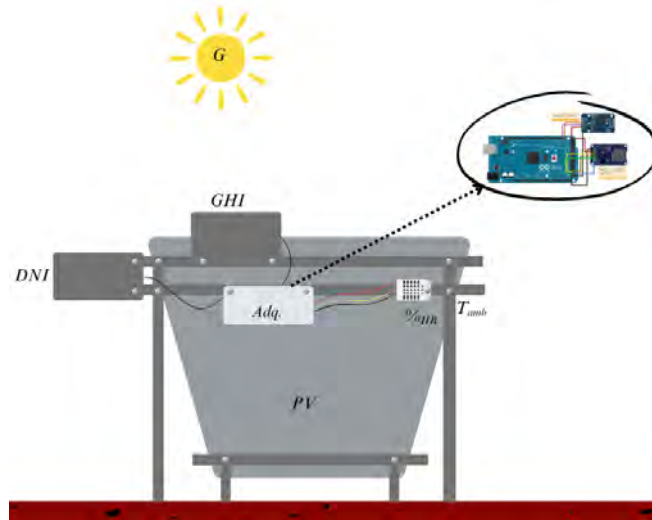


Figura 3.8 Ubicación y conexiones del adquisidor de datos.

La Figura 3.9 muestra una vista preliminar de la ubicación e instalación del sistema de adquisición de datos eléctricos. Este sistema está conformado por el controlador de carga tipo MPPT marca EPEVER, el registrador de datos eLOG01 y una batería de respaldo, todos ellos alojados en un gabinete metálico con el propósito de proteger los componentes ante condiciones ambientales y riesgos eléctricos.

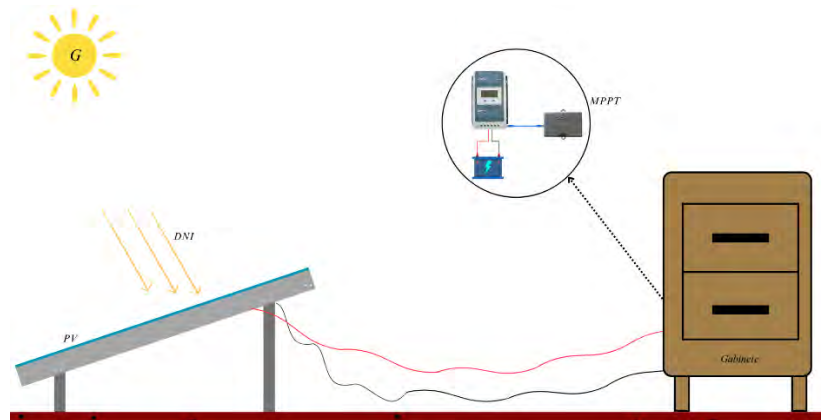


Figura 3.9 Vista preliminar de la ubicación del controlador MPPT EPEVER.

3.1.3 Construcción del módulo experimental

La construcción y ensamblaje de la estructura para el panel fotovoltaico se llevó a cabo en el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), Campus Apatzingán, ubicado en Cuernavaca, Morelos, específicamente en el taller de manufactura y soldadura. La Figura 3.10 muestra la disposición de los rieles estructurales en base al diseño previamente presentado.



Figura 3.10 Construcción y ensamblaje de la estructura del panel fotovoltaico.

Se llevaron a cabo calibraciones y pruebas preliminares en cada uno de los sensores, con el objetivo de verificar su correcto funcionamiento y asegurar la confiabilidad de las mediciones. La Figura 3.11 presenta las evaluaciones individuales realizadas a cada sensor.



Figura 3.11 Calibración y configuración de los diferentes sensores.

Una vez concluidas las pruebas preliminares para verificar el correcto funcionamiento de los sensores, se procedió a la instalación y montaje del módulo experimental. La Figura 3.12 muestra la configuración final del sistema, que integra el conjunto de sensores y dispositivos electrónicos para la adquisición de datos térmicos y eléctricos. Los nueve sensores DS18B20,

fijados con pasta térmica en puntos estratégicos de la cara posterior del módulo fotovoltaico, permitieron evaluar la distribución térmica durante la operación. El sensor DHT22, se encargó de medir la temperatura ambiente y humedad relativa, fue instalado a la intemperie y encapsulado para mejorar su durabilidad.

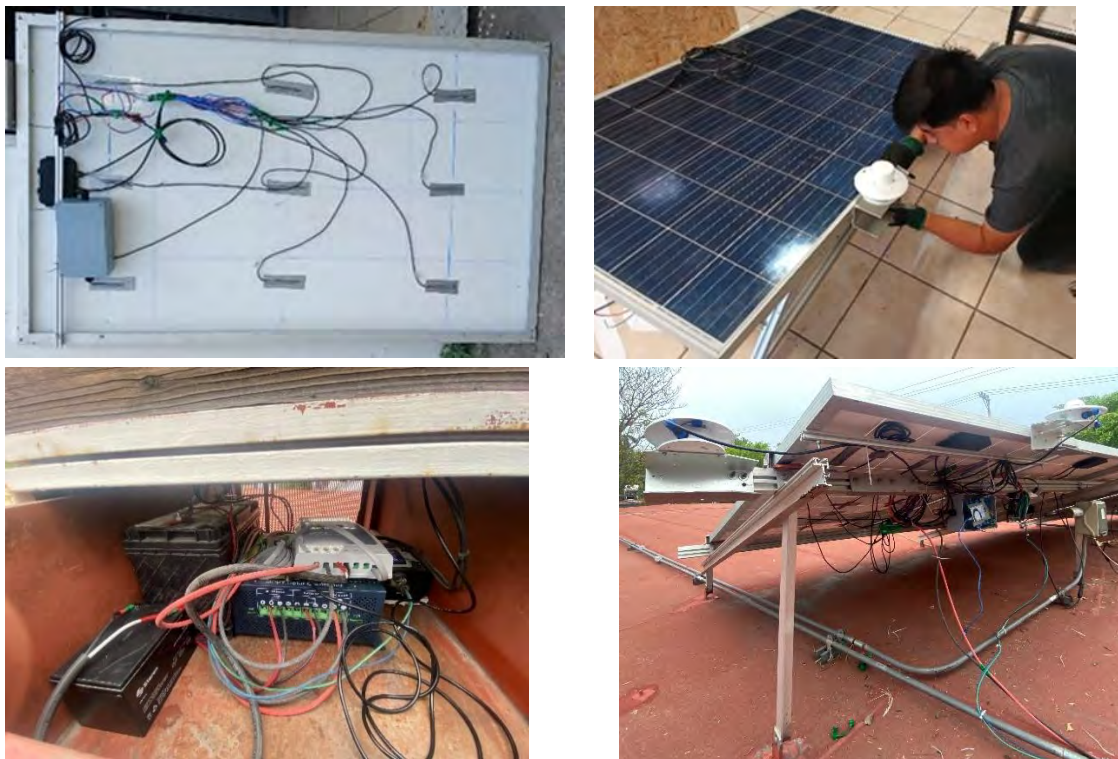


Figura 3.12 Instalación de sensores y montaje del módulo experimental.

3.1.4 Interpretación y análisis de parámetros adquiridos

La adquisición de los parámetros térmicos y eléctricos se llevó a cabo del 29 de noviembre al 04 de diciembre de 2024, utilizando un intervalo de muestreo de 30 minutos. La Figura 3.13 muestra el comportamiento diario de la irradiancia global horizontal y de la irradiancia incidente sobre el plano inclinado del módulo fotovoltaico, registradas por los dos piranómetros instalados.

A partir de los datos recolectados, se observa que los valores de irradiancia incidente fueron superiores a los correspondientes a la irradiancia global horizontal entre las 12:00 y 13:00 horas. Esta diferencia se justifica por la inclinación del módulo fotovoltaico respecto al plano horizontal (18.63°), la cual permite optimizar la captación de radiación solar directa, especialmente en horarios cercanos al mediodía solar, cuando el ángulo de incidencia es más favorable. Adicionalmente, la trayectoria solar en esa época del año (finales de otoño) favorece una mayor componente directa en planos inclinados hacia el ecuador, aumentando así la captación energética.

Los valores máximos de irradiancia incidente registrados fueron: 998.7 W/m², 1001.5 W/m², 1053.4 W/m², 1040 W/m², 1026 W/m² y 1035 W/m² para los días analizados. En contraste, los valores máximos de irradiancia global horizontal fueron: 893.4 W/m², 854.3 W/m², 889.5 W/m², 843.3 W/m², 852.3 W/m² y 893.4 W/m². Cabe destacar que el 3 de diciembre se presentaron leves fluctuaciones en los valores de irradiancia, debido a la presencia intermitente de nubosidad durante el periodo de medición.

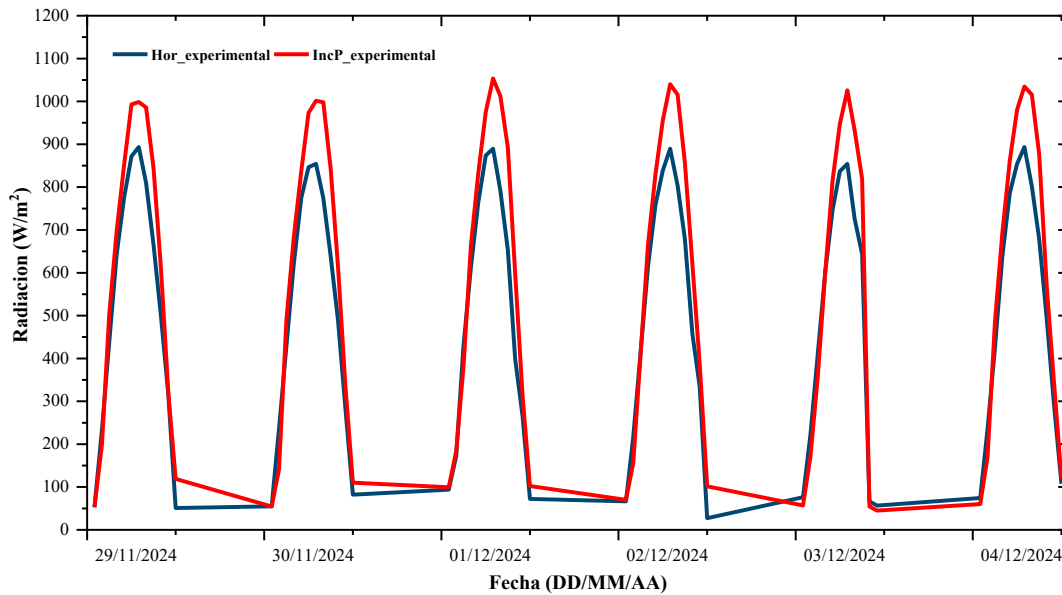


Figura 3.13 Comportamiento de la irradiancia incidente e irradiancia global horizontal.

La Figura 3.14 muestra la variación de la temperatura ambiente registrada por el sensor DHT22. Se identificaron como los días con mayor temperatura el 29 y 30 de noviembre, así como el 01 y 04 de diciembre, particularmente entre las 12:00 y 16:00 horas, donde se alcanzaron valores máximos que oscilaron entre 50.4 °C y 51.5 °C. En contraste, durante el resto de los días, la temperatura máxima registrada se mantuvo en un intervalo de 40.7 °C a 47.3 °C. Por otro lado, las temperaturas mínimas observadas durante el periodo de medición se encontraron dentro de un intervalo de 15.73 °C a 23.0 °C. Aunque las temperaturas registradas pudieran parecer elevadas para la temporada del año, es importante considerar que la medición se realizó en las inmediaciones del panel fotovoltaico. La proximidad al panel influye directamente en el aumento de la temperatura ambiente registrada, ya que este absorbe radiación solar y transfiere calor al aire circundante. Además, el techo sobre el que se instaló el sistema, cuyo color favorece la absorción de radiación solar, contribuye adicionalmente al incremento de temperatura en la zona de medición.

Por el contrario, durante la madrugada y primeras horas de la mañana, cuando la temperatura disminuye significativamente, se incrementa la humedad relativa debido a la condensación del vapor de agua presente en la atmósfera. En este contexto, se registraron valores de humedad entre 53.5 % y 79.5 %, evidenciando el efecto del enfriamiento nocturno y la estabilización térmica del aire.

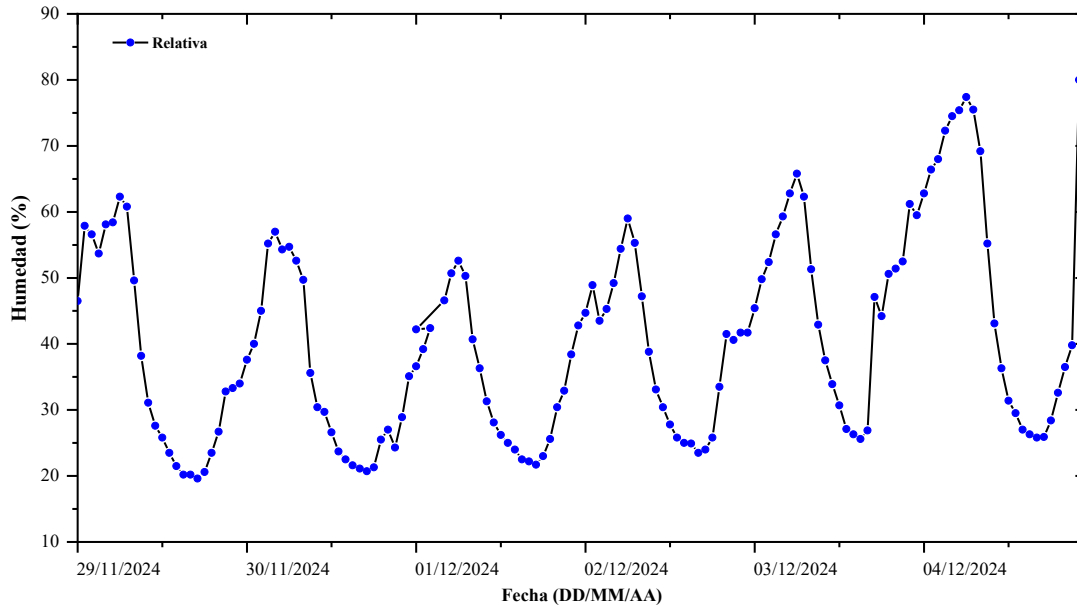


Figura 3.15 Comportamiento de la humedad relativa.

La Figura 3.16 presenta la evolución de la potencia de salida registrada por el controlador de MPPT. Se observa un incremento progresivo en la generación de potencia a partir de las 7:00 horas, alcanzando su punto máximo alrededor de las 12:00 horas, lo cual es consistente con el perfil diario de irradiancia solar. Los valores pico de potencia alcanzados durante el periodo de adquisición fueron de 275.1 W, 274.4 W, 275.2 W, 274.9 W, 273.3 W y 275 W.

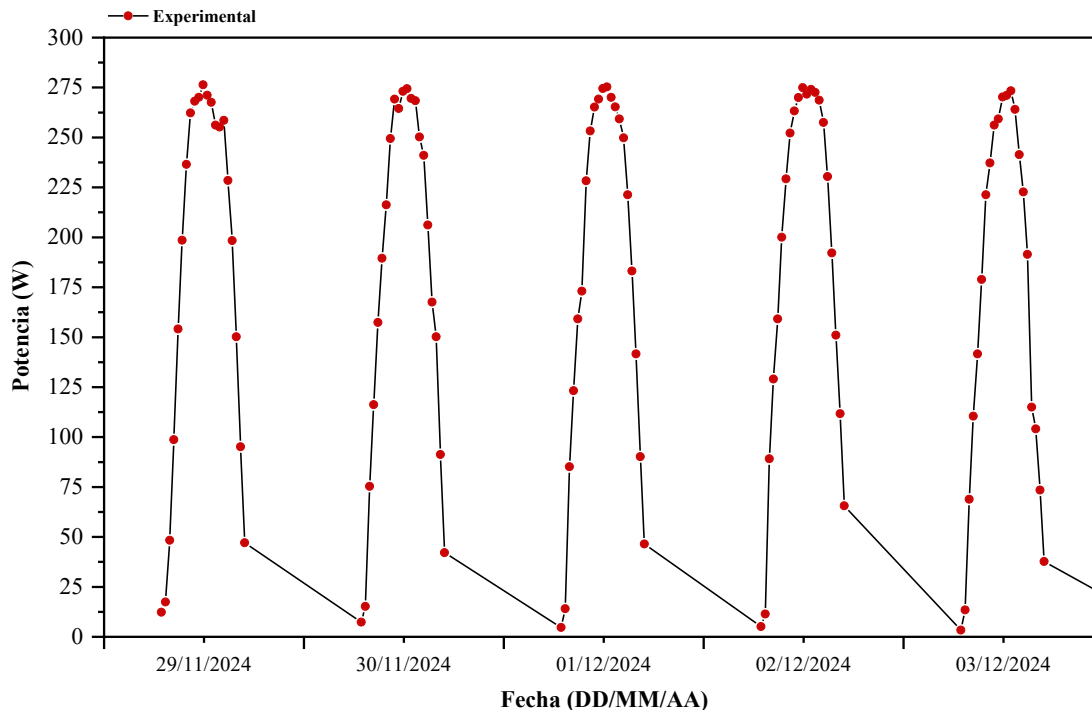


Figura 3.16 Comportamiento de la potencia adquirida.

Cabe destacar que, para efectos del análisis y calibración del modelo en el entorno de simulación TRNSYS, se considera la potencia de salida como parámetro indispensable, dado que a partir de los valores es posible estimar de manera directa la energía eléctrica generada por el sistema. Esta variable resulta importante tanto para la validación del comportamiento del sistema fotovoltaico como para asegurar la coherencia entre los resultados simulados y las condiciones reales de operación.

El Factor de Llenado (FF, por sus siglas en inglés) se trata de una medida que describe la eficiencia de conversión de potencia del módulo fotovoltaico, comparando la potencia máxima real que el módulo puede entregar con el producto del V_{oc} y I_{sc} . Se expresa mediante la Ecuación 3.1:

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \approx \frac{P_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (3.1)$$

La Figura 3.17 presenta la evolución del FF durante el periodo de adquisición de datos comprendido entre el 29 de noviembre y el 4 de diciembre de 2024. Se observa que, a lo largo de los seis días analizados, el FF mantiene una correlación directa con la potencia generada por el módulo fotovoltaico, registrando valores dentro de un intervalo estrecho de 78 % a 81 %, lo cual indica un comportamiento operativo estable del sistema bajo las condiciones de prueba.

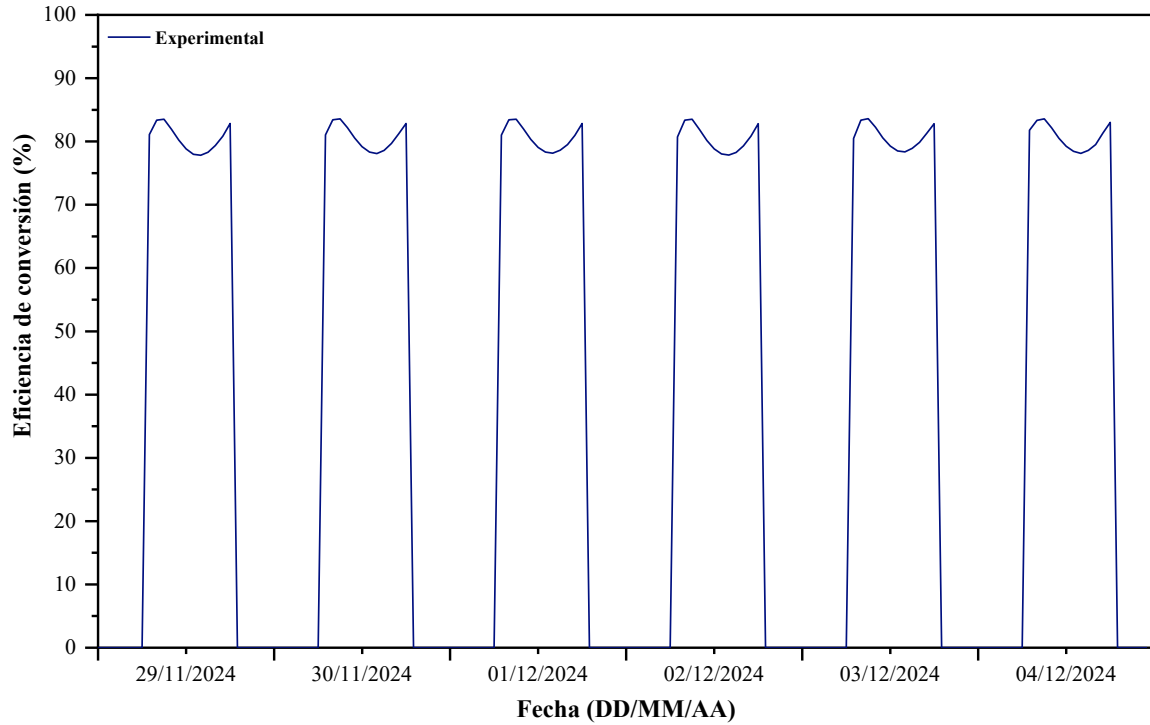


Figura 3.17 Comportamiento del Factor de Llenado o Eficiencia de conversión.

El FF al ser un parámetro adimensional, se basa mediante los siguientes criterios:

- Un alto FF (cerca de 80%) indica un comportamiento eficiente y pérdidas internas bajas.
- Un FF ($<0.7\%$) se debe a resistencias internas elevadas, problemas de calidad o desalineación en el MPPT (seguimiento de punto de máxima potencia).

Por lo que se indica un buen comportamiento en la potencia del panel.

3.2 Simulaciones

Un objetivo común de ambas metodologías es la estimación de la energía eléctrica generada por sistemas fotovoltaicos, lo cual requiere la ejecución de simulaciones orientadas al análisis de los parámetros de salida del sistema. Estos resultados permiten interpretar el desempeño energético bajo diferentes enfoques de modelado y facilitan la comparación cuantitativa entre ambas estrategias. A continuación, se describe de manera detallada el proceso de simulación asociado a la metodología especializada implementada mediante el software TRNSYS, así como el procedimiento empleado en la metodología simplificada, basada en el cálculo energético a partir de las HSP.

3.2.1 Descripción del software de simulación TRNSYS

TRNSYS es un entorno de simulación completo y extensible para la simulación transitoria de sistemas, incluidos edificios de múltiples zonas (TRNSYS, 2018). Es utilizado para modelar nuevos conceptos energéticos, desde simples sistemas de agua caliente doméstica hasta el diseño y simulación de edificios y equipos, incluyendo estrategias de control, sistemas de energía alternativa (eólica, solar, fotovoltaica, sistemas de hidrógeno), entre otros. Las simulaciones de TRNSYS se construyen conectando modelos de componentes individuales (conocidos como Types) para formar un modelo completo. Estos componentes representan un equipo que son descritos mediante un sistema de ecuaciones para calcular el rendimiento de bombas, tuberías, enfriadores, colectores solares, paneles fotovoltaicos, etc. Estos componentes se conectan entre sí en el entorno del software de manera similar a como se conectarían en la vida real.

Para realizar la simulación de un sistema en TRNSYS con componentes de la librería estándar, podemos imaginarnos las subrutinas o TYPES como cajas negras que necesitan dos tipos de información para funcionar: los parámetros del componente en sí y las variables de entrada. Algunas de las variables de entrada de un componente pueden ser variables de salida de otro componente del sistema. Por lo tanto, también se deben definir las conexiones entre variables de salida de un componente y variables de entrada de otro componente.

La Figura 3.18 ilustra el flujo general del proceso de simulación utilizado comúnmente en estudios con el software TRNSYS. En la primera etapa, se realiza la definición de los parámetros de entrada, incluyendo la ubicación geográfica del sitio de estudio, los datos meteorológicos representativos (radiación solar, temperatura ambiente y humedad relativa), y las especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico. Posteriormente, se procede a la configuración del modelo mediante la selección e interconexión de los distintos Types necesarios, definiendo las condiciones de entrada, los parámetros de procesamiento, y las variables de salida del sistema. En la fase de ejecución, se establece el intervalo de simulación, así como la ruta de almacenamiento de los archivos de salida en formato .txt o .csv. Finalmente, si los resultados obtenidos son coherentes con las expectativas y condiciones reales, la simulación se da por concluida; de lo contrario, se retroalimenta el proceso a partir de la etapa de configuración, ajustando los parámetros necesarios hasta lograr la calibración adecuada del modelo.

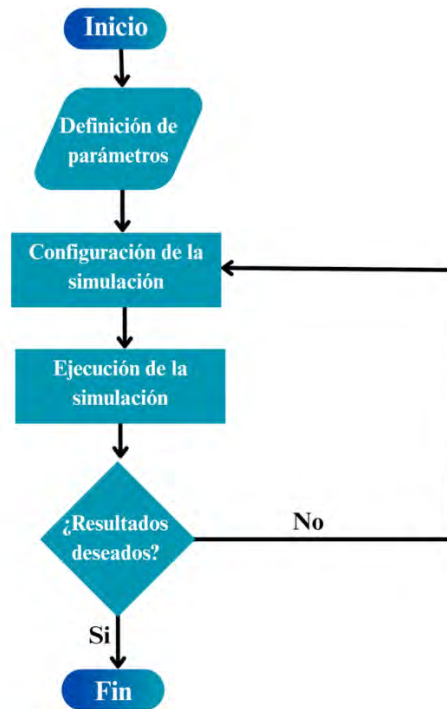


Figura 3.18. Metodología de simulación en TRNSYS (Townsend, 1989).

3.2.1.1 Selección del procesador de radiación

El software TRNSYS incorpora un componente denominado procesador de radiación, encargado de calcular y descomponer la radiación global horizontal en los componentes difusa y directa, considerando la geometría y la orientación de las superficies receptoras. Dicho componente es de importancia para la simulación del panel fotovoltaico, donde la radiación solar es una variable crítica. Por lo que en esta sección se muestra el proceso para la selección del procesador de radiación para efectuar las simulaciones del panel fotovoltaico.

En la selección del procesador de radiación se utilizan distintos modos en función de los parámetros meteorológicos disponibles:

- Type16c (Modo = 2 Temperatura, Humedad Relativa, Radiación Horizontal total conocidas).
- Type 16a (Modo 1 = Radiación Horizontal Total Conocida).

Este Type realiza la estimación de los componentes de la radiación solar mediante el modelo empírico de Reindl (1990). Asimismo, es compatible con ambos modos, lo que le permite adaptarse a diferentes configuraciones de entrada según el tipo y la disponibilidad de datos meteorológicos empleados en la simulación.

Los parámetros de entrada utilizados en ambos procesadores de radiación corresponden a las características de la zona geográfica del Instituto Tecnológico de Zacatepec, sitio donde se realizaron las pruebas experimentales. Estos datos se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Parámetros de entrada del procesador de radiación.

Parámetro	Valor
Latitud	18.6°
Constante solar	4921.2 kJ/hr.m ² o 1367 W/m ²
Cambio en el tiempo solar	-9.18°

La Figura 3.19 presenta el modelo de simulación de los dos procesadores de radiación. El Type9a realiza la lectura de un archivo de datos genérico que contiene los valores de radiación solar global horizontal, temperatura ambiente y humedad relativa obtenidos del módulo experimental. Los Types16c y 16a son los procesadores de radiación. Por último, el Type25c genera e imprime las salidas del sistema en intervalos de tiempo específicos de 30 minutos.

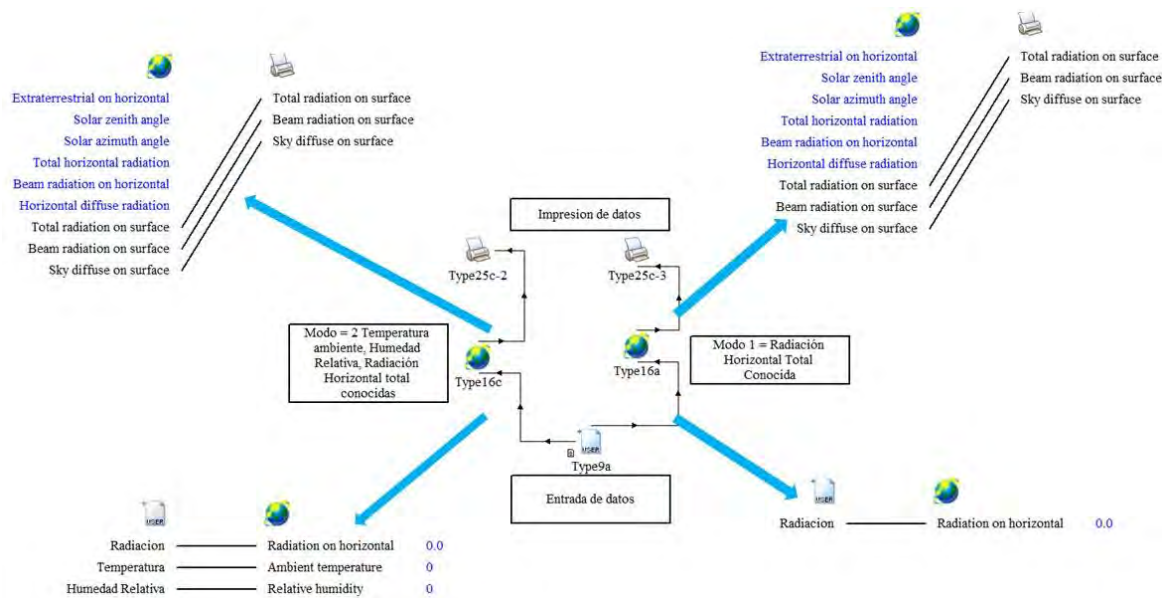


Figura 3.19 Configuración de la simulación de los procesadores de radiación.

Las simulaciones correspondientes a este caso se realizaron empleando intervalos de tiempo idénticos a los utilizados en la adquisición de datos experimentales mediante el módulo de medición, es decir, cada 30 minutos.

La Figura 3.20 presenta la gráfica comparativa entre los datos simulados y los valores experimentales registrados, lo cual permite una evaluación visual de la precisión y el desempeño de los modelos empleados. Los puntos negros representan los datos medidos por el piranómetro inclinado, mientras que la línea roja muestra la irradiancia directa simulada mediante el componente Type16c, y la línea azul corresponde a la simulación obtenida con el componente Type16a, durante el 29 de noviembre al 04 de diciembre de 2024.

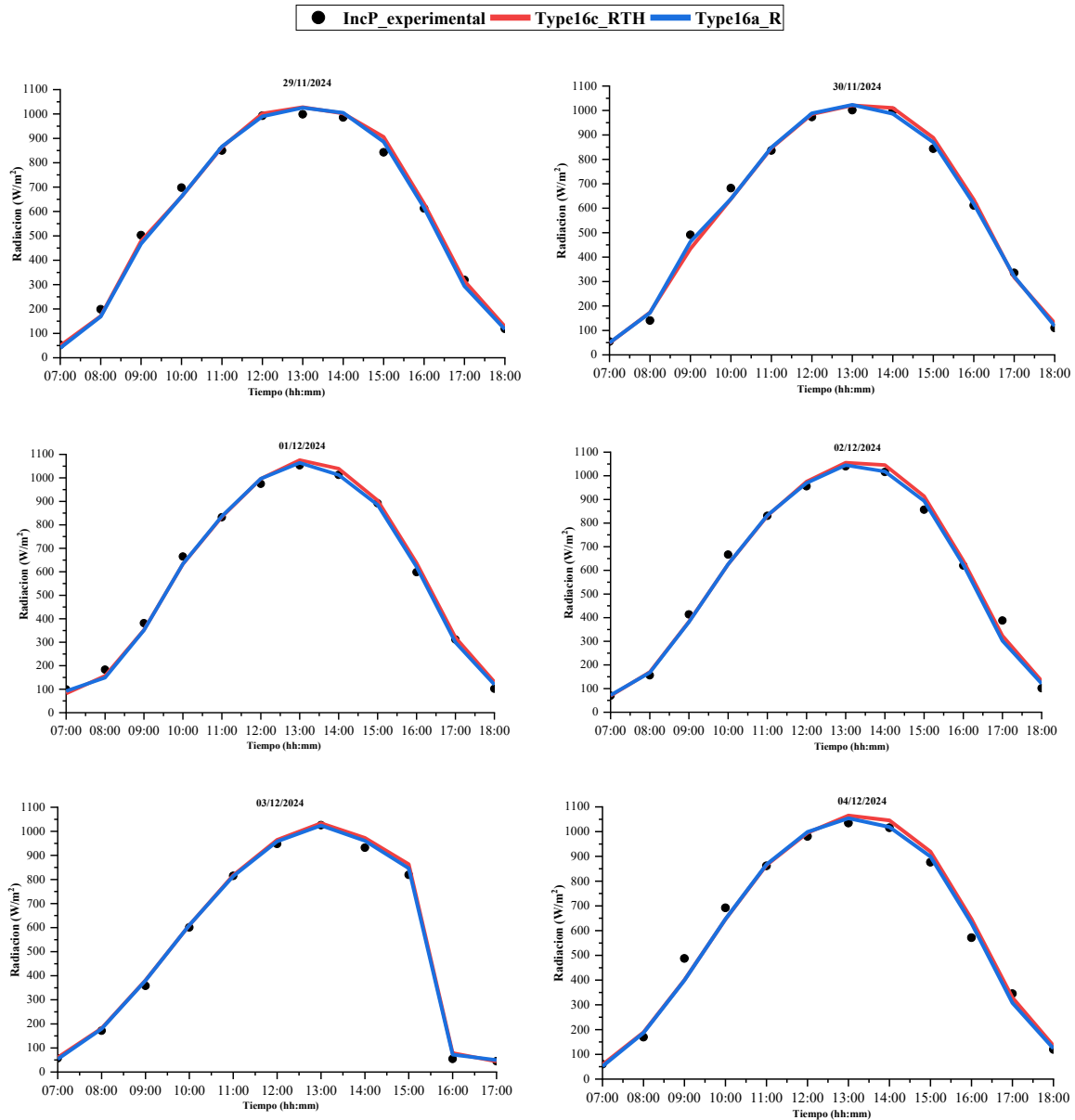


Figura 3.20 Comparación de la radiación incidente en el panel fotovoltaico entre el Type16c, Type16a y los datos experimentales.

Para la validación y estimación del error de aproximación entre los datos experimentales y los datos simulados, se emplearon métricas de precisión comúnmente utilizadas en modelos de regresión lineal, específicamente el Error Absoluto Medio (MAE, por sus siglas en inglés) y MAPE, como se muestran en las Ecuaciones 3.2 y 3.3.

$$MAE = \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - x_i}{n} \right| \quad (3.2)$$

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - x_i}{y_i} \right| \quad (3.3)$$

Donde y_i representa el valor real (experimental), x_i el valor predicho (simulado) y n es el número de datos.

La Tabla 3.4 presenta los resultados de la aplicación de estas métricas a lo largo de los seis días de simulación y adquisición de datos.

Tabla 3.4 Aplicación de las métricas de precisión para la validación de datos.

Fecha	Type16c		Type16a	
	MAE (W)	MAPE (%)	MAE (W)	MAPE (%)
29/11/2024	21.4	4.7	21.1	6.1
30/11/2024	25.1	7.6	18.6	5.4
01/12/2024	22.2	7.5	16.6	5.6
02/12/2024	26.9	7.2	21.2	6.1
03/12/2024	16.6	7.1	12.1	6.3
04/12/2024	31.7	6.8	27.3	6.7
Promedio	24.1	6.8	16.6	6

Al comparar los resultados de la simulación con los datos experimentales, el Type16a presentó el mejor desempeño, con una diferencia absoluta de 16.6 y un error porcentual de aproximación del 6 %. En contraste, el Type16c mostró una diferencia absoluta de 24.1 y un error porcentual del 6.8 %, lo que confirma una mayor concordancia entre los valores simulados y medidos en el caso del Type16a.

3.2.1.2 Configuración y validación del modelo de simulación del panel fotovoltaico

Una vez seleccionado el procesador de radiación más adecuado, se procedió con la calibración y configuración del modelo de simulación correspondiente al panel fotovoltaico. Para ello, se emplearon como datos de entrada las variables térmicas registradas experimentalmente en el módulo de monitoreo.

A partir de la simulación, fue posible obtener parámetros eléctricos clave del panel, tales como el voltaje de operación, la corriente generada y la potencia. La Figura 3.21 muestra el diagrama de configuración del modelo de simulación implementado.

El esquema incluye el Type103, correspondiente al panel fotovoltaico. Asimismo, se integró el Type16a como procesador de radiación seleccionado, el Type9a para la lectura de datos climáticos desde un archivo genérico y el Type25c, encargado de generar e imprimir las variables seleccionadas del sistema a intervalos de tiempo definidos.

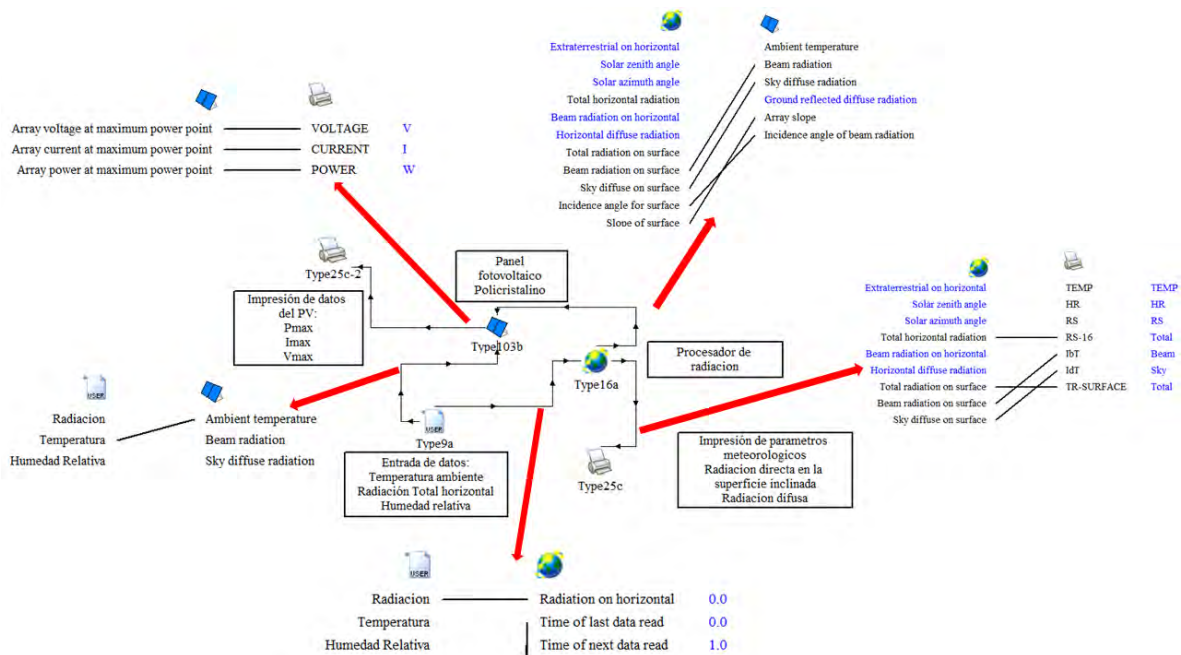


Figura 3.21 Modelo de simulación del panel fotovoltaico.

La Figura 3.22 muestra la configuración del Type103b. Este Type parametriza los datos obtenidos de la ficha técnica del panel JA Solar, modelo JAP60S01-275/SC (Tabla 3.2), y fue configurado en modo MPPT, el cual ajusta automáticamente las salidas del sistema para operar en el punto de máxima potencia. Las salidas generadas por esta configuración incluyen la potencia máxima (P_{max}), el voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mp}) y la corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}).

Parameter	Input	Output	Comment
		Name	Value
		Unit	
1		MPPT mode	1
2		Module short-circuit current at reference conditions	5.56
3		Module open-circuit voltage at reference conditions	22.1
4		Reference cell temperature	25
5		Reference insolation	1000
6		Module voltage at max power point and reference conditions	18
7		Module current at max power point and reference conditions	4.44
8		Temperature coefficient of Isc (ref. cond)	0.001946
9		Temperature coefficient of Voc (ref. cond.)	-0.08177
10		Number of cells wired in series	36
11		Module temperature at NOCT	48
12		Module area	0.67
13		Number of modules in series	1

Parameter	Input	Output	Comment
		Name	Unit
1		Array voltage at maximum power point	V
2		Array current at maximum power point	ampere
3		Array power at maximum power point	W
4		Array power at maximum power point	kJ/hr

Figura 3.22 Configuración del Type103b.

La Figura 3.23 ilustra la configuración del Type9a. Este componente permite cargar un archivo genérico en formato (.txt) que contiene los parámetros térmicos obtenidos de la parte experimental, tales como temperatura ambiente, humedad relativa y radiación global horizontal.

Parameter					Output	External Files	Comment
	1	 Input file name	C:\Users\Hugo Coello Sanchez\Downloads\AD Q_Datos_2024\TEMP_1.TXT	 Brows	 Edit...		

Parameter	Output	External Files	Comment
			
			
			

Figura 3.23 Configuración del Type9a.

La Figura 3.24 muestra la configuración del Type25c, el cual está destinado a la recopilación, registro y exportación de las variables de salida generadas durante la simulación. Este componente permite la impresión de parámetros clave derivados tanto del comportamiento del panel fotovoltaico como del procesador de radiación, conforme a los resultados obtenidos en cada intervalo de tiempo definido.

El Type25c guarda dichas variables en archivos de salida con formato .txt o .csv, lo cual facilita su almacenamiento y posterior análisis cuantitativo.

		Name	Value	Unit
1		VOLTAGE	V	any
2		CURRENT	I	any
3		POWER	W	any

Order	Input	External Files	Comment
1	 Output file for printed results	JA_SOLAR_OUT.txt	Brows Edit...

Figura 3.24 Configuración del Type25c.

Con el objetivo de validar y calibrar la simulación del panel fotovoltaico, se llevó a cabo la comparación entre la potencia registrada experimentalmente en el módulo físico y la potencia

estimada por el modelo numérico desarrollado en TRNSYS. La Figura 3.25 presenta el comportamiento comparativo de ambas curvas de potencia en un periodo de seis días consecutivos que comprende del 29 de diciembre al 04 de diciembre de 2024, durante los cuales se realizó simultáneamente la adquisición de datos en sitio y la ejecución de la simulación horaria. Esta comparación permitió evaluar la capacidad predictiva del modelo y ajustar los parámetros del sistema para mejorar la concordancia entre los resultados simulados y los medidos en condiciones reales de operación.

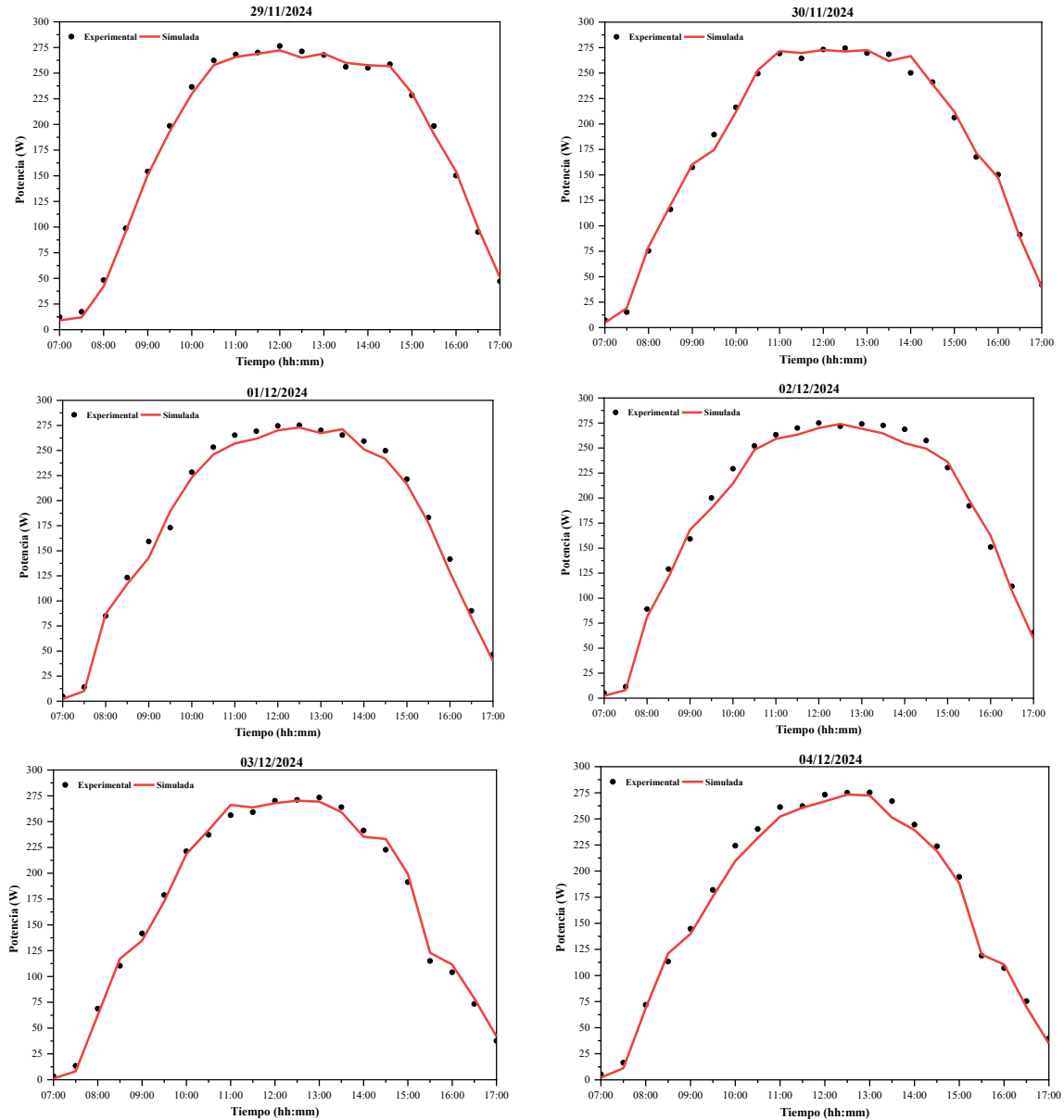


Figura 3.25 Comparación de la potencia dada por el módulo experimental junto con la simulación.

Asimismo, se aplicaron las mismas métricas de precisión vistas en la sección 3.2.2.1, Ecuaciones 3.2 y 3.3, con el propósito de estimar el porcentaje de error entre los datos experimentales y los datos simulados. La Tabla 3.5 muestra la aplicación de las métricas a la potencia experimental y simulada.

Tabla 3.5 Aplicación de las métricas de precisión para la validación de la potencia.

Fecha	MAE (W)	MAPE (%)
29/11/2024	3.9	5.2
30/11/2024	4.6	5.4
01/12/2024	6.7	6.5
02/12/2024	6.8	6.1
03/12/2024	5.4	6.2
04/12/2024	5.6	5.9
Promedio	5.5	5.9

Al evaluar el desempeño de módulos fotovoltaicos bajo condiciones ambientales reales, es importante reconocer que el intervalo de error porcentual aceptable entre los datos experimentales y los resultados teóricos o simulados puede ser considerablemente mayor en comparación con los ensayos realizados en entornos controlados. Esto se debe a la influencia de múltiples factores externos que afectan la generación de potencia, tales como la variabilidad de la irradiancia solar, las fluctuaciones en la temperatura ambiente y de la superficie del módulo, la acumulación de polvo, la presencia de sombras parciales y otras condiciones específicas del sitio de instalación.

De acuerdo con la literatura revisada, en escenarios reales de operación, un intervalo de error porcentual aceptable entre la potencia teórica y la experimental puede situarse típicamente entre 3 % y 12 % (Fialho et al., 2014). En casos particulares donde las condiciones se desvían significativamente de las STC, este margen puede superar dicho intervalo, sin que ello implique necesariamente una deficiencia en el diseño o calibración del modelo.

3.2.2 Evaluación comparativa de la metodología HSP y el software TRNSYS en la generación de energía eléctrica fotovoltaica.

En esta sección se presenta el análisis comparativo entre dichas metodologías, con el propósito de evaluar la precisión en la estimación de la energía generada. Para este estudio, se consideró como sitio de referencia la ubicación geográfica del Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), localizado en Apatzingán, Cuernavaca, Morelos.

3.2.2.1 Metodología simplificada (HSP).

La obtención de las HSP se da a partir de la obtención de datos de radiación de la NASA POWER (NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources) mediante el uso de modelos satelitales y análisis climáticos globales. Principalmente, se basa en datos de sensores satelitales de la NASA y la NOAA, junto con modelos atmosféricos como el GEOS (Global Modeling and Assimilation Office – GMAO). La Figura 3.26 muestra la configuración del sitio para la obtención de los datos. Primeramente, se selecciona el sitio del lugar mediante el punto fijo o insertando las coordenadas geográficas del sitio de referencia.

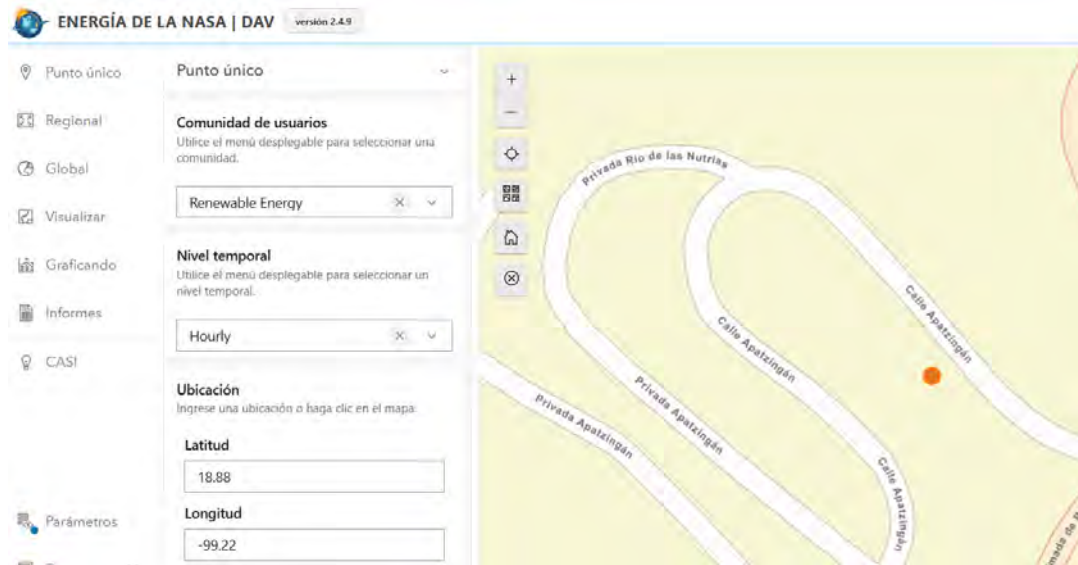


Figura 3.26 Configuración del sitio de estudio en la página oficial de la NASA POWER.

La Figura 3.27 presenta la configuración del tiempo de extensión, la selección de los parámetros a descargar y el formato del archivo. Se estableció un intervalo de descarga diaria desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024. El parámetro seleccionado corresponde a la radiación total incidente en la superficie, dado que la plataforma NASA POWER utiliza esta variable para calcular las HSP diarias en base a la Ecuación 2.9 (sección 2.4.1 del capítulo 2).

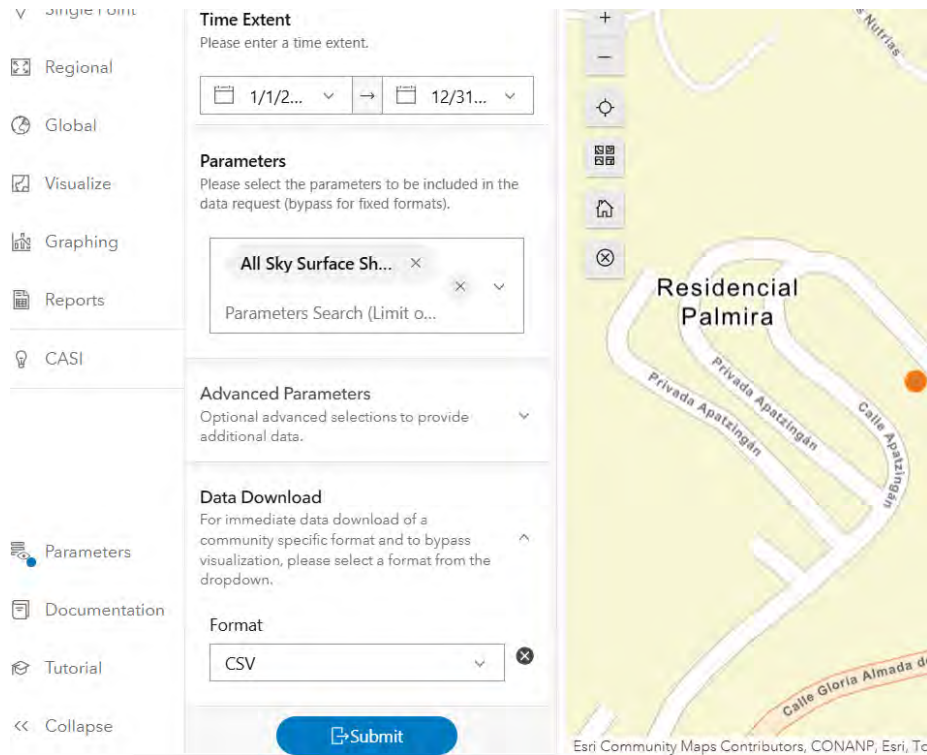


Figura 3.27 Selección de los parámetros climatológicos de estudio y el tiempo de extensión.

La Figura 3.28 muestra la variación mensual de las HSP registradas durante el periodo comprendido entre enero y diciembre del año 2024. Se observa un incremento progresivo en las HSP desde enero hasta abril, alcanzando valores en el intervalo de aproximadamente 4.3 a 7.6 horas. Posteriormente, en el mes de mayo se presenta una leve disminución, con valores que descienden de 7.4 a 5.8 horas.

A partir de junio y hasta diciembre, se identifica una tendencia decreciente en las HSP, con una variación entre 6 y 2 horas. Este comportamiento no lineal en la disponibilidad de radiación solar se atribuye a múltiples factores atmosféricos, entre los cuales destacan la nubosidad, la humedad relativa y las precipitaciones, los cuales inciden significativamente en la atenuación de la radiación incidente sobre la superficie terrestre.

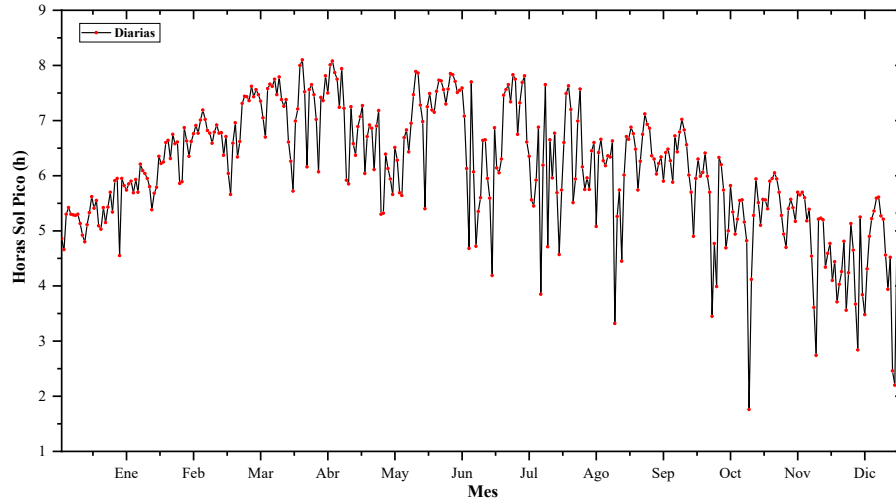


Figura 3.28 Comportamiento de las Horas Sol Pico en CENIDET Campus Apatzingán.

La Tabla 3.6 presenta el promedio mensual de HSP correspondientes al año de análisis. Se identifica que el mes con mayor disponibilidad de HSP es abril, con un valor promedio de 7.35 horas, mientras que el mes con menor disponibilidad es noviembre, con 5.15 horas.

Este comportamiento está en concordancia con la tendencia observada en la Figura 3.28, donde se representa la variación mensual de las HSP. Cabe señalar que, durante los meses con máximos y mínimos valores de HSP, la irradiancia solar promedio registrada se mantuvo cercana a los 1000 W/m², lo cual indica que las diferencias en HSP están asociadas principalmente a la duración de la radiación efectiva más que a su intensidad instantánea.

Tabla 3.6 Promedio mensual de las HSP.

Mes	HSP promedio (h)
Enero	5.3
Febrero	6.2
Marzo	9.9
Abril	7.3
Mayo	6.4
Junio	7.0
Julio	6.4
Agosto	6.1
Septiembre	6.4
Octubre	5.2
Noviembre	5.1
Diciembre	4.4
Prom. Anual	6.3

Para la estimación de la energía eléctrica generada, se empleó la Ecuación 2.10 presentada en la sección 2.4.1, con el propósito de calcular la producción diaria del panel fotovoltaico. Esta aproximación permitió posteriormente llevar a cabo un análisis comparativo con los resultados obtenidos mediante la metodología especializada orientada al cálculo de generación en escala mensual.

Al realizar los cálculos para la estimación de la energía, se usó el valor de la potencia nominal del panel de 275 W y una eficiencia típica del 80%, que corresponde al panel fotovoltaico utilizado en la fase experimental.

3.2.2.2 Metodología especializada

En la simulación, se emplean datos horarios correspondientes a un año, adquiridos a través de la estación meteorológica VAISALA MAWS110, como se muestra en la Figura 3.29, ubicada en el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Campus Apatzingán, en Cuernavaca, Morelos. Los datos incluyen mediciones de temperatura ambiente, radiación solar global horizontal y humedad relativa, parámetros clave para modelar con precisión la potencia generada por el panel fotovoltaico.

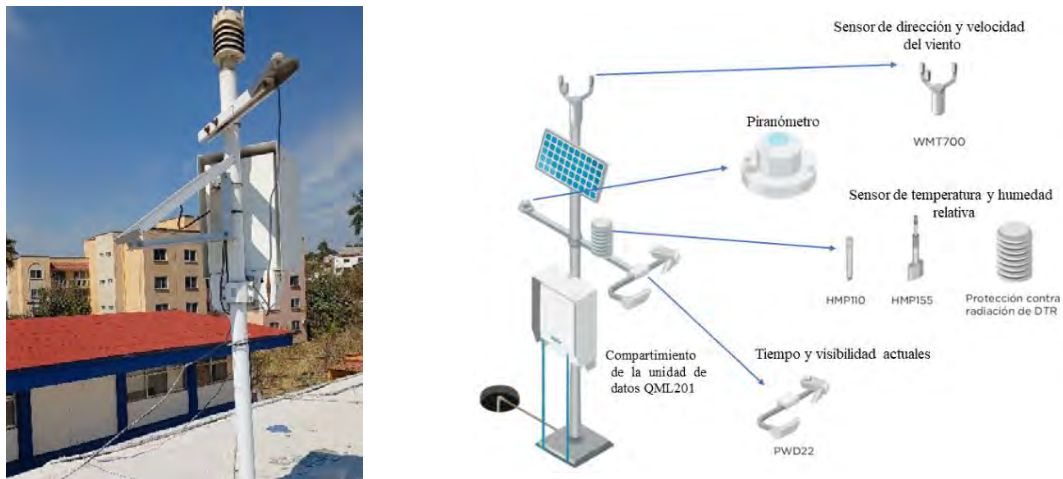


Figura 3.29 Estación meteorológica VAISALA MAWS 110 instalada en el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

La Figura 3.30 muestra el comportamiento de la radiación global horizontal registrada por la estación meteorológica durante el periodo de análisis. Se identifican picos máximos de irradiancia en los meses de marzo, abril, julio y agosto, con valores que oscilan entre 934.2 W/m² y 1033.2 W/m².

Por su parte, los meses de enero, febrero, mayo y octubre mostraron niveles intermedios de radiación, con máximos registrados en el intervalo de 823.3 W/m^2 a 912.4 W/m^2 . En contraste, los valores más bajos de radiación global se observaron en junio, septiembre y diciembre, con registros que varían entre 445 W/m^2 y 793 W/m^2 .

La disminución de radiación en estos últimos meses puede atribuirse principalmente al incremento de la cobertura nubosa y las precipitaciones, características de la temporada de lluvias. Adicionalmente, se reportaron fallas técnicas en algunos componentes del sistema de monitoreo, lo que pudo afectar la continuidad y confiabilidad de los datos en determinados intervalos.

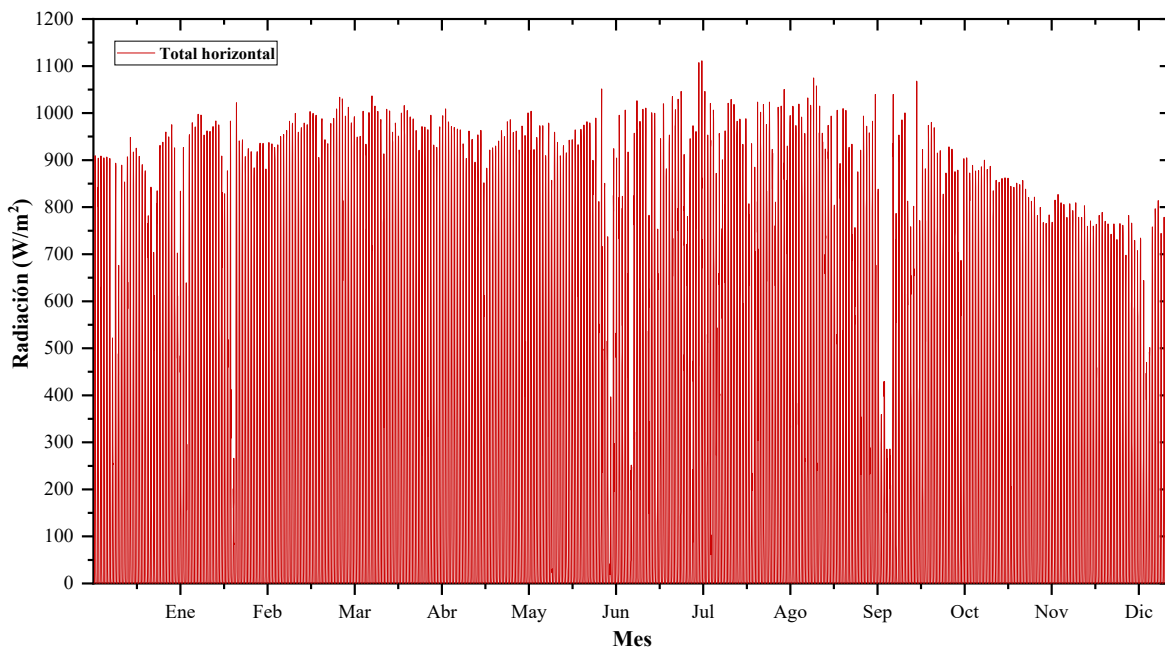


Figura 3.30 Comportamiento anual de la radiación total horizontal.

La Figura 3.31 muestra la variación horaria de la temperatura ambiente registrada a lo largo del año 2024. Se observa una tendencia creciente en los valores térmicos durante los meses de enero a mayo, alcanzando temperaturas máximas en el intervalo de 28.4°C a 38.9°C y mínimas entre 13.7°C y 22.4°C . Este comportamiento se encuentra asociado al incremento progresivo de la radiación solar y a una menor cobertura nubosa típica del periodo de transición del invierno a la temporada seca.

Sin embargo, entre los meses de mayo y junio, se evidencia un descenso gradual en las temperaturas, atribuible al inicio del periodo de lluvias, el cual provoca una mayor cobertura nubosa, aumento en la humedad relativa y eventos de precipitación que contribuyen al enfriamiento del entorno.

Durante la segunda mitad del año (julio a diciembre), las temperaturas presentan fluctuaciones moderadas, con valores máximos que oscilan entre 27.8 °C y 29.3 °C, y mínimos comprendidos entre 13.2 °C y 21 °C. Estas variaciones se explican por la interacción entre la persistencia de condiciones húmedas, la disminución de la radiación y el cambio estacional hacia un ambiente más templado conforme se aproxima el invierno.

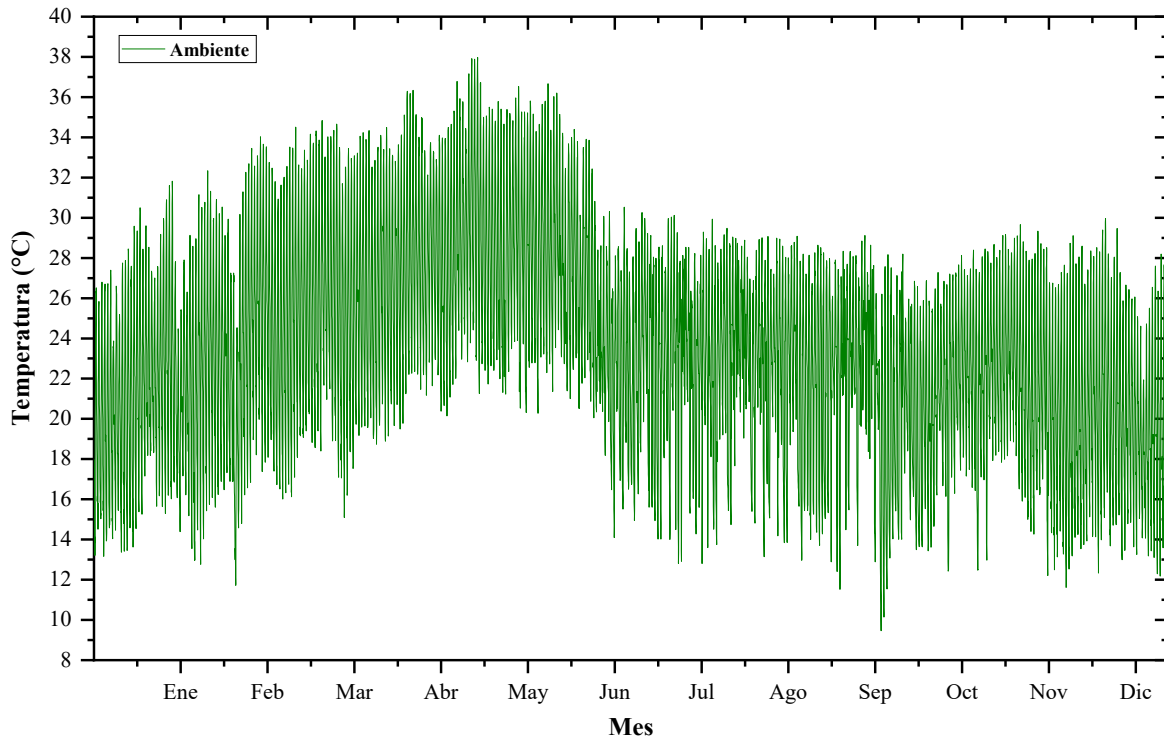


Figura 3.31 Comportamiento anual de la temperatura ambiente.

La Figura 3.32 muestra la variación de la humedad relativa a lo largo del año 2024, evidenciando comportamientos estacionales asociados a las condiciones meteorológicas predominantes. Durante los primeros meses del año, particularmente en enero, se registraron valores máximos que oscilaron entre 55.2 % y 67.3 %. Sin embargo, entre los meses de febrero a mayo, se observó una disminución progresiva en la humedad, manteniéndose en niveles relativamente bajos y estables. En este periodo, los valores máximos se situaron entre 32.6 % y 48.9 %, mientras que los valores mínimos descendieron hasta intervalos de 10.6 % a 19.5 %.

Esta reducción en la humedad relativa se atribuye a la ausencia de precipitaciones significativas y al incremento de la radiación solar y temperatura ambiental, condiciones típicas de la transición hacia la temporada seca, las cuales favorecen la evaporación y reducen el contenido de vapor de agua en el aire.

A partir de finales de mayo e inicios de junio, se observa un aumento significativo en la humedad relativa, como consecuencia del inicio de la temporada de lluvias en la región. Durante este periodo (junio a octubre), los valores máximos de humedad alcanzaron niveles de hasta 88.2 %, mientras que los mínimos oscilaron entre 39.2 % y 56.8 %.

Finalmente, en los meses de octubre a diciembre, la humedad relativa presentó una ligera disminución, estabilizándose en un intervalo comprendido entre 30.6 % y 67.7 %, asociado al retroceso gradual del régimen de lluvias y al descenso paulatino de la temperatura.

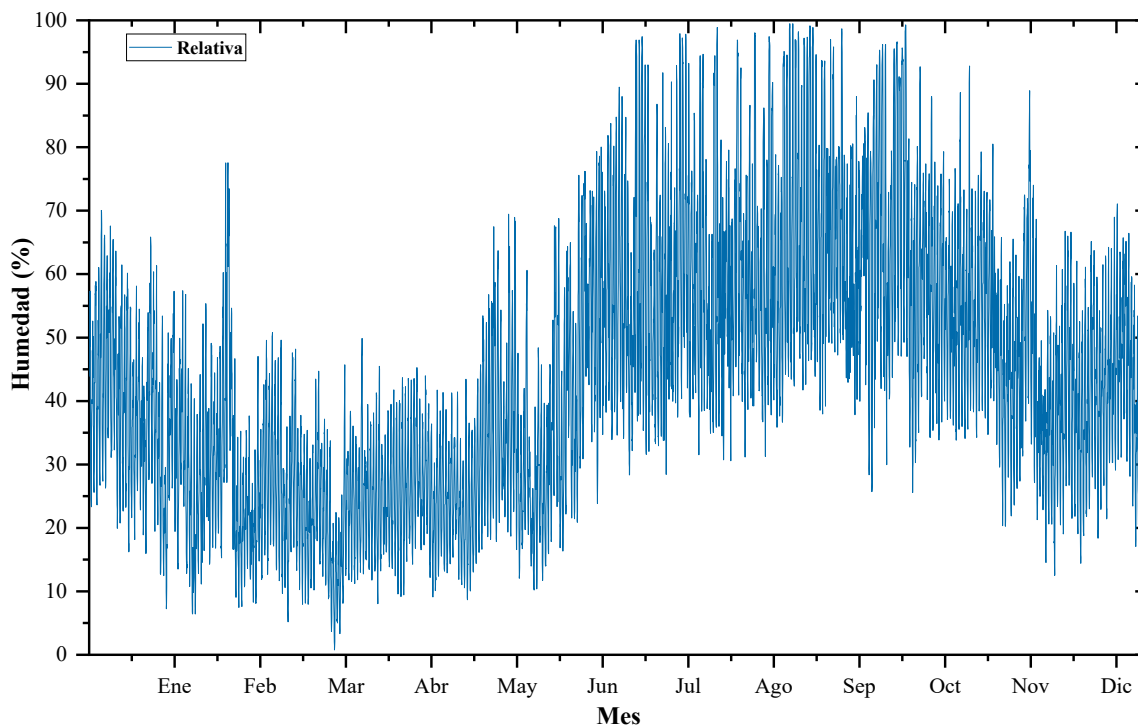


Figura 3.32 Comportamiento anual de la humedad relativa.

La Tabla 3.7 presenta los valores promedio mensuales de las variables climáticas correspondientes al año 2024. Se identifican los meses de marzo, abril, mayo y junio como los más cálidos del periodo, registrando temperaturas de 25.5 °C, 27.3 °C, 28.8 °C y 26.2 °C. En términos de humedad relativa, septiembre se posiciona como uno de los meses más húmedos, alcanzando un valor promedio del 66.3 %. En cuanto a la disponibilidad de recurso solar, marzo y abril exhiben los niveles más altos de radiación media, con 288.9 W/m² y 292.7 W/m².

Tabla 3.7. Parámetros climáticos mensuales.

Mes	T. ambiente (°C)	HR (%)	Rad. Solar (W/m ²)
Enero	21.3	38.5	228.8
Febrero	23.2	28.8	256.4
Marzo	25.5	23.3	288.9
Abril	27.3	25.5	292.7
Mayo	28.8	30.4	286.7
Junio	26.2	43.3	258.4
Julio	22.7	59.5	264.3
Agosto	23.1	59.6	276.5
Septiembre	21.8	66.3	229.3
Octubre	21.2	60.1	237.1
Noviembre	21.7	46.3	221.9
Diciembre	20.3	40.9	195.2
Prom. anual	23.6	43.5	253.1

Los datos recopilados por la estación meteorológica fueron utilizados como condiciones de entrada para el sistema de simulación energética. El modelo de simulación implementado corresponde al mismo que fue configurado y calibrado para la validación de datos experimentales, descrito en la sección 3.2.1.2, Figura 3.21. No obstante, en este caso particular, se modificó la configuración del intervalo y duración del tiempo de simulación para ajustarse a los requerimientos del análisis anual.

La Figura 3.33 muestra la configuración correspondiente al control temporal de la simulación. Es importante destacar que el año 2024 es un año bisiesto, por lo que el número total de registros generados se determinó con base en las 8784 horas que conforman dicho año. En consecuencia, el modelo produjo un conjunto de 8784 datos horarios, que representan de manera continua el comportamiento del sistema durante todo el periodo simulado.

The image shows a software interface for configuring simulation parameters. It contains three sections:

- Simulation start time:** A red location pin icon is to the left of a text input field containing the number '1'. To the right of the input field is a dropdown menu currently showing 'hr'.
- Simulation stop time:** A green location pin icon is to the left of a text input field containing the number '8784'. To the right of the input field is a dropdown menu currently showing 'hr'.
- Simulation time step:** To the left of the text input field are two yellow buttons labeled '12 h' and '4 h'. The text input field contains the number '1'. To the right of the input field is a dropdown menu currently showing 'hr'.

Figura 3.33 Configuración del tiempo de simulación.

Una vez realizadas las simulaciones, se procedió con el análisis e interpretación de la potencia de salida generada por el módulo fotovoltaico. La Figura 3.34 presenta el comportamiento anual de este parámetro.

Durante los meses de enero y febrero, se registraron los valores más altos de potencia, con intervalos entre 261.3 W y 274.6 W. Este comportamiento se atribuye a la presencia de niveles factibles de radiación solar y temperaturas ambiente, condiciones que favorecen un rendimiento eficiente del panel, dado que la eficiencia fotovoltaica disminuye con el aumento excesivo de la temperatura de operación.

En los meses de marzo, julio, agosto y octubre, la potencia osciló entre 243.8 W y 268.3 W, observándose una leve disminución respecto a los primeros meses del año. Esto se debe a un incremento en la temperatura ambiente, que reduce la eficiencia de conversión del módulo, y a la presencia intermitente de nubosidad, la cual introduce un componente de radiación difusa que, si bien puede contribuir a cierta generación, no iguala la efectividad de la radiación directa.

En contraste, los meses de abril y mayo presentaron una disminución más notoria, con valores de potencia entre 226.2 W y 234 W. A pesar de que en este periodo se registraron niveles altos de radiación solar, las temperaturas elevadas superaron las condiciones óptimas del panel, generando pérdidas térmicas en el proceso de conversión fotovoltaica.

Finalmente, durante junio, septiembre, noviembre y diciembre, los valores de potencia se redujeron aún más, ubicándose entre 215.7 W y 227.3 W. Esta disminución se explica por la disminución significativa de la irradiancia incidente, producto de la alta cobertura nubosa y las precipitaciones características de la temporada de lluvias. Aunque las temperaturas fueron

relativamente moderadas, la baja disponibilidad de radiación solar directa limitó sustancialmente la capacidad del sistema para alcanzar niveles óptimos de potencia.

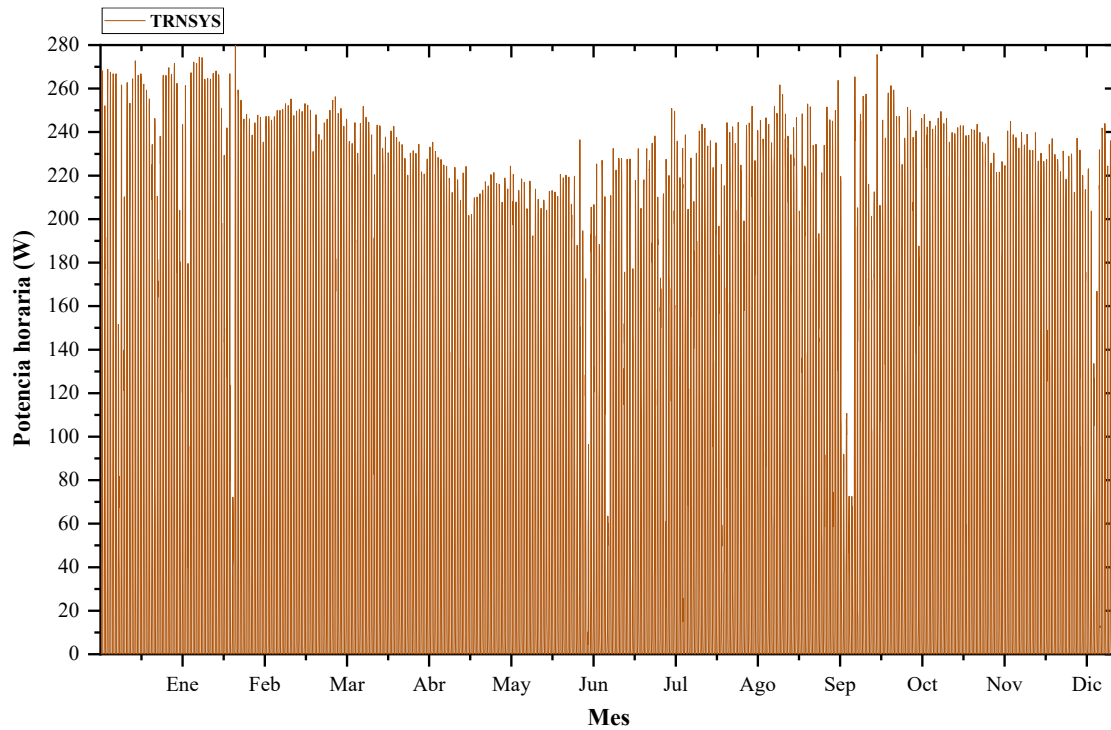


Figura 3.34 Comportamiento anual de la potencia horaria de salida.

La Tabla 3.8 presenta los valores promedio mensuales de la potencia dada por el modelo simulado. Se observa que el mes con mayor potencia corresponde a marzo, con un valor promedio de 68.7 W, mientras que la potencia más baja se registró en junio, con una media de 55.8 W. Este comportamiento puede atribuirse a las condiciones climáticas del año 2024. En marzo, correspondiente al final del invierno e inicio de la primavera, suelen presentarse cielos más despejados y una mayor disponibilidad de radiación solar directa, lo que favorece el rendimiento del panel fotovoltaico. En contraste, durante junio—coincidente con el inicio del verano y la temporada de lluvias en la región de estudio—es común la presencia de nubosidad densa, mayor humedad y menor radiación solar efectiva, lo cual repercute negativamente en la captación energética y, por ende, en la potencia generada.

Tabla 3.8 Promedio mensual de la potencia.

Mes	Potencia (W)
Enero	63.7
Febrero	66.4
Marzo	68.7
Abril	65.5
Mayo	61.9
Junio	55.8
Julio	58.2
Agosto	66.6
Septiembre	58.4
Octubre	65.8
Noviembre	66.9
Diciembre	61.2
Prom. Anual	63.3

Una vez obtenida la potencia de salida dada por el modelo de simulación de TRNSYS, se procedió con el cálculo de la generación de la energía mensual.

La generación eléctrica en un intervalo de tiempo se obtiene mediante la integración de la potencia respecto al tiempo, esto se representa mediante la Ecuación 3.4.

$$E_g = \int_{t_1}^{t_2} P(t) dt \quad (3.4)$$

Donde E_g es la energía genera por el panel, t_1 y t_2 son los límites de integración (inicio y fin del mes en horas) y dt es el diferencial del tiempo (incremento del tiempo).

Entonces, si la potencia es conocida en intervalos de tiempo discretos (horarios). La integral se puede aproximar con la Ecuación 3.5 como una sumatoria de Riemann.

$$E_g \approx \sum_{i=1}^n P_i \cdot \Delta t \quad (3.5)$$

Donde P_i es lo potencia medida en el intervalo i en W, Δt es el intervalo de tiempo entre mediciones en horas y n es el número total de datos en el mes.

3.3 Caso de estudio: dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo en una residencia típica en Morelos.

En términos generales, es factible configurar una amplia gama de sistemas fotovoltaicos autónomos (off-grid), los cuales pueden variar desde diseños básicos hasta esquemas más sofisticados, dependiendo de múltiples factores como los requerimientos de potencia, las características dinámicas de la carga eléctrica y la disponibilidad de recursos energéticos locales.

La Figura 3.35 presenta la metodología general para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo.

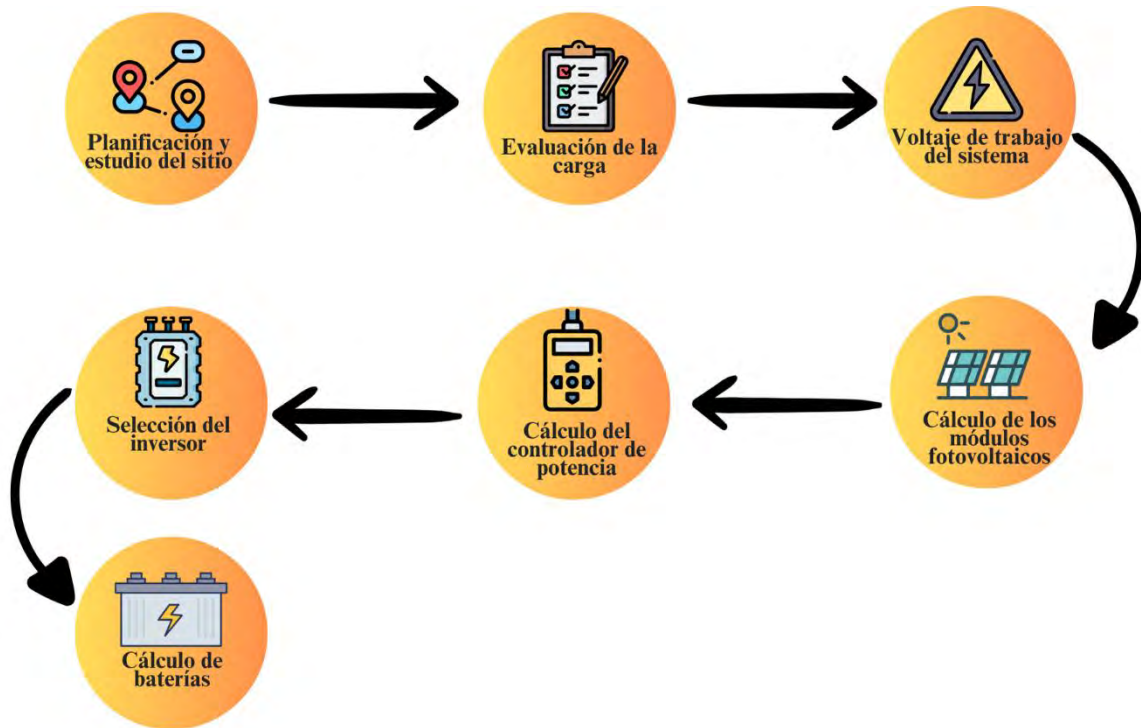


Figura 3.35 Metodología general para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos (Mohanty, 2012).

3.3.1 Planificación y estudio del sitio

La producción del conjunto de paneles fotovoltaicos depende de la ubicación geográfica y el tiempo. Es importante seleccionar un sitio adecuado basado en la disponibilidad de recursos climáticos. Por lo tanto, al planificar la instalación de un sistema fotovoltaico, es necesario seleccionar apropiadamente el sitio considerando la posible presencia de objetos altos

cercanos. Durante el estudio del sitio, se deben abordar los siguientes aspectos para evaluar la instalación del sistema fotovoltaico.

- Orientación del sitio y superficie total de terreno o techo disponible.
- Estructura y tipo de techo.

Para identificar la mejor ubicación para la instalación del módulo solar fotovoltaico, se deben evaluar opciones como: ¿Dónde exactamente debería instalarse el módulo? ¿Puede instalarse en el techo o en el suelo? Si se va a instalar en el techo, se debe determinar si es de paja, concreto o asbesto. Si se va a instalar en el suelo, se debe identificar la ubicación exacta. El parámetro más crítico es la identificación de un área libre de sombras. Es necesario garantizar que el conjunto de paneles fotovoltaicos se instale en un área donde ningún objeto proyecte sombras sobre ellos.

Para este estudio, se eligió una residencia típica en Cuernavaca Morelos se basa en un techo de hormigón correspondiente a la casa del proyecto de la norma NOM-020-ENER-2011 (Hernández-Pérez, 2016). La Figura 3.36 muestra una vista isométrica de la residencia y la superficie disponible, que cuenta con un área de 54.34 m², donde se dimensionó la instalación los módulos fotovoltaicos.

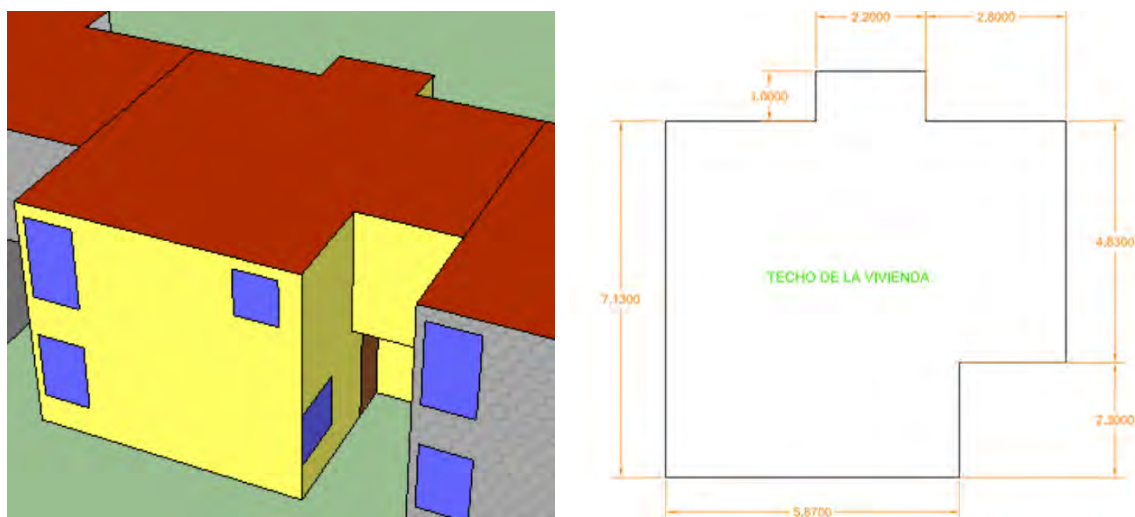


Figura 3.36 Vista isométrica de la vivienda y superficie total del techo disponible (Hernández-Pérez, 2016).

3.3.2 Evaluación de la carga.

En la planificación se necesitan variaciones de carga estacionales y diarias. Es importante evaluar los tipos y la utilización de las cargas con los respectivos perfiles, así como la estimación energética para los diferentes tipos de aparatos electrónicos (Mohanty, 2012). Para este estudio, se elaboró un análisis detallado de la demanda energética en consulta con los consumidores, integrando dicha información en los perfiles de carga mostrados en la

Tabla 3.9. Esta evaluación se fundamentó en datos de uso residencial recopilados por la CONUEE (2024).

En el caso de cargas eléctricas resistivas (como las lámparas incandescentes), se mantuvo la demanda máxima sin modificación, dado que su comportamiento es lineal y no genera picos de corriente ni desfases en el consumo. Del mismo modo, las cargas electrónicas o mixtas (televisor) se conservaron con la demanda nominal, ya que, a pesar de su complejidad interna, no presentan exigencias de arranque significativas.

Tabla 3.9 Requerimientos de carga y energía (CONUEE, 2024).

<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>i=b*c*d*</i>	
AC/DC Electrodomésticos/Carga	Cantidad	Potencia por carga/aparato <i>W</i>	Horas de uso diarias <i>h/day</i>	Demanda máxima <i>Watts</i>	Consumo diario <i>Wh_{AC}/dia</i>	
Television	1	175	4	175	700	
Ventilador	2	60	4	120	480	
Refrigerador	1	258	10	900	2580	
Lampara recamara	3	18	4	54	216	
Lampara baño	1	18	2	18	36	
Lampara escalera pasillo	1	18	1	18	18	
Lampara sala comedor	2	18	2	36	72	
Lampara calle	1	18	4	18	72	
Lampara patio	1	18	3	18	54	
Total				1357	4228	5073.6

En contraste, las cargas inductivas requieren un tratamiento particular. El ventilador, aunque posee un motor eléctrico, presenta un bajo número de horas de operación diaria, por lo que se mantuvo la demanda sin ajuste. Sin embargo, el refrigerador, además de ser una carga inductiva, presenta características transitorias con picos de corriente durante el arranque del compresor, que pueden alcanzar entre tres y siete veces su potencia nominal. Para garantizar un funcionamiento adecuado del sistema, y en especial para evitar interrupciones o fallas en el inversor, se adoptó un factor de arranque de 3, multiplicando la demanda nominal del refrigerador únicamente para el dimensionamiento del inversor. Cabe destacar que este pico de arranque no afecta de manera significativa al dimensionamiento del generador fotovoltaico ni del banco de baterías, ya que se trata de un fenómeno de corta duración.

3.3.2.1 Voltaje de trabajo del sistema

Un aspecto clave a definir es el voltaje del sistema, especialmente en el caso de estaciones de carga solar, que pueden operar a 12/24/48 V DC.

El voltaje del sistema se elige a partir del consumo diario, basándose en los siguientes criterios:

- De 1 a 2000 Wh de consumo diario, se recomienda realizar un sistema de 12v.
- De 2001 Wh a 4000 de consumo diario, se recomienda realizar un sistema de 24V.
- De 4001 Wh en adelante se recomienda realizar un sistema de 48V.

El consumo diario total de las cargas es de 4228 Wh; sin embargo, para reflejar condiciones reales de operación, se aplicó un factor de corrección de 1.2, obteniendo un consumo de 5073.6 Wh, con el fin de compensar las pérdidas energéticas asociadas a los inversores, controladores de carga, banco de baterías y cableado. Por lo que el sistema estará trabajando a 48 V.

3.3.3 Evaluación de los recursos de energía solar

La evaluación de los recursos de energía solar es importante para el dimensionamiento del sistema, ya que permite estimar la potencia fotovoltaica total necesaria y cuantificar el número de módulos necesarios

La información sobre radiación solar puede obtenerse a través de la NASA proporcionando la latitud y longitud del sitio de interés.

La Tabla 3.10 presenta las HSP de cada mes en el año 2024. No obstante, para el cálculo preciso de la potencia fotovoltaica requerida, se consideran valores de HSP correspondientes al mes de menor radiación. Este enfoque garantiza que la cantidad de paneles fotovoltaicos sea suficiente para cubrir la demanda máxima generada por las cargas eléctricas de la vivienda.

Tabla 3.10 HSP promedio de cada mes en el año 2024.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
HSP	5.8	6.4	6.8	6.8	5.9	5.5	5.8	5.8	5.3	5.6	5.8	5.6

El mes que presentó menor índice de radiación fue el mes de septiembre con 5.3 horas, por lo que se optó por usar ese valor para el cálculo de módulos fotovoltaicos.

3.3.3.1 Cálculo de los módulos fotovoltaicos

En el cálculo de los módulos fotovoltaicos es importante evaluar la potencia fotovoltaica necesaria y así abastecer el consumo de las cargas eléctricas de los aparatos.

La Ecuación 3.6 estima la potencia fotovoltaica necesaria del sistema:

$$P_{pv} = \frac{C_{diario}}{HSP_{min}} \quad (3.6)$$

Donde P_{pv} es la potencia fotovoltaica del sistema en W. El C_{diario} de los aparatos eléctricos de corriente alterna en Wh y HSP_{min} son las horas sol pico mínimas en el mes de septiembre.

Al ingresar los datos a la ecuación, la P_{pv} quedaría como:

$$P_{pv} = \frac{5073.6}{5.3}$$

$$P_{pv} = 957.2$$

Una vez obtenido la potencia fotovoltaica del sistema, se procedió a calcular el número de módulos fotovoltaicos necesarios mediante la Ecuación 3.7:

$$N_{modulos} = \frac{P_{pv}}{P_{modulo}} \quad (3.7)$$

Donde $N_{módulos}$ es el número total de módulos fotovoltaicos y $P_{módulo}$ es la potencia nominal del panel fotovoltaico en watts.

Al agregar los datos correspondientes a la ecuación, se calculó el número de módulos necesarios para el sistema. Cabe mencionar que se utilizó la potencia del panel JA Solar JAP60S0-275/SC, mismo que fue empleado para la experimentación y el análisis comparativo de las metodologías.

$$N_{modulos} = \frac{957.2}{275} = 3.48 \approx 4$$

En cálculos fotovoltaicos, siempre se redondea al número inmediato superior, puesto que el objetivo de mantener el voltaje del sistema, los módulos se conectan en serie. Por lo cual se conectaron 2 series de 2 paneles.

3.3.4 Calculo del controlador de potencia

Un controlador de potencia en sistemas fotovoltaicos es un dispositivo electrónico encargado de regular y optimizar la entrega de energía desde los paneles solares hacia la carga o el sistema de almacenamiento, asegurando la operación dentro de parámetros seguros y eficientes. La función principal de este dispositivo es gestionar la potencia de salida, evitando sobrecargas y maximizando la eficiencia mediante técnicas como MPPT o PWM (Pulse Width Modulation). Para la selección del controlador de carga, se consideraron tres parámetros fundamentales: el voltaje del sistema (48 V en este caso), el número total de módulos fotovoltaicos y la potencia generada por los módulos. La corriente requerida para el controlador se calcula utilizando la Ecuación 3.8:

$$I_{Controlador} = \frac{P_{Tpv}}{V_{sistema}} \quad (3.8)$$

Donde $I_{controlador}$ es la corriente necesaria del controlador en Amp. P_{Tpv} es la potencia total entregada por los módulos fotovoltaicos en Watts y $V_{sistema}$ es el voltaje de trabajo del sistema fotovoltaico en Volts.

El cálculo de la corriente necesaria del controlador de potencia quedo de la siguiente manera:

$$I_{Controlador} = \frac{1100}{48} = 22.9 \approx 23$$

Por lo que se seleccionó un controlador de potencia de 30 A con una capacidad de 2 kW, el cual es adecuado para gestionar la potencia generada por los paneles fotovoltaicos. Este controlador opero con una salida de 48 V de corriente directa (CD) y admite un voltaje máximo de trabajo de 150 V. Dado que cada panel fotovoltaico funciona a 38.38 V, y considerando la configuración de dos cadenas (strings) conectadas en serie, se alcanza un voltaje total de 76.76 V, manteniéndose dentro del intervalo operativo del controlador.

3.3.5 Selección del inversor

El inversor es un dispositivo electrónico que convierte la corriente directa (CD) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), compatible con la red eléctrica o los equipos de consumo. Además de la conversión, puede incluir funciones de sincronización con la red, optimización de eficiencia (MPPT) y protección contra variaciones de voltaje y frecuencia. Para el cálculo del inversor se consideraron los siguientes parámetros: el voltaje de operación del sistema (48 V), la demanda máxima de los dispositivos eléctricos y el voltaje de corriente alterna (CA) al que operan dichos dispositivos.

En este caso, el inversor se seleccionó en base a la demanda máxima de los aparatos eléctricos, la cual es de 1357 W, por lo que se elige un inversor de 1500 W (1.5 kW) para asegurar un margen de seguridad y un funcionamiento adecuado. Asimismo, el inversor proporciona un voltaje de salida de 120 V en corriente alterna, ya que es el valor requerido por los dispositivos eléctricos.

3.3.6 Calculo de baterías

Para el dimensionamiento de la cantidad y tipo de baterías, se consideraron los mismos parámetros utilizados en el cálculo de los componentes fotovoltaicos previos. Asimismo, se consideró una eficiencia del inversor del 93%, esto siendo especificado en la ficha técnica del equipo seleccionado. Los factores determinantes incluyen el consumo diario de los dispositivos, una profundidad de descarga del 50% (para evitar la descarga completa de las baterías) y una autonomía de 3 días. La autonomía se define como el número de días en que

el sistema puede suministrar energía sin recibir generación solar, es decir, cuando no hay radiación solar suficiente debido a condiciones climáticas adversas, como días nublados o lluviosos.

La capacidad requerida por cada batería se determina mediante la Ecuación 3.9:

$$C_{requerida} = \frac{C_{diario} \div \eta_{Inversor}}{V_{sistema}} \quad (3.9)$$

Donde $C_{requerida}$ es la capacidad necesaria de cada batería, $V_{sistema}$ es el voltaje de trabajo del sistema y η es la eficiencia del inversor.

La capacidad de cada batería quedo de la siguiente manera:

$$C_{requerida} = \frac{5073.6 \div 0.93}{48} = 113.6 \approx 120$$

Para garantizar la estabilidad del voltaje del sistema y satisfacer la demanda energética de los dispositivos eléctricos, se determinó la configuración óptima del banco de baterías, calculando el número de unidades conectadas en serie (para alcanzar el voltaje nominal del sistema) y en paralelo (para proporcionar la capacidad de almacenamiento requerida).

3.3.6.1 Baterías en paralelo

Para la cantidad de baterías conectadas en paralelo, se utilizó la siguiente Ecuación 3.10:

$$Bat_p = \frac{C_{requerida} \times N_{aut}}{\frac{DoD}{C_{Bateria}}} \quad (3.10)$$

Donde $C_{bateria}$ es la capacidad de cada batería en Ah, DoD es la profundidad de descarga, N_{aut} son los días de autonomía y Bat_p es el número de baterías en paralelo.

Por lo que el número de baterías en paralelo fue de:

$$Bat_p = \frac{120 \times 3}{\frac{0.5}{129}} = 5.6 \approx 6$$

3.3.6.2 Baterías en serie

Para el número de baterías en serie, se empleó la Ecuación 3.11:

$$Bat_s = \frac{V_{sistema}}{V_{bateria}} \quad (3.11)$$

Donde Bat_s es el número de baterías en serie. Por lo tanto, el número de baterías en serie fue de:

$$Bat_s = \frac{48}{12} = 4$$

Entonces, el número total de baterías a utilizar en el sistema fotovoltaico fue de:

$$T_{Bat} = Bat_s \times Bat_p$$

$$T_{Baterias} = 6 \times 4 = 24$$

Se optó por usar baterías de plomo – ácido debido la disponibilidad comercial y confiabilidad operativa. Aunque presentan menor vida útil que otras tecnologías, la compatibilidad con equipos estándar y la facilidad de integración sin requerir sistemas de gestión avanzados las hacen una opción técnica y económicamente viable para aplicaciones en zonas aisladas.

La Figura 3.37 ilustra el sistema fotovoltaico autónomo diseñado para la vivienda. En síntesis, el sistema fotovoltaico autónomo está compuesto por cuatro módulos fotovoltaicos de 275 W, configurados en dos cadenas de 2 módulos en serie. Se empleó un controlador de potencia MPPT de 30 A, con un voltaje máximo de operación de 150 V, una salida en corriente directa de 48 V y una capacidad de trabajo de 2 kW. Asimismo, el sistema cuenta con un inversor de 1.5 kW con un voltaje de salida de 120 V de corriente alterna. Para el almacenamiento energético, se estimaron 24 baterías de 120 Ah, organizadas en una configuración de 6 baterías en paralelo y 4 en serie, garantizando un voltaje total de 48 V.

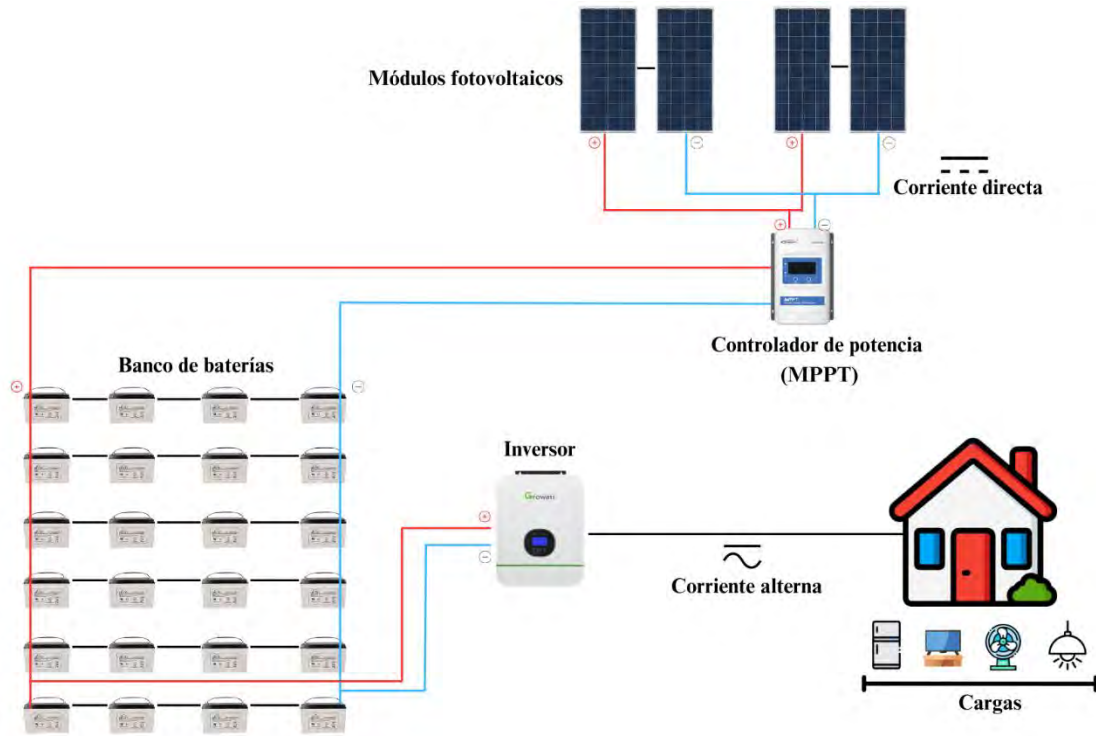


Figura 3.37 Bosquejo del sistema fotovoltaico autónomo.

Con el dimensionamiento definido, se procedió a la construcción del modelo de simulación del sistema fotovoltaico autónomo en el entorno del software TRNSYS. La Figura 3.38 muestra la implementación del modelo, en el que se incorporaron los Types correspondientes a los componentes principales del sistema fotovoltaico residencial. Parte de esta configuración retoma la estructura desarrollada en la sección 3.2.1.2, Figura 3.21, la cual se integraron tres elementos adicionales para el funcionamiento autónomo: El Type 9a-2, que representa la entrada de datos del consumo de las cargas eléctricas de la residencia; el Type47b, que representa el banco de baterías y permite modelar el almacenamiento energético y su interacción con la generación y la carga; y el Type48b, que simula el inversor, encargado de convertir la energía de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) para alimentar los equipos residenciales.

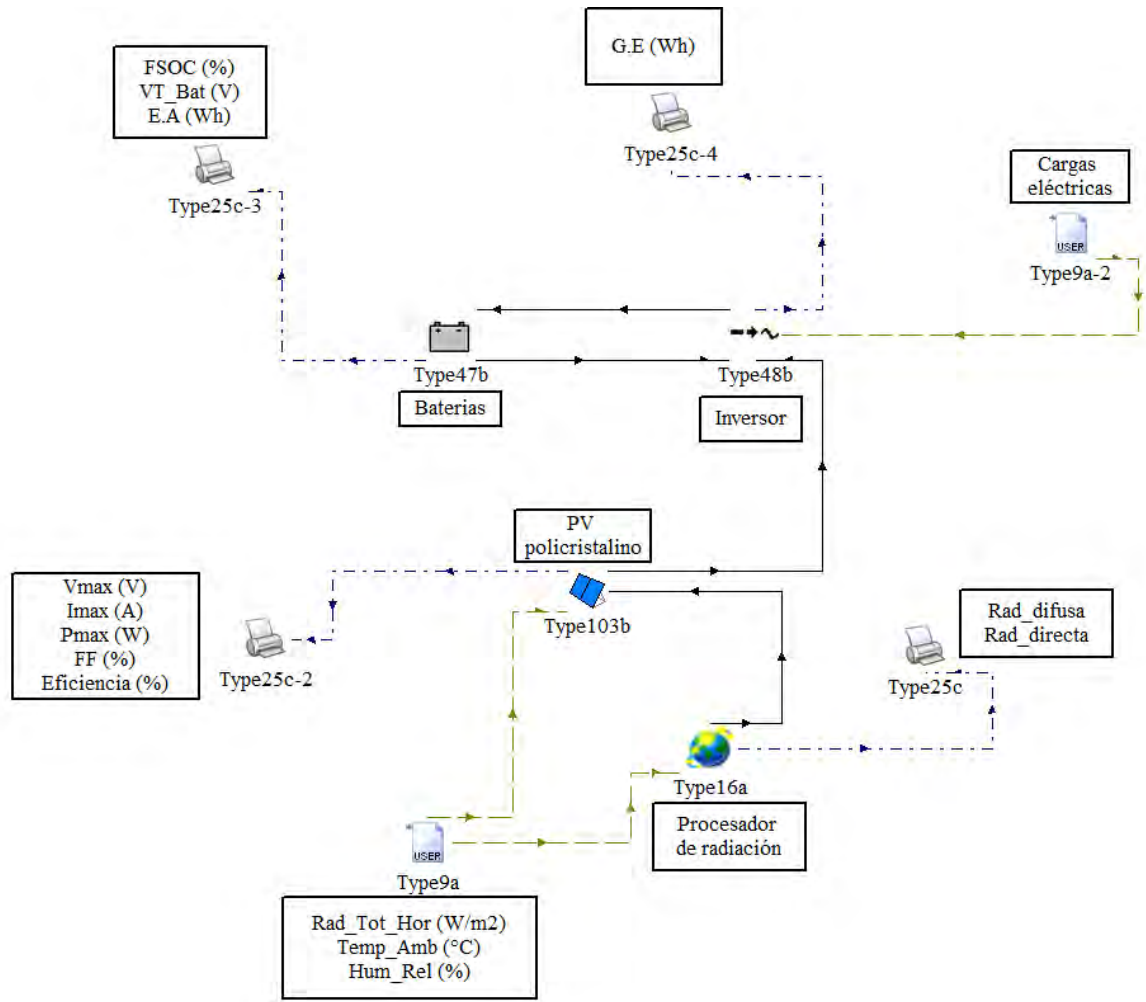


Figura 3.38 Modelo de simulación del sistema fotovoltaico autónomo.

Las simulaciones, así como parte de la configuración de los Types utilizados en este caso de estudio, se realizaron siguiendo la metodología similar a la empleada en el análisis comparativo de la energía generada descrito en la sección 3.2.1.2. Para ello, se utilizaron los datos meteorológicos registrados por la estación meteorológica instalada en CENIDET, con el objetivo de evaluar el comportamiento integral del sistema fotovoltaico autónomo. El análisis se enfocó en variables clave como la potencia total generada por los módulos fotovoltaicos, la energía producida destinada a cubrir la demanda de las cargas eléctricas, el estado de descarga fraccionario del banco de baterías, el voltaje total del sistema de almacenamiento, así como la energía acumulada en las baterías durante el periodo simulado. Esta evaluación permite identificar la capacidad del sistema para operar de manera eficiente y autónoma bajo condiciones climáticas reales.

Capítulo 4. Interpretación y análisis de los resultados

En esta sección se analizan de forma detallada los resultados obtenidos del análisis comparativo de la energía generada por el panel fotovoltaico, así como los parámetros de salidas dadas por el modelo de simulación visto en el caso de estudio.

4.1 Análisis comparativo de la energía generada por el panel fotovoltaico

Se realizó un análisis comparativo de la energía eléctrica generada por el módulo fotovoltaico a partir de tres enfoques distintos: datos experimentales registrados en el módulo instalado en Zacatepec, simulaciones de potencia obtenidas mediante TRNSYS, y una estimación teórica empleando el método HSP para seis días seleccionados de estudio. El propósito principal de esta comparación es evaluar la exactitud de cada metodología respecto a los datos experimentales, considerados como referencia.

Se empleó el mismo criterio de evaluación al cálculo del área bajo la curva de la potencia eléctrica diaria a los datos experimentales y simulados, como se detalló en la Sección 3.3.2.2, Ecuaciones 3.4 y 3.5. Mientras que para las HSP se usó la Ecuación 2.10, de la sección 2.4.1.

En cuanto al cálculo por HSP, se recurrió a los valores reportados en la plataforma POWER de la NASA para los días 29 y 30 de noviembre, así como los días 01, 02, 3 y 04 de diciembre del año 2024, obteniéndose así los siguientes datos: 5.3 h, 5.3 h, 5.3 h, 5.4 h, 5.3 h y 3.9 h, respectivamente.

La Tabla 4.1 presenta una comparación detallada entre los valores de energía generada (en Wh) estimados por los modelos HSP y TRNSYS frente a los datos experimentales registrados entre el 29 de noviembre y el 4 de diciembre. Se incluyen las diferencias porcentuales de cada modelo con respecto a los valores reales, lo que permite evaluar la precisión de ambas herramientas de simulación. Los resultados muestran que el modelo HSP subestima significativamente la generación energética, con diferencias porcentuales diarias que oscilan entre el 33.7 % y el 51.8 %, y un promedio general de 39.9 %. En contraste, las estimaciones de TRNSYS se mantienen mucho más cercanas a los valores experimentales, con un margen de error que varía entre 0.4 % y 2.5 %, y un promedio de 1.5 %. Esta comparación evidencia que TRNSYS ofrece una representación mucho más precisa del comportamiento real del sistema bajo condiciones ambientales variables.

Tabla 4.1 Comparación de la energía generada estimada por los modelos HSP y TRNSYS respecto a los datos experimentales.

Fecha	Experimental (kWh)	HSP (Wh)	Dif. % HSP	TRNSYS (Wh)	Dif. % TRNSYS
29/11/2024	1.92	1.17	38.7 %	1.89	1.3 %
30/11/2024	1.88	1.18	37.2 %	1.89	0.4 %
01/12/2024	1.91	1.18	38.2 %	1.86	2.3 %
02/12/2024	1.97	1.19	39.6 %	1.93	1.8 %
03/12/2024	1.76	1.17	33.7 %	1.77	0.5 %
04/12/2024	1.79	0.86	51.8 %	1.75	2.5 %
Promedio	—	—	39.9 %	—	1.5 %

La Figura 4.1 presenta una comparación detallada de la energía eléctrica generada por el panel fotovoltaico mediante los tres enfoques.

En particular, se observa que las estimaciones obtenidas mediante HSP presentan valores considerablemente inferiores, con registros de 1.17 kWh, 1.18 kWh, 1.18 kWh, 1.19 kWh, 1.17 kWh y 0.86 kWh para los días 29 y 30 de noviembre, y del 1 al 4 de diciembre, respectivamente. En contraste, los valores medidos experimentalmente fueron sustancialmente más altos: 1.92 kWh, 1.88 kWh, 1.91 kWh, 1.97 kWh, 1.76 kWh y 1.79 kWh, reflejando el comportamiento real del sistema bajo condiciones ambientales variables.

Por su parte, los resultados generados por TRNSYS se encuentran notablemente más cercanos a los datos experimentales, con valores de 1.89 kWh, 1.89 kWh, 1.86 kWh, 1.93 Wh, 1.77 Wh y 1.75 Wh.

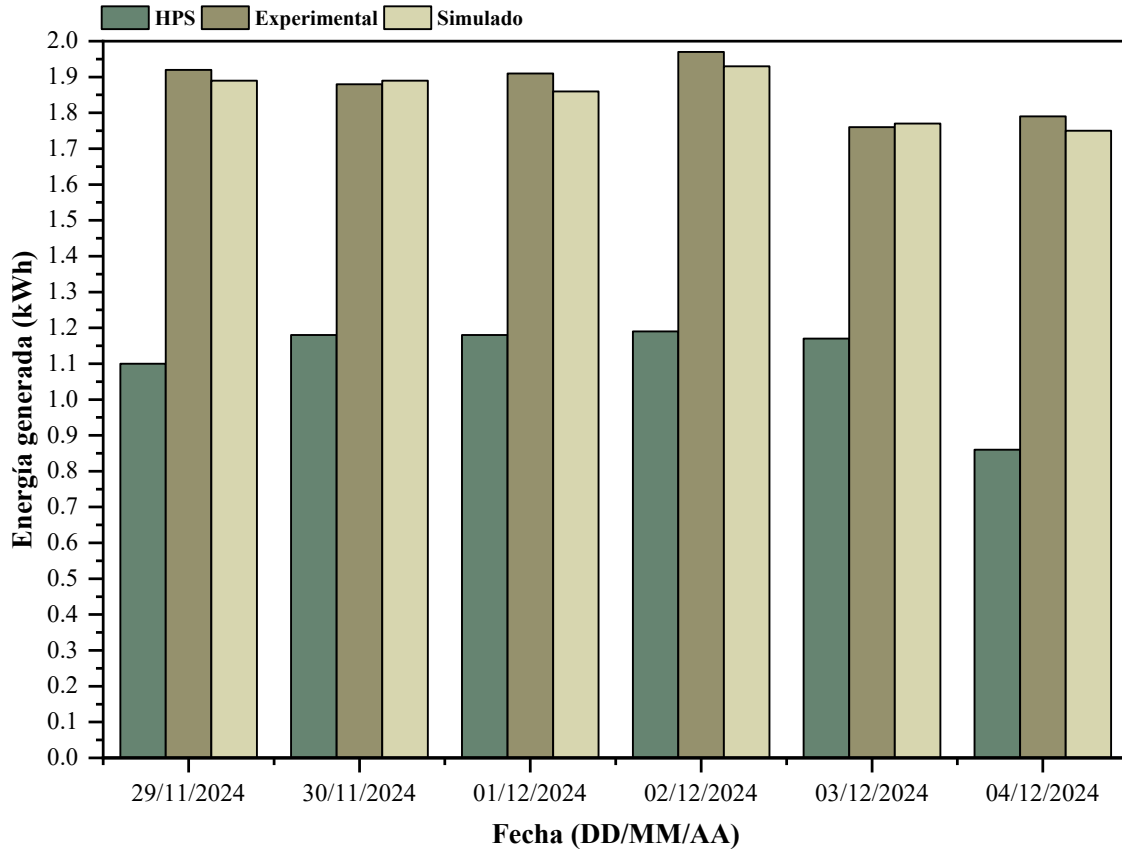


Figura 4.1 Comparación de la energía eléctrica diaria de las HSP, datos experimentales y datos simulados en TRNSYS.

Una vez realizada la comparativa de la generación eléctrica durante los seis días analizados, quedó comprobado que los datos experimentales mostraron una alta concordancia con los resultados obtenidos mediante simulación en TRNSYS. A partir de esta validación a corto plazo, se procedió a aplicar la misma metodología para una simulación anual con ambas metodologías, utilizando los datos climáticos registrados por la estación meteorológica instalada en el CENIDET correspondiente al año 2024.

La Figura 4.2 muestra el comportamiento estimado de la energía eléctrica generada anual por el panel fotovoltaico con base a la metodología de las HSP. En los meses de enero y febrero, la generación osciló entre 1083.7 Wh y 1600.3 Wh, con mínimos de 946.5 Wh a 1304.1 Wh, influida por la moderada de radiación solar.

Durante marzo y abril, se registraron los picos máximos de generación, con valores que alcanzaron entre 1625.6 Wh y 1745.2 Wh, debido a la alta disponibilidad de radiación directa en días despejados, así como a una relación temperatura-rendimiento aún favorable. Los valores mínimos en este periodo (entre 1243.7 Wh y 1362.5 Wh) reflejan la influencia de días parcialmente nublados o con menor insolación efectiva.

En el intervalo de mayo a julio, se evidenció una mayor dispersión en la generación, con máximos entre 1683.4 Wh y 1714.3 Wh y mínimos desde 942.6 Wh hasta 1372.6 Wh. Esta variabilidad se relaciona con el inicio de la temporada de lluvias, donde el aumento en la cobertura nubosa y las precipitaciones redujo la fracción de radiación directa, provocando descensos en el rendimiento, a pesar de que ocasionalmente se alcanzaron picos elevados por ventanas de cielo despejado.

Finalmente, en el periodo de agosto a diciembre, se observó una tendencia decreciente en la generación, con valores entre 1592.3 Wh y 1283.6 Wh, producto de una combinación entre radiación difusa dominante, lluvias esporádicas y una menor duración del día. Asimismo, se identificaron caídas abruptas en la energía generada, asociadas a fenómenos meteorológicos de alta intensidad, como nubosidad densa y lluvias persistentes, que reducen significativamente la captación solar, aun en presencia de temperaturas óptimas.

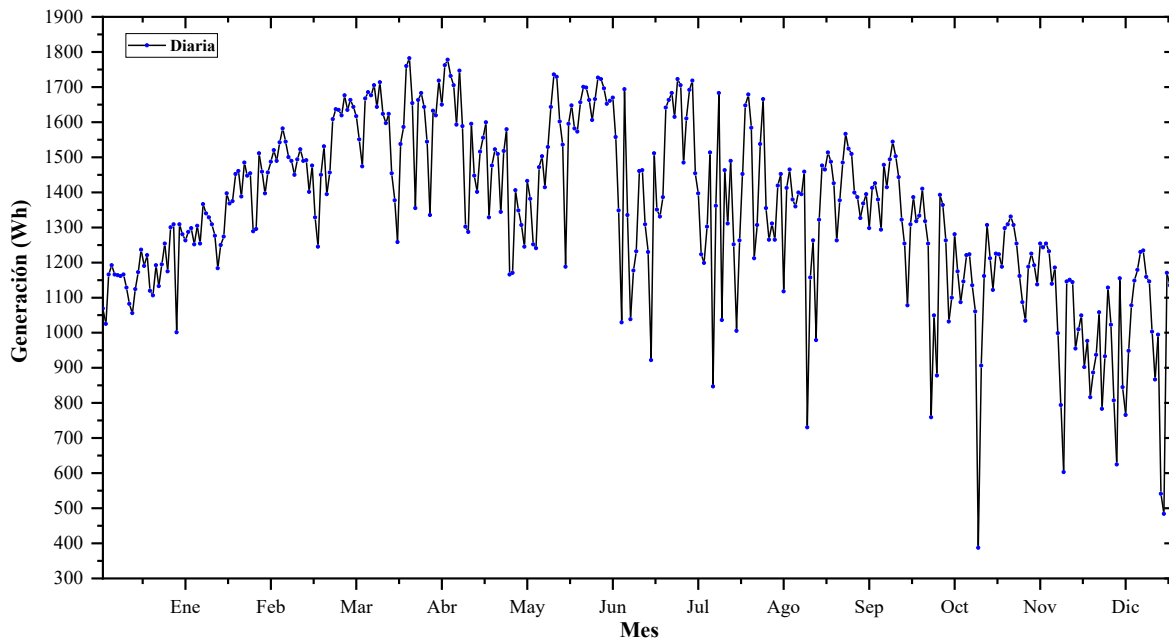


Figura 4.2 Energía generada por el panel en base a la metodología de las HSP.

Por otro lado, la metodología implementada en TRNSYS para la estimación de la energía eléctrica generada por el panel fotovoltaico se basa en la simulación horaria detallada que considera variables climáticas locales tales como la temperatura ambiente, la humedad relativa y la radiación solar global horizontal. La potencia instantánea de salida que TRNSYS calcula en cada paso horario está directamente influenciada por las condiciones meteorológicas antes mencionadas, las cuales afectan tanto la eficiencia de conversión como el rendimiento térmico del sistema. A partir de estos datos, el software genera un conjunto de 8,784 valores correspondientes a cada hora del año, lo que permite construir una curva de potencia horaria.

La estimación de la energía total generada se obtiene mediante la integración numérica de dicha curva, como se describió en la sección 3.3.2.2 (Ecuación 3.4). En este contexto, el área bajo la curva representa la energía eléctrica generada en un intervalo de tiempo específico.

La Figura 4.3 presenta el perfil horario de la potencia eléctrica durante el mes de enero, así como la correspondiente estimación de energía obtenida mediante el cálculo del área bajo la curva de potencia. En dicho perfil se aprecian picos máximos de generación cercanos a los 275 W, los cuales corresponden a las horas de mayor irradiación solar diaria. Cada agrupación de picos representa un día simulado. La integración numérica de la potencia horaria a lo largo del mes permitió determinar con precisión la energía total generada, la cual asciende a 47,448.5 Wh, equivalentes a 47.4 kWh.

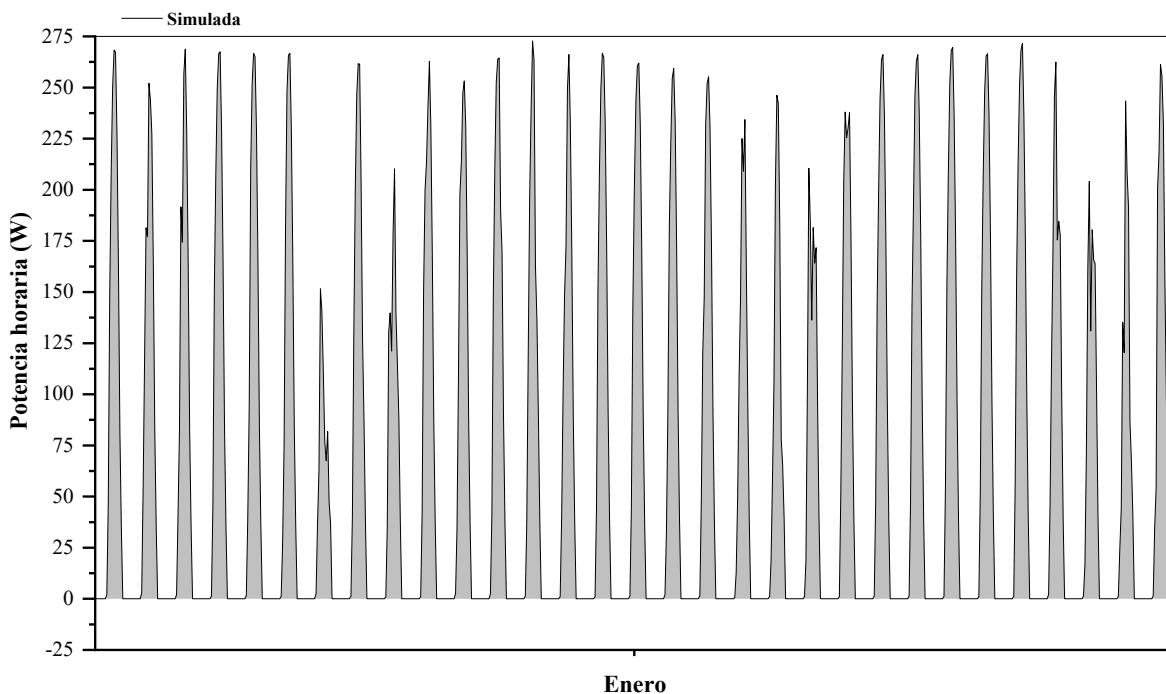


Figura 4.3 Estimación de la energía generada por el panel en el mes de enero.

Por otro lado, la Figura 4.4 presenta la estimación de generación eléctrica para un mes caracterizado por condiciones climáticas adversas, particularmente la ocurrencia de precipitaciones y un incremento en la fracción de radiación difusa. Estos factores atmosféricos impactan directamente en el desempeño del módulo, lo cual se refleja en la reducción de los picos de potencia, que en este caso se sitúan entre 202.1 W y 217.5 W. La disminución de la irradiancia directa, producto de la nubosidad y la lluvia, limita la capacidad de conversión energética de los módulos solares, lo que se traduce en una menor producción neta. Como resultado, la energía total generada durante dicho mes fue de 40.2 kWh, constituyéndose como el periodo con la menor generación eléctrica en el año analizado.

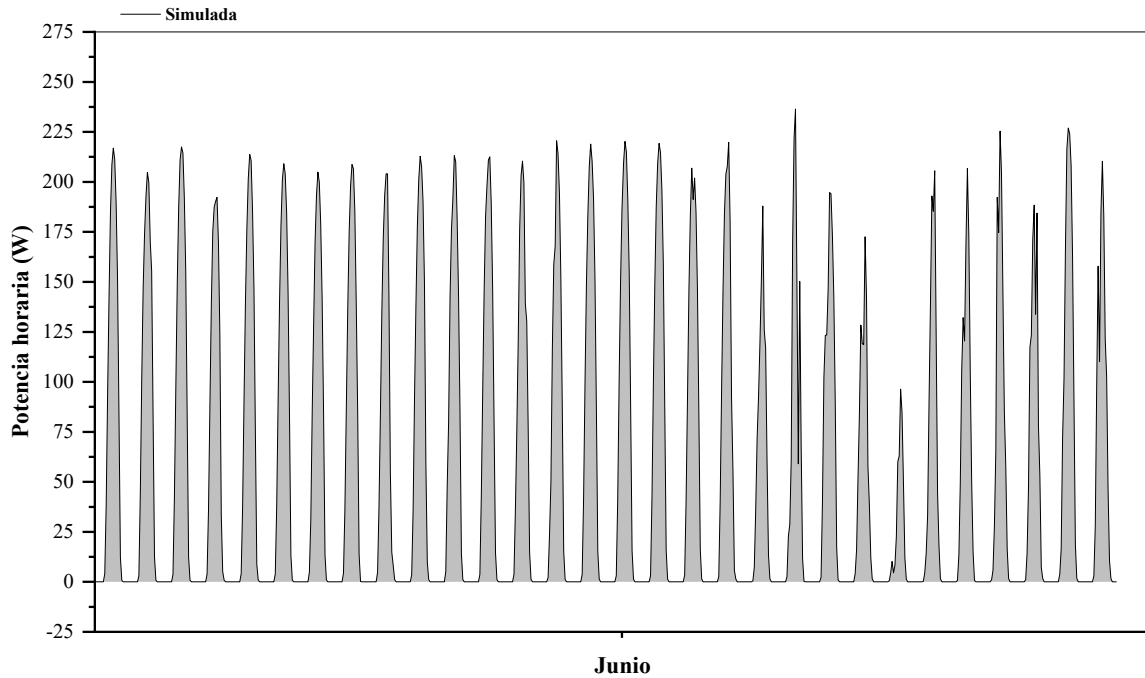


Figura 4.4 Estimación de la energía generada por el panel en el mes de junio.

Este procedimiento de estimación fue aplicado de manera sistemática a todos los meses del año. La Tabla 4.2 muestra la comparativa de la energía mensual generada siendo estimada por las dos metodologías: la basada en el enfoque de HSP y la obtenida a partir de la simulación dinámica en el software TRNSYS. Los resultados muestran discrepancias significativas entre ambas aproximaciones, atribuibles al nivel de detalle considerado por cada una. La metodología implementada en TRNSYS tiende a reportar mayores valores de generación eléctrica en varios meses, mientras que en otros casos se observa una disminución notable. Esto se debe a que TRNSYS al incorporar una modelación horaria que considera condiciones climáticas variables tales como fluctuaciones en la temperatura ambiente, presencia o ausencia de radiación solar incidente y cambios en la humedad relativa, lo cual permite una estimación más precisa y representativa del comportamiento real de la energía generada.

Tabla 4.2 Energía mensual generada dada por las dos metodologías.

Mes	Energía generada (kWh)			
	HSP	TRNSYS	Dif. Abs (kWh)	Dif. Abs (%)
Enero	36.6	47.4	10.9	23.0
Febrero	38.4	46.2	7.8	16.9
Marzo	47.4	51.2	3.9	7.7
Abril	48.5	47.2	1.3	2.7
Mayo	44.2	46.1	1.9	4.0
Junio	46.7	40.1	6.5	16.1
Julio	44.2	43.3	0.9	2.0
Agosto	41.6	49.6	8.0	16.1
Septiembre	42.5	42.1	0.5	1.2
Octubre	35.9	49	13.1	26.7
Noviembre	33.9	48.2	14.2	29.4
Diciembre	30.4	45.5	15.2	33.4
Prom. Anual	-	-	7	14.9

La Figura 4.5 presenta una comparación visual de la energía eléctrica mensual generada por el sistema fotovoltaico, calculada mediante dos metodologías: la simulación dinámica en TRNSYS y el enfoque simplificado basado en las HSP.

Durante los meses de octubre, noviembre y diciembre, TRNSYS estimó valores de generación de 48.96 kWh, 48.18 kWh y 45.53 kWh, respectivamente. Estas cifras son considerablemente superiores a las obtenidas mediante HSP (35.89 kWh, 33.99 kWh y 30.32 kWh), lo cual se explica por las condiciones climáticas presentes en dicho periodo: temperaturas ambientales moderadas y niveles moderados de radiación solar.

Asimismo, en los meses de enero, febrero, marzo y agosto, el modelo TRNSYS reportó valores de 47.44 kWh, 46.19 kWh, 51.23 kWh y 49.57 kWh, en contraste con los resultados de HSP: 36.54 kWh, 38.38 kWh, 47.30 kWh y 41.58 kWh.

En contraste, para los meses de abril, mayo, junio, julio y septiembre, los resultados muestran una tendencia mixta. La simulación con TRNSYS arrojó valores de 47.22 kWh, 46.10 kWh, 40.19 kWh, 43.34 kWh y 42.06 kWh, mientras que la metodología HSP presentó estimaciones de 48.49 kWh, 44.24 kWh, 46.65 kWh, 44.21 kWh y 42.55 kWh, respectivamente. En abril y mayo, a pesar de una irradiancia favorable, las altas temperaturas redujeron la eficiencia de los módulos, efecto captado por TRNSYS y no por el método HSP. Durante junio y julio, la presencia de lluvias influyó tanto positiva como negativamente: por

un lado, las temperaturas más bajas mejoraron el desempeño térmico, pero la baja radiación limitó la generación total, situación que nuevamente solo es reflejada por TRNSYS.

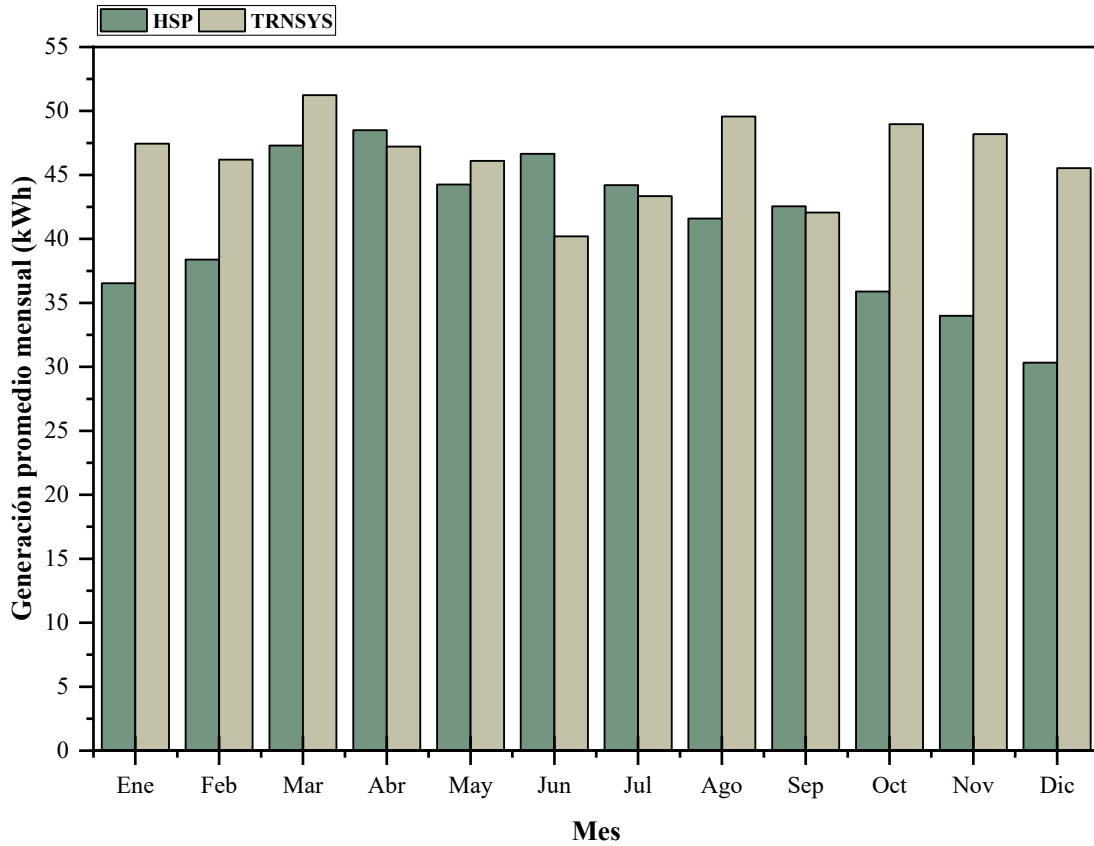


Figura 4.5 Comparación de la energía eléctrica promedio mensual de las dos metodologías implementadas.

Si bien no es posible afirmar que TRNSYS ofrece resultados más exactos en ausencia de datos experimentales anuales para validación, es importante destacar que el software utiliza modelos dinámicos que consideran múltiples variables en tiempo real, como la irradiancia solar horaria, la temperatura ambiente, la orientación e inclinación del módulo, así como las propiedades térmicas y eléctricas. Esto le permite realizar una simulación más detallada del comportamiento operativo del sistema. Por otro lado, la metodología de las HSP se basa en un valor promedio diario de irradiancia solar, lo que implica una representación más simplificada que no contempla la variabilidad horaria ni las pérdidas asociadas a factores térmicos o geométricos.

4.2 Simulación del sistema fotovoltaico autónomo en vivienda

Una vez realizadas las comparaciones metodológicas y confirmado que la metodología basada en TRNSYS proporciona estimaciones con mayor grado de aproximación a condiciones reales, se procedió a la implementación de un caso de estudio con el objetivo de analizar el comportamiento operativo de un sistema fotovoltaico autónomo bajo los parámetros climáticos definidos en la sección 3.3.2.2 (Tabla 3.7). El dimensionamiento de los componentes del sistema se realizó para una vivienda ubicada en Cuernavaca, Morelos, considerando un techo de hormigón acorde con el modelo habitacional establecido por la norma NOM-020-ENER-2011 (Hernández-Pérez, 2016). Posteriormente, al desarrollar el modelado completo del sistema en el entorno de simulación TRNSYS (Figura 3.38), se ejecutaron las simulaciones a lo largo del año 2024, considerando un año bisiesto con un intervalo horario que abarcó desde la hora 1 hasta la hora 8784, con pasos temporales de una hora. A partir de las salidas generadas por los distintos Types que integran el sistema, se obtuvieron resultados que permitieron evaluar de manera integral el desempeño energético del sistema fotovoltaico autónomo bajo condiciones operativas representativas y con base en datos climáticos reales.

4.2.1 Potencia dada por los módulos

La potencia generada por el conjunto de módulos fotovoltaicos constituye un parámetro clave para el análisis del comportamiento del sistema bajo las condiciones climáticas consideradas, ya que se encuentra directamente vinculada con el consumo energético diario de la vivienda. Este valor permitió estimar la cantidad de energía que el sistema debe producir diariamente para asegurar el suministro continuo a las cargas. En este estudio, se determinó una potencia requerida de 1100 W (1.1 kW), tal como se mostró en la Sección 3.3.2, Tabla 3.9, para satisfacer parte de la demanda eléctrica de la vivienda.

La Figura 4.6 presenta el comportamiento de la potencia horaria generada por los módulos fotovoltaicos a lo largo del año. Durante los primeros meses, los valores de potencia oscilaron entre 1,012.6 W y 1,212.4 W, lo cual evidencia un desempeño favorable del sistema en dicho periodo, atribuible a condiciones climáticas óptimas, con niveles adecuados de radiación solar y temperaturas moderadas.

En los meses de marzo, agosto y parte de octubre, la potencia se mantuvo en un intervalo más acotado, entre 1,004.2 W y 1,023.5 W. Este comportamiento se relaciona directamente con la radiación incidente disponible en esos meses, así como con temperaturas ambientales favorables que contribuyeron a una mayor eficiencia de conversión fotovoltaica.

Para el resto del año, los valores de potencia estimados estuvieron comprendidos entre 952.1 W y 1,107.4 W. Estas variaciones reflejan la influencia negativa de fenómenos climáticos como la nubosidad y las precipitaciones, los cuales reducen la disponibilidad de radiación directa. Sin embargo, dichas condiciones también contribuyen a mantener temperaturas superficiales moderadas en los módulos, evitando así una disminución significativa en su eficiencia térmica, lo cual permite preservar un rendimiento aceptable pese a las limitaciones en el recurso solar.

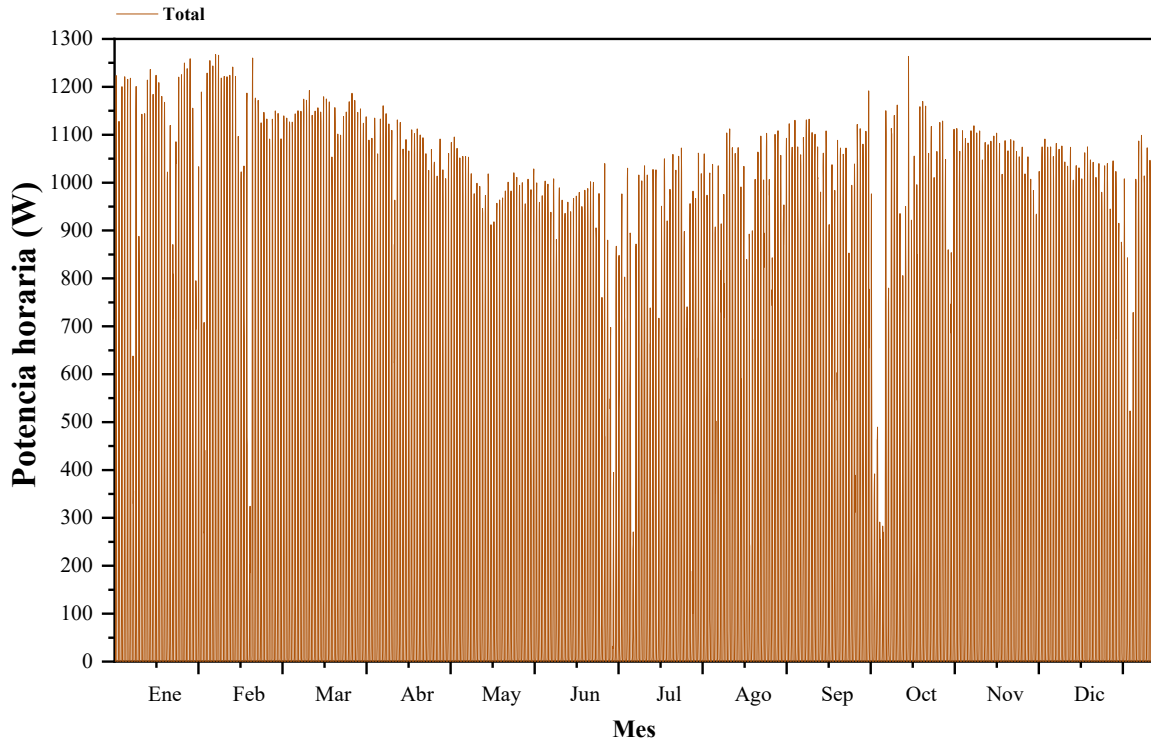


Figura 4.6 Potencia horaria entregada por el conjunto fotovoltaico.

4.2.2 Análisis de generación y cobertura del consumo diario

Dado que la generación eléctrica está estrechamente vinculada con la potencia entregada por los módulos fotovoltaicos, es importante realizar un análisis detallado para evaluar si dicha generación resulta suficiente para satisfacer el consumo eléctrico impuesto por las cargas eléctricas de la residencia. En este caso de estudio, el consumo diario promedio de la vivienda se estimó en 5.07 kWh.

Con el objetivo de verificar la capacidad del sistema para cubrir dicho consumo, se seleccionaron dos meses representativos: enero, caracterizado por una alta generación eléctrica, y junio, correspondiente al periodo de menor generación. La Figura 4.7 ilustra el comportamiento de la energía generada por el sistema fotovoltaico durante el 03 de enero, representativo al mes donde la potencia de los paneles fue mayor. En dicho día, la generación

alcanzó un valor de 6.22 kWh, superando el consumo diario estimado. Este resultado demuestra que, bajo condiciones favorables de radiación y temperatura, el sistema fotovoltaico no solo es capaz de cubrir la totalidad del consumo eléctrico residencial, sino que también puede generar un excedente.

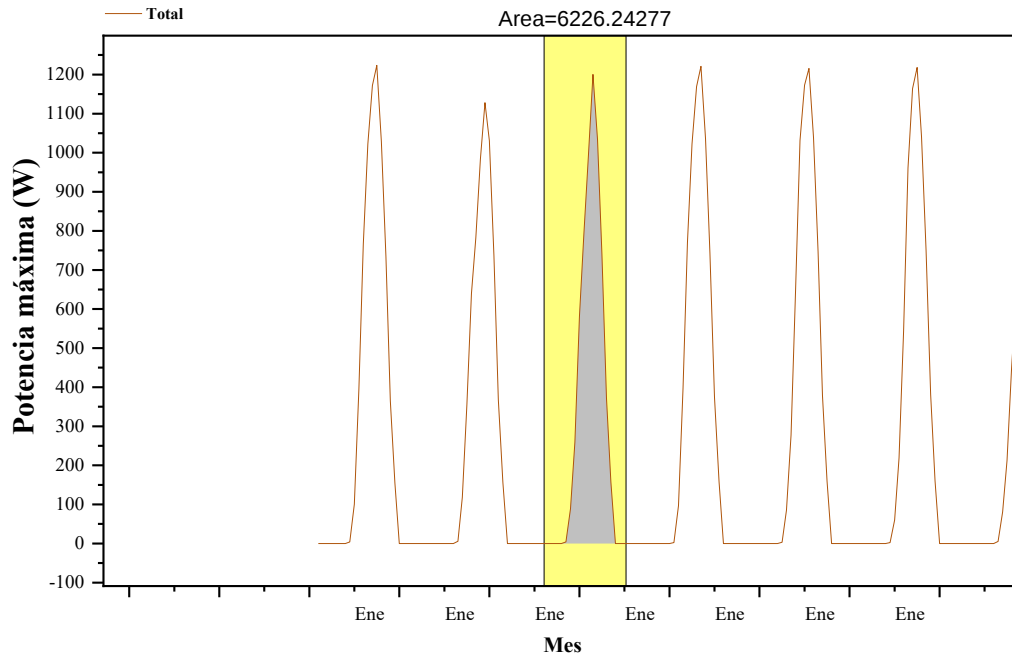


Figura 4.7 Generación eléctrica del 03 de enero.

Por otro lado, la Figura 4.8 presenta el perfil de generación eléctrica correspondiente al 14 de junio, considerado como el mes con menor potencia entregada por el sistema fotovoltaico. En dicho día, la energía generada alcanzó un valor de 5.72 kWh, cifra que, si bien es inferior a los valores observados en meses de mayor irradiancia, continúa siendo suficiente para cubrir el consumo diario de la residencia, estimada en 5.07 kWh.

Este resultado evidencia que, aun bajo condiciones menos favorables, caracterizadas por una menor radiación solar y posibles incrementos en la nubosidad, el sistema fotovoltaico mantiene un desempeño adecuado, asegurando la cobertura total de las cargas eléctricas básicas. Lo anterior se debe a la capacidad del sistema para adaptarse a variaciones climáticas mediante una conversión eficiente bajo temperaturas moderadas, lo que permite conservar una producción energética aceptable incluso en meses críticos.

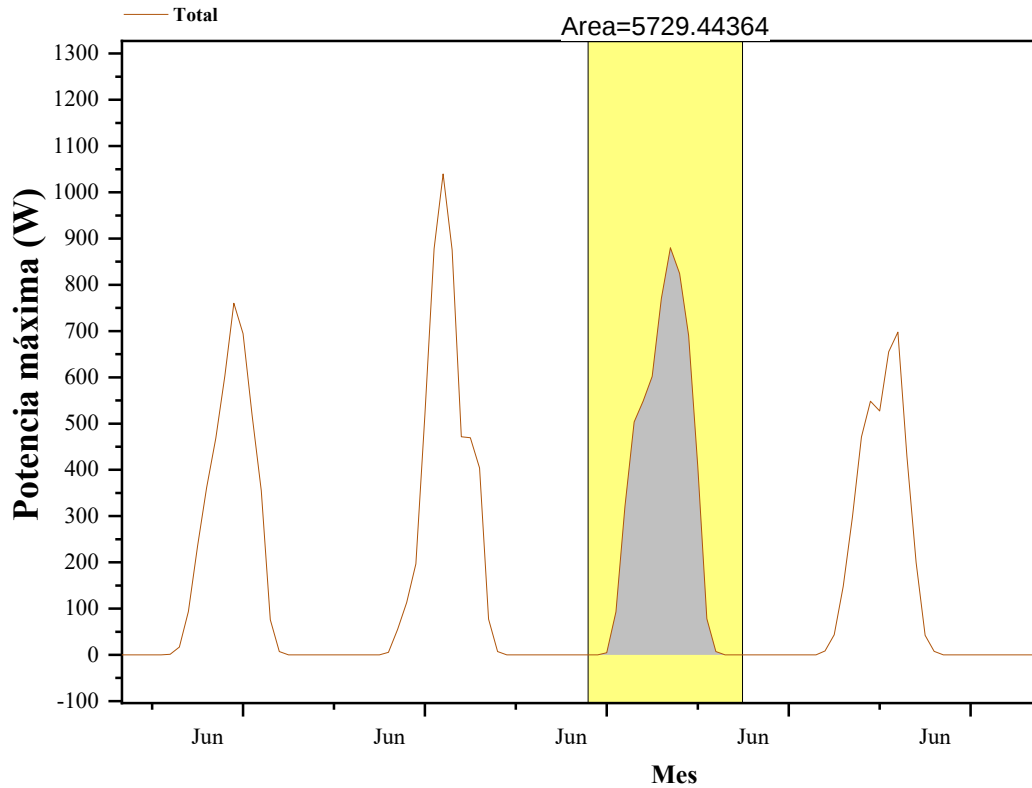


Figura 4.8 Generación eléctrica del 14 de junio.

Considerando que el consumo diario promedio de la residencia es de 5.07 kWh, se estima un consumo mensual de aproximadamente 157.35 KWh, asumiendo un mes de 31 días. La Figura 4.9 presenta la generación eléctrica mensual obtenida mediante los paneles fotovoltaicos a lo largo del año. En dicha figura, la línea roja indica el umbral aproximado de consumo mensual de los equipos eléctricos, sirviendo como referencia comparativa respecto a la energía generada. Se observa que, en todos los meses analizados, la generación fotovoltaica supera el valor estimado de demanda eléctrica, incluso en aquellos con menor número de días como febrero (28 días) o los meses de 30 días, donde naturalmente el consumo mensual es inferior.

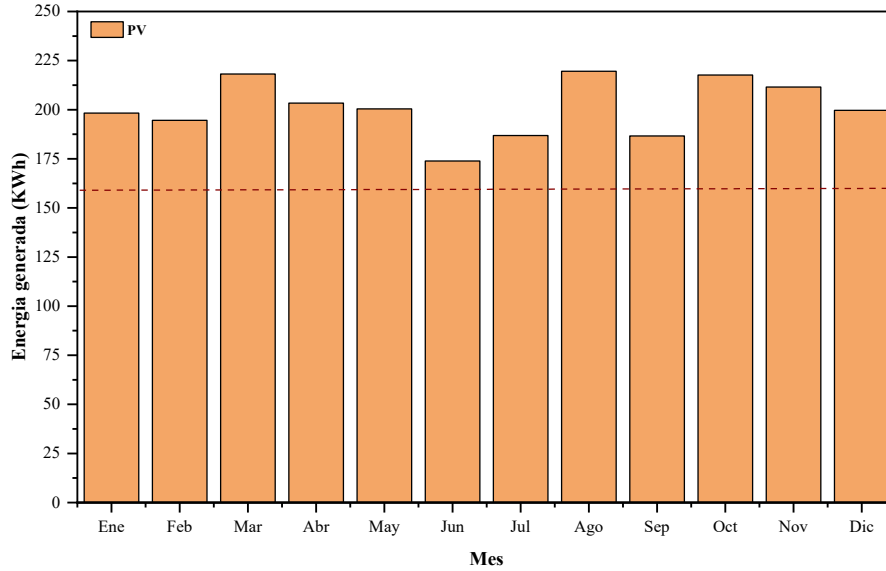


Figura 4.9 Generación eléctrica mensual de los paneles fotovoltaicos a lo largo del año.

Los valores de generación eléctrica registrados para cada mes se muestran en la Tabla 4.3. Se destaca que los meses de marzo y agosto registraron los niveles más altos de generación, con 218.15 kWh y 219.54 kWh, respectivamente, lo cual puede atribuirse a una mayor disponibilidad de radiación solar y condiciones atmosféricas favorables durante dichos periodos. En contraste, el mes de junio presentó la menor producción eléctrica, con un valor de 173.92 kWh, posiblemente debido al incremento en la cobertura nubosa o a la reducción de horas efectivas de sol.

Tabla 4.3 Generación eléctrica mensual de los módulos fotovoltaicos.

Mes	Energía generada (kWh)
Enero	198.25
Febrero	194.62
Marzo	218.15
Abril	203.36
Mayo	200.39
Junio	173.92
Julio	186.85
Agosto	219.54
Septiembre	186.65
Octubre	217.65
Noviembre	211.56
Diciembre	199.7
Prom. Anual	200.8

Estos resultados evidencian que la energía generada por el sistema fotovoltaico no solo es suficiente para cubrir la demanda mensual de los aparatos eléctricos, sino que también proporciona un margen adicional de generación, lo cual refuerza la viabilidad del sistema en condiciones reales de operación anual.

4.2.3 Estado de Carga Fraccionario (FSOC) del banco de baterías

Entre los parámetros más relevantes se encuentran el FSOC, especificando cómo varía el estado de carga de la batería a lo largo del tiempo, mostrando el ritmo de carga o descarga. Este Type trabaja con el modelo propuesto por Shepherd y Hyman (1965) en el modo 1, donde el estado de carga se basa en un simple balance de energía en la batería.

En descarga ($I < 0$), la fórmula de Shepherd se describe en la Ecuación 4.1:

$$V = e_{qd} - K \left(\frac{Q}{Q - it} \cdot i(t) \right) - R \cdot i(t) \quad (4.1)$$

y en carga ($I > 0$) en la Ecuación 4.2:

$$V = e_{qd} + K \left(\frac{Q}{Q - it} \cdot i(t) \right) + R \cdot i(t) \quad (4.2)$$

Donde V es el voltaje de la batería, e_{qd} es el voltaje de circuito abierto con carga completa, siendo extrapolados de las curvas I-V en carga/descarga. K es la constante empírica que representa la polarización del electrodo. Q es la capacidad total de la batería (Ah). $i(t)$ es la corriente de carga o descarga en el tiempo t . it es la carga extraída o acumulada hasta el instante t (integral de corriente) y R es la resistencia interna de la batería (Ω).

La Figura 4.10 presenta el comportamiento del FSOC de las baterías que conforman el sistema de almacenamiento del arreglo fotovoltaico a lo largo del año. Se observa que, durante los meses de febrero, abril, mayo, agosto, octubre y noviembre, el FSOC se mantuvo predominantemente en un intervalo alto, entre el 92 % y el 100 %. Este comportamiento indica que las baterías fueron descargadas parcialmente durante el periodo nocturno para abastecer las cargas residenciales, pero no descendieron por debajo del umbral del 92 %, gracias a una rápida y eficiente recarga durante el día, producto de una adecuada disponibilidad del recurso solar. La elevada irradiancia y las condiciones térmicas favorables en estos meses permitieron que los módulos fotovoltaicos operaran cerca de su punto de máxima potencia, garantizando una recarga completa y oportuna del banco de baterías, lo que asegura una alta disponibilidad energética del sistema.

En contraste, durante el mes de enero, correspondiente al inicio del periodo de operación del sistema, se registró un estado de carga mínimo del 83 %, y una recuperación máxima del 92 %. Este comportamiento puede atribuirse a un ajuste progresivo en la operación del sistema, así como a las condiciones climáticas invernales que pueden haber limitado ligeramente la radiación solar incidente y, por ende, la tasa de recarga diaria.

Los meses de junio y julio representan el periodo más crítico para el sistema de almacenamiento. En estos meses, el estado de carga osciló entre 82 % y 97 %, evidenciando una menor estabilidad energética. Esta condición se debe principalmente a la presencia de nubosidad y lluvias frecuentes, las cuales reducen la radiación directa y afectan negativamente la eficiencia de conversión fotovoltaica. Como resultado, la energía disponible para la recarga de baterías se ve disminuida, afectando el SOC diario y comprometiendo en cierta medida la autonomía energética del sistema. No obstante, el sistema mantuvo un nivel mínimo aceptable que evitó la descarga profunda, lo cual resulta crucial para preservar la vida útil del banco de baterías.

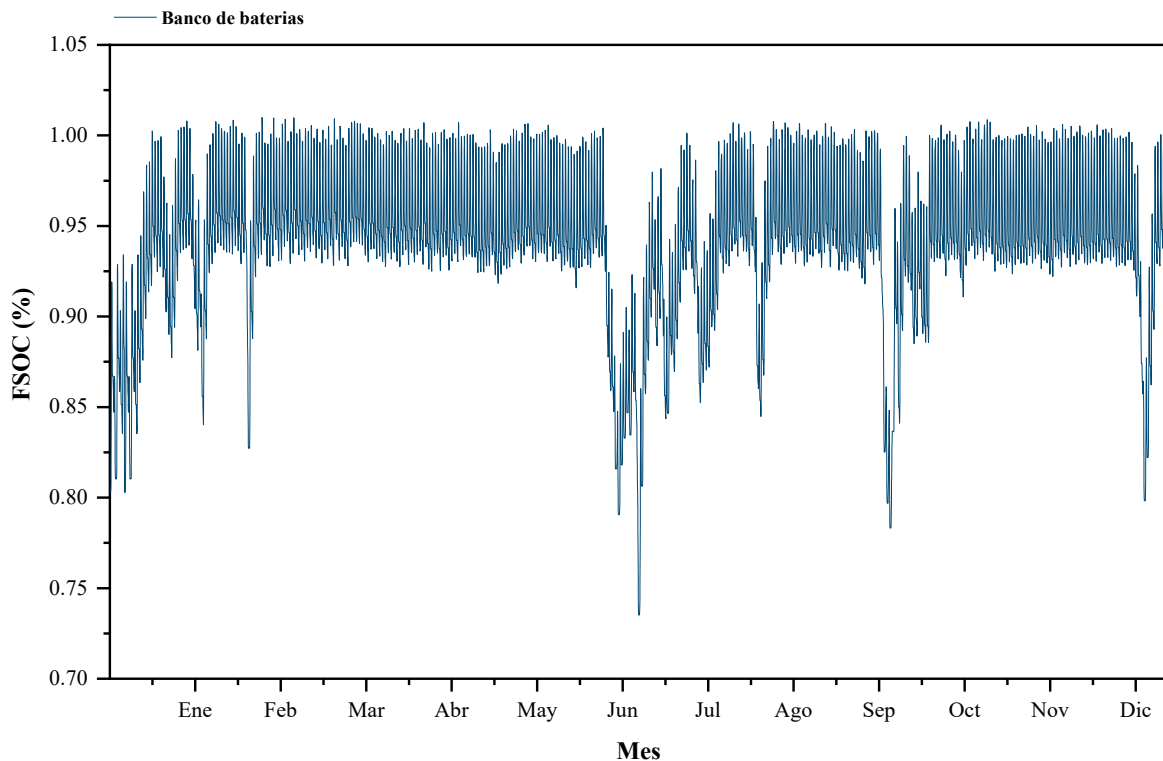


Figura 4.10 FSOC del banco de baterías.

Con el fin de analizar con mayor precisión el desempeño del sistema de almacenamiento, la Figura 4.11 presenta el comportamiento del FSOC durante el periodo comprendido entre el 15 de enero hasta el 20 del mismo mes. Durante este periodo, las condiciones climáticas — particularmente la radiación solar incidente y las temperaturas moderadas— favorecen

significativamente el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, permitiendo una generación energética constante. Se observa que, en los momentos de máxima irradiación, usualmente al mediodía, el sistema fotovoltaico es capaz de cargar las baterías hasta alcanzar el 100 % de su capacidad. Posteriormente, durante el periodo nocturno o de baja generación, la descarga del banco de baterías se mantiene controlada, con un descenso que no supera el 91–92 % del FSOC. Este comportamiento indica una operación estable del sistema de almacenamiento, sin presencia de anomalías como sobrecargas o descargas profundas, lo cual es atribuible a la adecuada correlación entre la energía generada y la demanda del sistema.

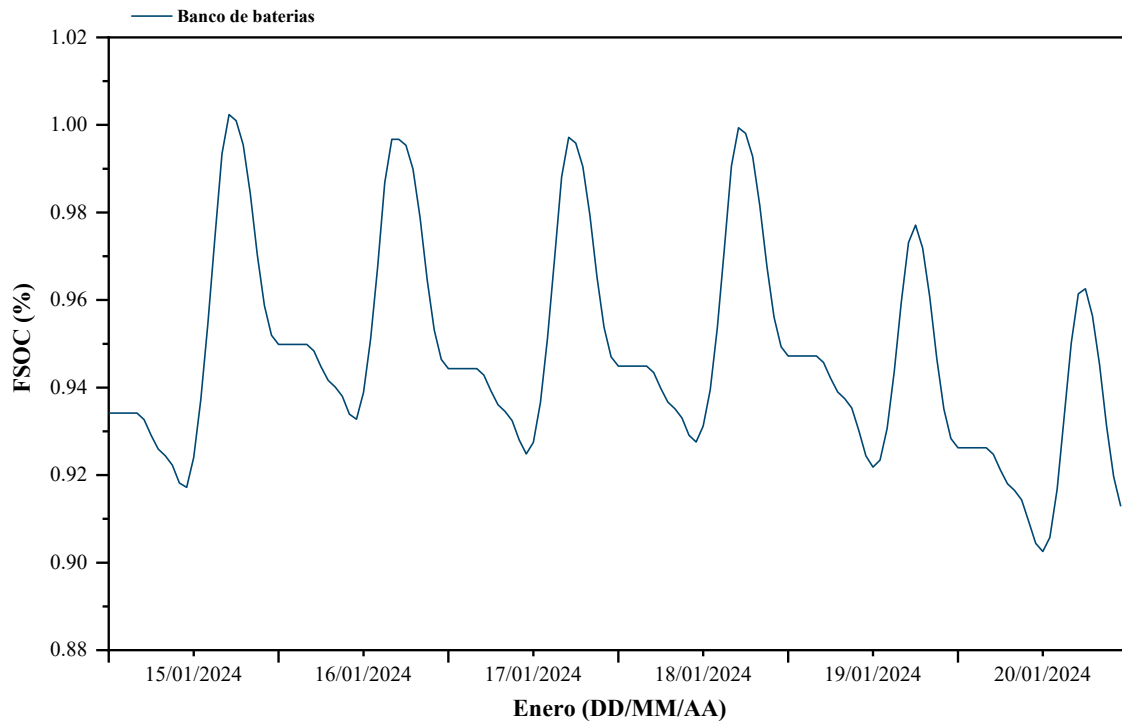


Figura 4.11 Comportamiento del FSOC del 15 al 20 de enero.

Por otro lado, la Figura 4.12 presenta la evolución del FSOC correspondiente al periodo del 08 al 14 de junio. Durante esta semana, se identifican condiciones climáticas adversas asociadas a una mayor presencia de nubosidad y precipitaciones, propias de la temporada de lluvias, lo cual impacta directamente en la captación de radiación solar y, por ende, en la generación fotovoltaica. Como resultado, se observa una tendencia descendente en el FSOC entre los días 08 y 12, con una disminución aproximada de 0.02 % por día y una reducción progresiva de los niveles máximos de carga, que oscilaron entre el 95 % y el 84 %. No obstante, a partir del día 13 se evidencia una recuperación parcial, con un incremento gradual del estado de carga hasta alcanzar niveles del 88 % al 90 %. A pesar de estas variaciones, el sistema de almacenamiento mantiene su operación dentro de márgenes seguros, sin incurrir en descargas profundas ni comprometer su integridad.

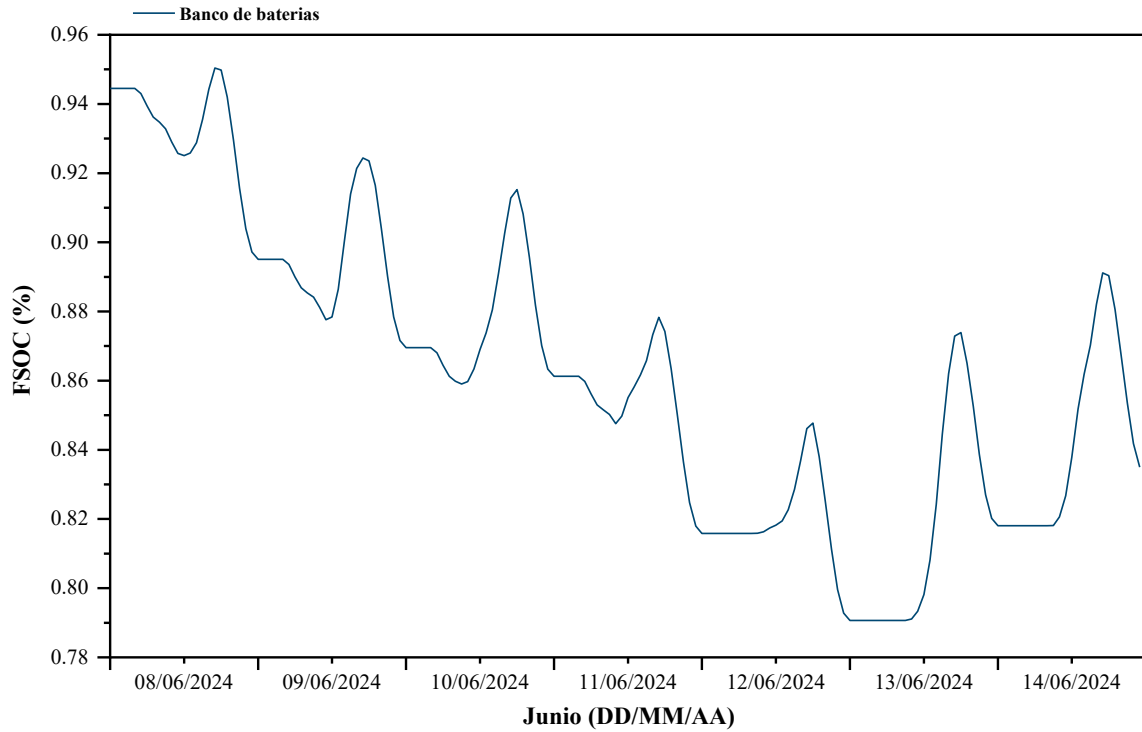


Figura 4.12 Comportamiento del FSOC del 08 al 14 de junio.

Una forma adecuada de analizar el comportamiento del FSOC de las baterías a lo largo del tiempo es mediante el cálculo del promedio mensual de este parámetro. La Tabla 4.4 presenta el valor medio mensual del FSOC correspondiente a cada mes del año simulado.

Como se puede apreciar, durante los meses de febrero, marzo, abril, mayo, agosto, septiembre, octubre y diciembre, el FSOC promedio se mantuvo en un intervalo alto, entre 95 % y 96 %, lo cual indica una adecuada disponibilidad de energía almacenada en el banco de baterías, atribuible a condiciones climáticas favorables para la generación fotovoltaica y una correcta gestión de carga y descarga.

Tabla 4.4 Promedio mensual del FSOC.

Mes	Promedio FSOC (%)
Enero	91
Febrero	95
Marzo	96
Abril	96
Mayo	95
Junio	92
Julio	91
Agosto	95
Septiembre	93
Octubre	95
Noviembre	96
Diciembre	94
Prom. Anual	94.3

En contraste, durante los meses de enero, junio, julio y noviembre, el FSOC promedio descendió ligeramente, manteniéndose entre 91 % y 94 %. Este comportamiento puede estar relacionado con condiciones menos favorables, como reducciones en la radiación solar, presencia de nubosidad o lluvias frecuentes, que afectan la capacidad de recarga del sistema, aunque sin comprometer significativamente el funcionamiento del mismo, ya que los niveles de carga permanecen dentro de intervalos operativos seguros para preservar la vida útil de las baterías.

4.2.4 Voltaje total de las baterías

El voltaje total del banco de baterías es otro parámetro importante al momento de diagnosticar el estado de la tensión total bajo las condiciones climáticas reales. Se determina mediante la Ecuación 4.3:

$$V_{sistema} = V_{celda} \times N_{cserie} \quad (4.3)$$

Una celda de una batería de plomo-ácido tiene una tensión nominal de 2 V. Por lo tanto, una batería de 12 V tiene 6 celdas en serie, una de 24 V tiene 12 celdas en serie y una de 48 V tiene 24 celdas.

La Figura 4.13 muestra el perfil anual del voltaje total del banco de baterías del sistema fotovoltaico. Como se estableció previamente en la Sección 3.4.6, el banco opera con una

tensión nominal de 48 V, configurada de acuerdo con los requerimientos energéticos y el diseño del sistema de almacenamiento.

A lo largo del periodo simulado, se observa que el voltaje del banco se mantuvo, en general, dentro de un intervalo operativo adecuado, fluctuando entre 43 V y 47 V. Estas variaciones son esperadas y se encuentran dentro de los márgenes normales de funcionamiento para sistemas de baterías de plomo – ácido, en los cuales el voltaje disminuye durante los periodos de descarga y se incrementa durante la recarga diurna.

Durante los meses de junio y septiembre, se evidenciaron oscilaciones más marcadas en el voltaje, comportamiento que se atribuye a la reducción en la irradiancia solar debida a condiciones climáticas adversas, principalmente lluvias y nubosidad persistente. Estos factores afectan negativamente el desempeño de los módulos fotovoltaicos, disminuyendo la energía disponible para la carga del banco de baterías y, en consecuencia, reduciendo temporalmente su voltaje operativo.

Por otro lado, se identificaron picos máximos de voltaje que alcanzaron hasta 49 V, asociados a condiciones óptimas de irradiación y temperaturas moderadas que favorecen la eficiencia de conversión y permiten una recarga completa del sistema. Estos picos se encuentran dentro del intervalo seguro definido por el fabricante del sistema de almacenamiento, por lo que no representan riesgo alguno por sobrevoltaje ni comprometen la integridad del banco de baterías.

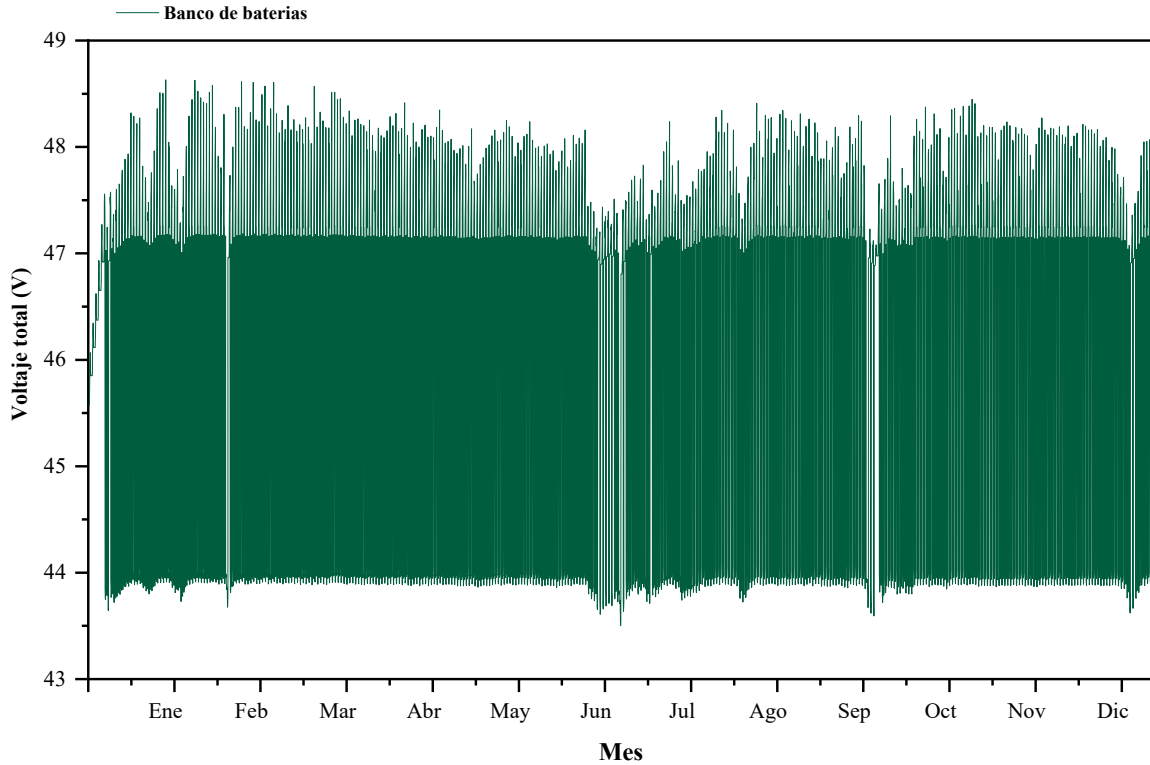


Figura 4.13 Comportamiento del voltaje total del banco de baterías.

Para un análisis más detallado, la Figura 4.14 muestra la evolución del voltaje de las baterías durante el periodo comprendido entre el 15 y el 20 de enero. La línea roja representa el umbral de voltaje nominal (48 V), correspondiente al valor óptimo de operación requerido para garantizar el adecuado funcionamiento de los componentes del sistema fotovoltaico. Se observa que, a lo largo de cada jornada, el voltaje se mantiene dentro de su intervalo operativo, sin presentar caídas abruptas ni valores críticos. Específicamente, durante los periodos de mayor demanda o menor generación, el voltaje no desciende por debajo de los 44 V, lo cual indica una operación estable del banco de baterías y la ausencia de condiciones de descarga profunda que pudieran comprometer su integridad o afectar la continuidad del suministro eléctrico.

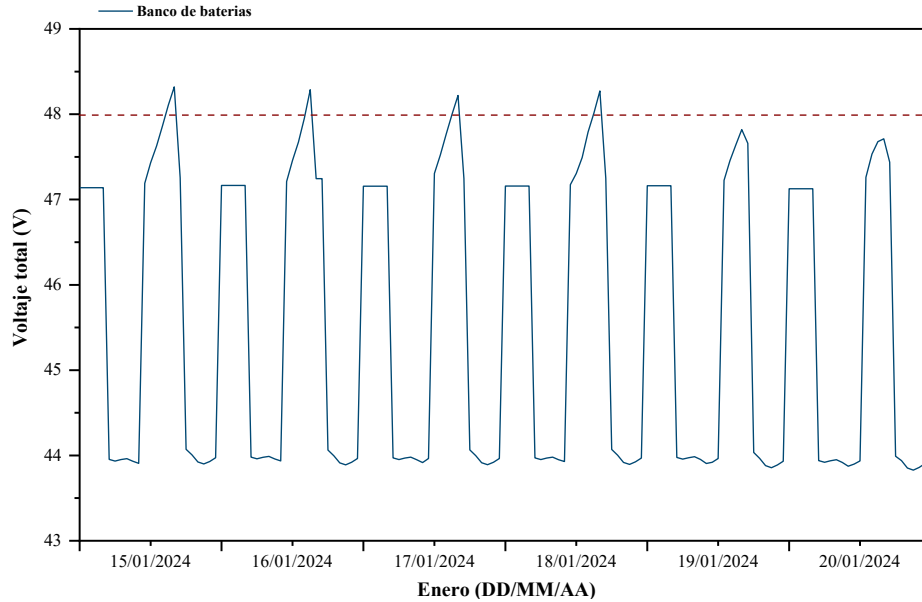


Figura 4.14 Comportamiento del voltaje del 15 al 20 de enero.

Por otro lado, la Figura 4.15 presenta la evolución del voltaje del banco de baterías durante el periodo comprendido entre el 08 y el 14 de junio. Este intervalo se caracteriza por condiciones climáticas adversas asociadas a la temporada de lluvias, lo que genera una disminución en la radiación solar incidente. Dichas variaciones se reflejan en el comportamiento del voltaje, el cual presenta ligeras oscilaciones respecto a su comportamiento en meses con condiciones más favorables. En particular, durante los días 12 al 14 de junio, el voltaje se estabilizó en torno a los 47 V, evidenciando una reducción respecto al umbral nominal de 48 V, aunque aún dentro del intervalo operativo aceptable para garantizar el funcionamiento continuo y seguro de los componentes del sistema fotovoltaico autónomo.

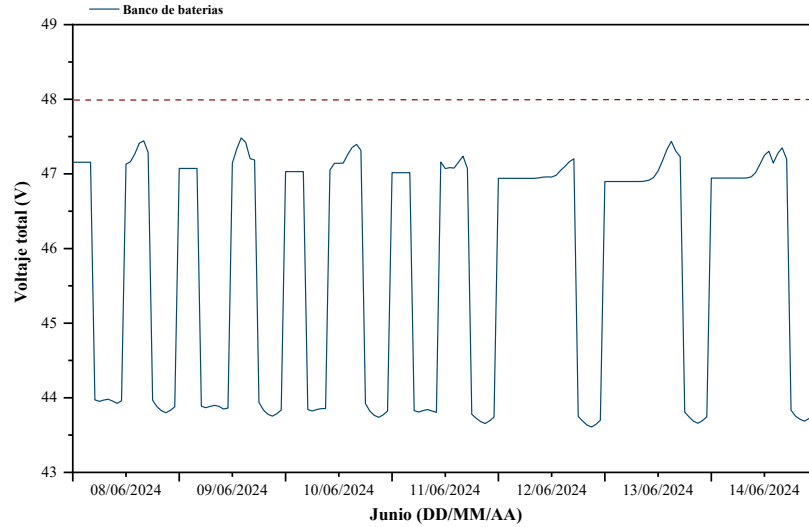


Figura 4.15 Comportamiento del voltaje del 08 al 14 de junio.

La Tabla 4.5 presenta el promedio mensual del voltaje total del banco de baterías durante el periodo anual de simulación.

En particular, se observa que, en los meses de agosto, octubre y noviembre, el voltaje promedio se mantuvo cercano a 46 V, mientras que en el resto de los meses del año este valor se estabilizó alrededor de 45 V. Esta variación mínima confirma que, pese a las fluctuaciones en la radiación solar y la temperatura ambiente, el banco de baterías opera dentro de un intervalo estrecho de tensión, sin presentar descargas profundas ni sobrecargas significativas.

Tabla 4.5 Promedio mensual del voltaje total.

Mes	Promedio voltaje total (V)
Enero	45.7
Febrero	45.6
Marzo	45.7
Abril	45.7
Mayo	45.7
Junio	45.8
Julio	45.7
Agosto	46.1
Septiembre	45.9
Octubre	46
Noviembre	46
Diciembre	45.8
Prom. Anual	45.8

Este comportamiento uniforme del voltaje es indicativo de una gestión eficiente del ciclo carga – descarga, así como de un adecuado dimensionamiento del sistema fotovoltaico en relación con la demanda energética. Además, refuerza la confiabilidad operativa del sistema, ya que un voltaje constante contribuye a prolongar la vida útil del banco de baterías y a evitar condiciones de operación críticas.

4.2.5 Potencia de entrada y de salida de las baterías

La potencia en una batería de ácido-plomo simulada con el Type 74b en TRNSYS se refiere a la cantidad total de potencia eléctrica que ha sido almacenada en el banco de baterías y queda disponible para ser utilizada por las cargas eléctricas. Este valor varía dinámicamente en función de la carga solar disponible, el FSOC, y la demanda energética del sistema.

De forma general, la potencia acumulada se puede estimar mediante la Ecuación 4.4:

$$P_{acumulada} = \int_{t_2}^{t_1} V(t) \cdot I(t) \cdot \eta \cdot dt \quad (4.4)$$

O en forma discreta, es decir, en simulaciones horarias:

$$P_{acumulada} = \sum_{i=1}^n V_i \cdot I_i \cdot \eta \cdot \Delta t \quad (4.5)$$

Donde V_i es el voltaje de la batería en el instante i . I_i es la corriente de carga en el instante i . η es la eficiencia de carga de la batería (generalmente entre 80 % y 95 % para baterías de ácido-plomo) y Δt es el intervalo de tiempo (en horas, si se quiere obtener Wh).

La Figura 4.16 muestra el comportamiento del flujo de potencia entrante y saliente del banco de baterías, donde se distinguen los valores positivos (+) correspondientes al proceso de carga (entrada de energía) y los negativos (–) asociados al proceso de descarga (salida de energía hacia las cargas del sistema).

La potencia nominal del banco de baterías es de 720 W, valor que se mantiene estable debido a la conservación del voltaje del sistema (48 V) y una corriente constante durante los periodos de operación. La potencia de entrada presenta una variabilidad significativa a lo largo del día, en función directa de la disponibilidad de radiación solar y, por ende, de la potencia generada por el arreglo fotovoltaico. En contraste, la potencia de salida tiende a ser más estable y sostenida durante los periodos nocturnos, cuando el sistema depende exclusivamente del almacenamiento energético para abastecer la demanda residencial.

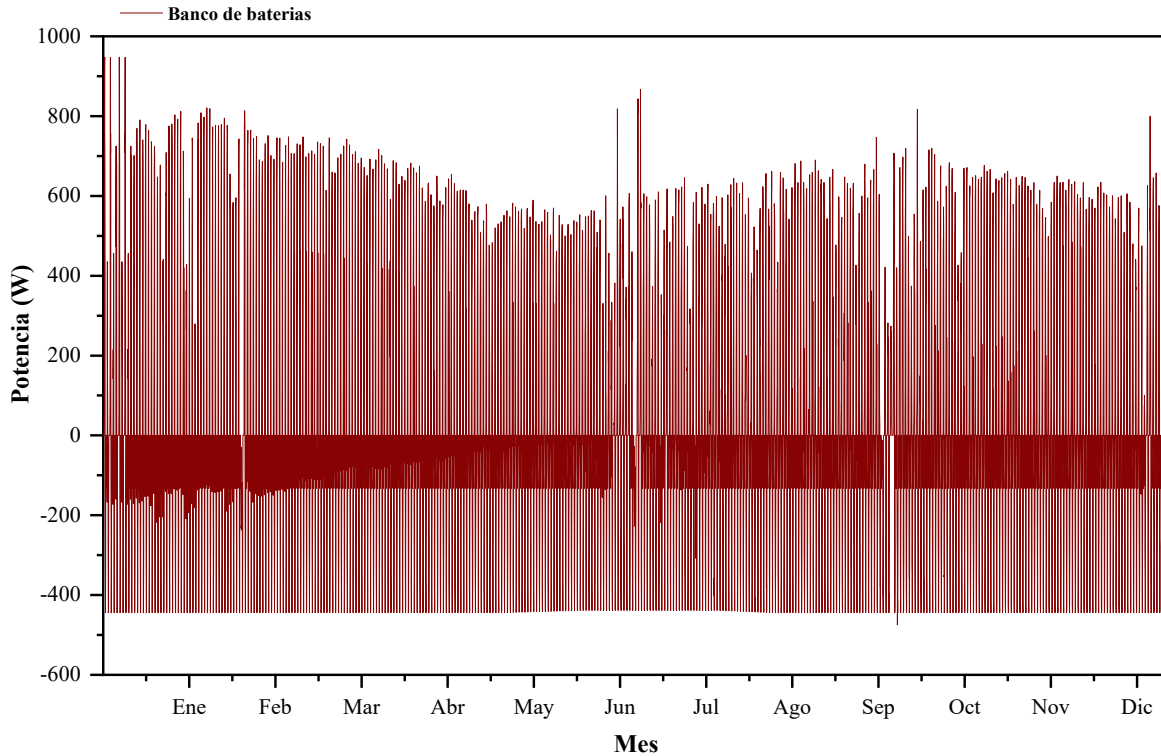


Figura 4.16 Potencia suministrada y absorbida por el banco de baterías.

La Figura 4.17 presenta un análisis detallado del flujo de potencia de carga y descarga del banco de baterías durante varios días representativos del mes de marzo. Esta figura permite evaluar la capacidad del sistema fotovoltaico para satisfacer la demanda energética nocturna, correspondiente a una demanda eléctrica constante de 715 W por parte de los equipos eléctricos conectados.

Se observa que en ciertos días el sistema no logra suministrar completamente la potencia requerida por la carga durante el periodo nocturno. Este comportamiento se encuentra relacionado principalmente con la limitada disponibilidad de radiación solar durante los días previos, lo que impide alcanzar un estado de carga óptimo en las baterías y, por consiguiente, restringe la potencia disponible durante la descarga nocturna.

Los puntos A y B ilustran casos en los que la demanda es totalmente cubierta por el sistema, registrando potencias de descarga de 792.1 W y 789.5 W, respectivamente. Estos valores superan el umbral de consumo, lo que indica que durante dichos días el sistema contó con una recarga suficiente gracias a condiciones climáticas favorables.

Por el contrario, los puntos C y D representan días en los que la potencia entregada por el banco de baterías fue de 612.3 W y 604.9 W, valores inferiores a la demanda establecida. Este déficit sugiere que la energía almacenada no fue suficiente para cubrir completamente las cargas eléctricas, resultando en una parcial satisfacción de la demanda.

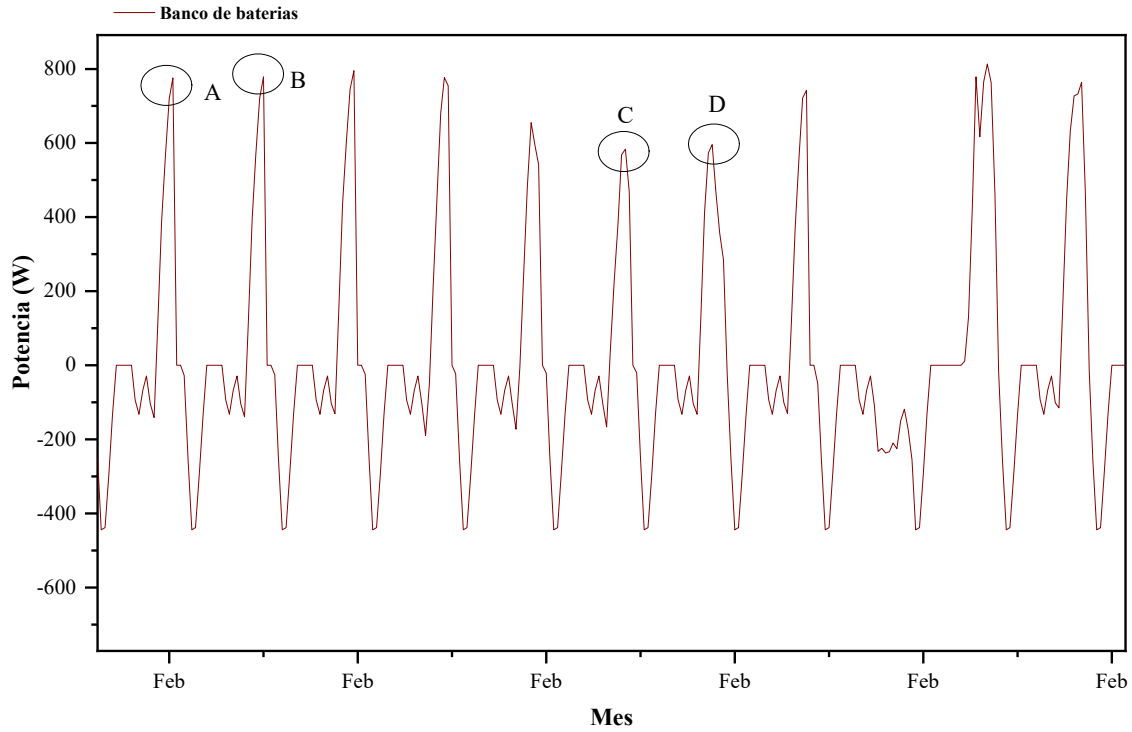


Figura 4.17 Potencia de entrada y salida (punto de pérdida y ganancia de suministro eléctrico).

Por otro lado, al considerar que la demanda energética diaria máxima de la residencia es de 1.36 kWh, se estima un consumo eléctrico mensual aproximado de 42.16 kWh, asumiendo un mes de 31 días. Este valor representa la base para evaluar la suficiencia energética del sistema fotovoltaico. En este contexto, la energía eléctrica mensual generada puede ser determinada mediante el cálculo del área bajo la curva de generación diaria correspondiente a cada mes, tal como se ilustra en la Figura 4.18.

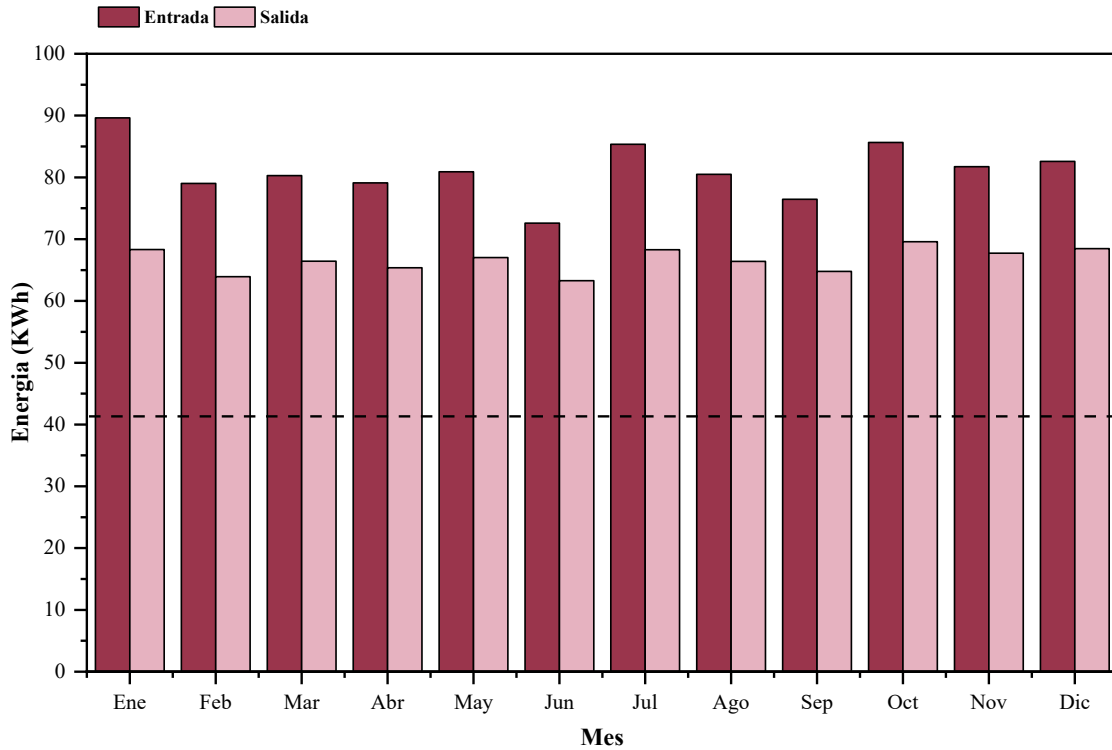


Figura 4.18 Energía mensual de entrada y salida de las baterías.

La línea negra indica la tendencia de la demanda máxima de los equipos eléctricos, sirviendo como referencia comparativa respecto a la energía dada por las baterías. Se observa que, en todos los meses analizados, la energía de las baterías, principalmente en la salida, que supera el valor estimado de demanda eléctrica, incluso en aquellos con menor número de días como febrero (28 días) o los meses de 30 días, donde naturalmente la demanda máxima es inferior.

Los valores mensuales correspondientes a la energía transferida al banco de baterías y a la energía suministrada directamente a las cargas eléctricas de la vivienda se presentan en la Tabla 4.6. Se observa que el mes de enero registró la mayor cantidad de energía almacenada, con un valor de 89.63 kWh transferidos al banco de baterías, y una energía entregada a las cargas de 68.32 kWh, lo cual sugiere una alta disponibilidad de recurso solar durante dicho periodo. En contraste, durante el mes de junio se registró una energía de entrada al banco de baterías de 72.59 kWh y una energía de salida hacia las cargas de 63.28 kWh, lo que indica una menor captación solar, asociada a condiciones climáticas menos favorables.

Tabla 4.6 Energía eléctrica mensual de entrada y salida de las baterías.

Mes	Entrada (kWh)	Salida (kWh)
Enero	89.63	68.32
Febrero	79.02	63.92
Marzo	80.28	66.44
Abril	79.10	65.38
Mayo	80.90	67.02
Junio	72.59	63.28
Julio	85.36	68.3
Agosto	80.49	66.41
Septiembre	76.44	64.79
Octubre	85.65	69.59
Noviembre	81.74	67.74
Diciembre	82.58	68.45
Prom. Anual	81.15	66.64

La consistencia de estos valores, a pesar de las variaciones estacionales en la radiación solar, demuestra la capacidad del sistema para satisfacer la demanda eléctrica residencial sin comprometer el estado de carga de las baterías.

Estos hallazgos constituyen la base para la formulación de las conclusiones, en las que se sintetizarán las principales aportaciones del trabajo, y de las recomendaciones, orientadas a la mejora del diseño, operación y proyección futura de sistemas con características similares.

Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones

En esta sección se muestran las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron del presente trabajo.

5.1 Conclusiones

El presente trabajo permitió realizar un análisis comparativo detallado de la generación de energía eléctrica de un sistema fotovoltaico empleando modelos matemáticos representativos de dos metodologías distintas: la simulación dinámica mediante el software TRNSYS y el enfoque simplificado basado en la estimación de HSP. Ambos métodos fueron evaluados frente a datos experimentales obtenidos en condiciones reales de operación en el estado de Morelos, México. Con base a los resultados obtenidos, se concluye lo siguiente:

- Como resultado del proceso de calibración y validación del modelo de simulación para un panel fotovoltaico policristalino, se obtuvo un error promedio de 6 % en la selección del procesador de radiación y 5.9 % en la comparativa de la potencia experimental y simulada durante los seis días de estudio. Estos valores se encuentran dentro del intervalo aceptable reportado en la literatura, lo que confirma la validez y precisión del modelo para representar el comportamiento del sistema bajo condiciones reales.
- Al comparar la precisión de las metodologías empleadas para la estimación de la energía eléctrica generada, tomando como referencia los datos experimentales obtenidos, se concluye que el modelo de simulación implementado en TRNSYS logró reproducir con alta fidelidad el comportamiento real del sistema, presentando un error de aproximación del 1.5 %. En contraste, la metodología basada en HSP, al utilizar promedios diarios de irradiancia y simplificar las condiciones dinámicas del entorno, mostró una desviación significativa del 39.9 % respecto a la generación real.
- A partir de las simulaciones realizadas, se determinó que un sistema compuesto por 4 paneles solares policristalinos de 275 W y un banco de 24 baterías de ácido-plomo puede satisfacer una demanda energética de 5.07 kWh en una vivienda típica en Cuernavaca, Morelos. Asimismo, se obtuvo:
 - La generación anual estimada fue de 200.8 kWh, lo cual resulta suficiente para cubrir un consumo promedio anual de 157.35 kWh.
 - El sistema mantuvo un estado de carga promedio (FSOC) del 94.3 %, con un voltaje mínimo de 45.83 V dentro de un sistema nominal de 48 V, sin comprometer la operación del banco de baterías.
 - Las potencias acumuladas de carga y descarga fueron de 81.15 kWh y 66.64 kWh, respectivamente, lo cual permitió cubrir adecuadamente una demanda mensual máxima de 42.16 kWh.

Este estudio resaltó en la importancia de emplear datos meteorológicos locales y modelos detallados en el diseño energético sostenible adaptado al contexto climático y tecnológico regional.

5.2 Recomendaciones

- Simular la energía genera por paneles considerando otro tipo de clima.
- Realizar simulaciones con los diferentes modelos de radiación que trabaja el Type16 y comparar las diferencias de cada una con base a datos experimentales.
- Implementar alguna técnica de enfriamiento para resolver con mayor detalle el efecto de la temperatura sobre el desempeño del panel fotovoltaico policristalino.
- Realizar un análisis de costo – beneficio al implementar sistemas fotovoltaicos autónomos.

Referencias bibliográficas

- Agroui, K. (2012). Indoor and outdoor characterizations of photovoltaic module based on multicrystalline solar cells. *Energy Procedia*, 18, 857–866. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.05.100>
- Agyekum, E. B., PraveenKumar, S., Alwan, N. T., Velkin, V. I., y Shcheklein, S. E. (2021). Effect of dual surface cooling of solar photovoltaic panel on the efficiency of the module: experimental investigation. *Heliyon*, 7(9). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07920>
- Amusat, Shodiya, y Ngadda. (2021). Mathematical Modeling of Solar Photovoltaic Module to generate Maximum Power Using Matlab/Simulink. In *INTERNATIONAL JOURNAL OF APPLIED TECHNOLOGY RESEARCH* (Vol. 2, Issue 1). <https://ijatr.polban.ac.id/ijatr/>.
- Alam, D. F., Yousri, D. A., y Eteiba, M. B. (2020). Flower Pollination Algorithm based solar PV parameter estimation. *Energy Conversion and Management*, 101, 410–422. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.05.074>.
- Al Miaari, A., y Ali, H. M. (2023). Technical method in passive cooling for photovoltaic panels using phase change material. *Case Studies in Thermal Engineering*, 49. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.103283>
- Alktranee M., y Bencs P. (2022). Effect of Evaporative Cooling on Photovoltaic Module Performance. *Process Integration and Optimization for Sustainability*, 6(4), 921–930. <https://doi.org/10.1007/s41660-022-00268-w>
- Alshibil, A. M. A., Farkas, I., y Víg, P. (2023). Experimental performance comparison of a novel design of bi-fluid photovoltaic-thermal module using Louver fins. *Energy Reports*, 9, 4518–4531. <https://doi.org/10.1016/j.egypr.2023.03.110>
- Almuwailhi, A., y Zeitoun, O. (2023). Investigating the cooling of solar photovoltaic modules under the conditions of Riyadh. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 35(2), 123–136. <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2021.03.007>
- Alvarado y Osorio. (2019). Diseño, simulación y análisis de un sistema solar FV para suministro eléctrico en zonas rurales. *AVANCES Investigación En Ingeniería Vo. 11 - No. 1*.
- Armstrong S., y Hurley W. G. (2019). *Investigando la eficacia del máximo Seguimiento de puntos de energía para un sistema solar*. www.onlinedoctranslator.com.
- Azouzoute, A., Merrouni, A. A., Bennouna, E. G., y Gennioui, A. (2019). Accuracy measurement of pyranometer vs reference cell for PV resource assessment. *Energy Procedia*, 157, 1202–1209. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.286>
- Bassam, A. M., Sopian, K., Ibrahim, A., Al-Aasam, A. B., y Dayer, M. (2023). Experimental analysis of photovoltaic thermal collector (PVT) with nano PCM and micro-fins tube counterclockwise twisted tape nanofluid. *Case Studies in Thermal Engineering*, 45. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.102883>

- Ben hmamou, D., Elyaqouti, M., Arjdal, E., Ibrahim, A., Abdul-Ghaffar, H. I., Aboelsaud, R., Obukhov, S., y Diab, A. A. Z. (2021). Parameters identification and optimization of photovoltaic panels under real conditions using Lambert W-function. *Energy Reports*, 7, 9035–9045. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.11.219>.
- Boxwell M. (2012), Solar electricity handbook.
- Camilo Arancibia Bulnes y Roberto Best y Brown. (2015). *Energia del sol*.
- Casado, P., Blanes, J. M., Valero, F. J. A., Torres, C., Miralles, M. L., y Ramírez, J. R. (2021). Photovoltaic evaporative chimney i–v measurement system. *Energies*, 14(24). <https://doi.org/10.3390/en14248198>.
- Cayo Ramirez Maria Belen, Tuquerres Imbaquingo Oscar Santiago, y Maya Izurieta Néstor Xavier. (2020). 136-Manuscrito (Texto del artículo)-900-1-10-20211223.
- Chandrasekar, M., y Senthilkumar, T. (2022). Experimental demonstration of enhanced solar energy utilization in flat PV (photovoltaic) modules cooled by heat spreaders in conjunction with cotton wick structures. *Energy*, 90, 1401–1410. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.074>
- Chea, T., Deethayat, T., Kiatsiriroat, T., y Asanakham, A. (2023). Experiment and model of a photovoltaic module with evaporative cooling. *Results in Engineering*, 19. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101290>
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía | Gobierno | gob.mx. (2024). <https://www.gob.mx/conuee>
- Derbeli, M., Napole, C., Barambones, O., Sanchez, J., Calvo, I., y Fernández-Bustamante, P. (2021). Maximum power point tracking techniques for photovoltaic panel: A review and experimental applications. In *Energies* (Vol. 14, Issue 22). MDPI. <https://doi.org/10.3390/en14227806>.
- De Soto, W., Klein, S. A., y Beckman, W. A. (2020). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1), 78–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>.
- Dida M., Boughali S., Bechki D., y Bouguettaia H. (2021). Experimental investigation of a passive cooling system for photovoltaic modules efficiency improvement in hot and arid regions. *Energy Conversion and Management*, 243. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114328>
- Dimas, F. A., Gillani, S. I., y Ans, M. S. (2020). Preliminary investigation into the use of solar PV systems for residential application in Bandar Sri Iskandar, Malaysia. *Journal of Applied Sciences*, 11(11), 1–7. <https://doi.org/10.3923/jas.2011.2012.2017>.
- Duffie, J. A. y Beckman, W. A. (2013). Solar engineering of thermal processes. Wiley.
- Eraso, F. J., Ferledy Erazo, O., y Escobar, E. (2019). Model for electric power estimation in photovoltaic silicon modules. In *Revista chilena de ingeniería* (Vol. 27, Issue 2).
- Fialho, L., Melicio, R., Mendes, V. M. F., Figueiredo, J., y Collares-Pereira, M. (2014). Effect of Shading on Series Solar Modules: Simulation and Experimental Results. *Procedia Technology*, 17, 295–302. <https://doi.org/10.1016/j.protcy.2014.10.240>

- Firmanda, D., Riza, A., Ihtsham-UI, S., y Gilani, H. (2014). Standalone Photovoltaic System Sizing using Peak Sun Hour Method and Evaluation by TRNSYS Simulation. In *INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH Dimas Firmanda Al Riza et al* (Vol. 4, Issue 1).
- Gleebratum, B., y Salakij, S. (2020). Thermal models for evaporative cooling on photovoltaic panel attached with a wetted salo fabric. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 566(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/566/1/012005>
- González-Llorente, J., y Farah, J. (2020). Maximizando la potencia en celdas solares: Un enfoque pedagógico.
- Gómez, G. A., y Bolaños, C. A. (2022). Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para pequeñas industrias. *Revista Tecnología En Marcha*. <https://doi.org/10.18845/tm.v36i1.5843>.
- Granda-Gutiérrez, E. E., Jiménez, M. A., y Osorio, M. (2020). *MODELADO Y SIMULACIÓN DE CELDAS Y PANELES SOLARES*. <https://doi.org/10.13140/2.1.4192.8968>.
- Grębosz-Krawczyk, M., Zakrzewska-Bielawska, A., Glinka, B., y Glińska-Neweś, A. (2021a). Why do consumers choose photovoltaic panels? Identification of the factors influencing consumers' choice behavior regarding photovoltaic panel installations. *Energies*, 14(9). <https://doi.org/10.3390/en14092674>
- Guerra, D., y Iakovleva, E. (2019). Mathematical modeling of parameters of solar modules for a solar power plant 2.5 MW in the climatic conditions of the Republic of Cuba. *E3S Web of Conferences*, 140. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201914004013>
- Haidar, Z. A., Orfi, J., y Kaneesamkandi, Z. (2018). Experimental investigation of evaporative cooling for enhancing photovoltaic panels efficiency. *Results in Physics*, 11, 690–697. <https://doi.org/10.1016/j.rinp.2018.10.016>.
- Hasan, I. A., Saleh, I., Duha, K., y Attar, A. (2020). Effect of Evaporative Cooling Combined with Heat Sink on PV Module Performance. In *Journal of University of Babylon for Engineering Sciences* (Issue 27).
- Hassan, A., Bass, O., y Masoum, M. A. S. (2023). An improved genetic algorithm based fractional open circuit voltage MPPT for solar PV systems. *Energy Reports*, 9, 1535–1548. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.12.088>
- Hernández Pérez, I. A. (2016). *Estudio de la Transferencia de Calor de Cubiertas Reflectivas (Cool Roofs) en Techos de Edificaciones bajo Condiciones Climáticas de las República Mexicana* (Tesis de Doctorado, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico) Repositorio Nacional CENIDET. <https://www.cenidet.tecnm.mx/>
- Irfan Sadaq, S., Nawazish Mehdi, S., y Mohinoddin, M. (2023). Experimental analysis on solar photovoltaic (SPV) panel for diverse slope angles at different wind speeds. *Materials Today: Proceedings*. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2023.04.265>.
- Jamal, J., Mansur, I., Rasid, A., Mulyadi, M., Dihyah Marwan, M., y Marwan, M. (2024). Evaluating the shading effect of photovoltaic panels to optimize the performance ratio of a solar power system. *Results in Engineering*, 21. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.101878>.

- José A. Toledo Cornejo, Alfredo Flores Irigollen, Héctor A. Aguilar Burgoin, y Jesús A. Martínez Guerra. (2019). *MODELO SIMPLIFICADO PARA UN MÓDULO FOTOVOLTAICO USANDO MATLAB*. <https://www.researchgate.net/publication/336731902>.
- Kadhim, A. M., y Aljubury, I. M. A. (2020). Experimental Evaluation of Evaporative Cooling for Enhancing Photovoltaic Panels Efficiency Using Underground Water. *Journal of Engineering*, 26(8), 14–33. <https://doi.org/10.31026/j.eng.2020.08.02>
- Kamil, Q., y Abd, N. (2022). Experimental and Theoretical Study to Improve the Performance of Solar Cells by Evaporative Cooling in Iraq. *Journal of Advanced Research in Applied Mechanics Journal Homepage*, 100, 1–12. https://semarakilmu.com.my/journals/index.php/appl_mech/index.
- Kanyarusoke, K., Gryzagoridis, J., y Oliver, G. (2016). Validation of TRNSYS modelling for a fixed slope photovoltaic panel. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 24(6), 4763–4772. <https://doi.org/10.3906/elk-1502-38>
- Khelfaoui, N., Ben, O., Khettab Mokrani, E., Ghenai, C., y Djafour, A. (2022). A Novel Approach to the Cooling of Solar Photovoltaic Panels Based on Evaporative Pad. <https://ssrn.com/abstract=4450157>
- Kittisontirak, S., Bupi, A., Chinnavornrungrsee, P., Sriprapha, K., Thajchayapong, P., y Titiroongruang, W. (2016). An Improved PV Output Forecasting Model by Using Weight Function: A Case Study in Cambodia. *International Journal of Photoenergy*, 2016. <https://doi.org/10.1155/2016/2616750>
- Kiyaninia, A., Karimi, H., y Madadi Avargani, V. (2019). Exergoeconomic analysis of a solar photovoltaic-based direct evaporative air-cooling system. *Solar Energy*, 193, 253–266. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.09.068n>
- Kotla, R. W., y Yarlagadda, S. R. (2020). Mathematical modelling of SPV array by considering the parasitic effects. *SN Applied Sciences*, 2(1). <https://doi.org/10.1007/s42452-019-1861-x>
- Lucas, M., Aguilar, F. J., Ruiz, J., Cutillas, C. G., Kaiser, A. S., y Vicente, P. G. (2017). Photovoltaic Evaporative Chimney as a new alternative to enhance solar cooling. *Renewable Energy*, 111, 26–37. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.087>.
- Ma, T., Gu, W., Shen, L., y Li, M. (2019). An improved and comprehensive mathematical model for solar photovoltaic modules under real operating conditions. *Solar Energy*, 184, 292–304. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.089>
- Mahmood, D. M. N., y Aljubury, I. M. A. (2023). Experimental Evaluation of PV Panel Efficiency Using Evaporative Cooling Integrated with Water Spraying. *Journal of Engineering*, 29(5), 29–48. <https://doi.org/10.31026/j.eng.2023.05.03>
- Marion, B., y Smith, B. (2017). Photovoltaic system derived data for determining the solar resource and for modeling the performance of other photovoltaic systems. *Solar Energy*, 147, 349–357. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.043>
- Milosavljević, D. D., Kevkić, T. S., y Jovanović, S. J. (2022). Review and validation of photovoltaic solar simulation tools/software based on case study. In *Open Physics* (Vol. 20, Issue 1, pp. 431–451). De Gruyter Open Ltd. <https://doi.org/10.1515/phys-2022-0042>

- Miranda, E. (2018). *Modelo matemático de un Panel FV*. <https://www.researchgate.net/publication/323345737>
- Mohanty, P., Muneer, T., y Kolhe, M. (n.d.). *Green Energy and Technology Solar Photovoltaic System Applications A Guidebook for Off-Grid Electrification*. <http://www.springer.com/series/8059>.
- Naqvi, A. A., Ahmed, A., Nadeem, T. Bin, Khan, L. A., y Ahad, I. U. (2023). Energy and stress analysis of a hybrid photovoltaic thermal module. *Case Studies in Thermal Engineering*, 47. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.103114>
- Nguyen, X. H., y Nguyen, M. P. (2015). Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink. *Environmental Systems Research*, 4(1). <https://doi.org/10.1186/s40068-015-0047-9>
- Norton Harry N., 1989, *Handbook of Transducers*, Prentice Hall.
- PRODESEN (2023). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038*. gob.mx. <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>
- Seddaoui N., Rahmani L., Kessal A., y Chauder A. (2022). *UPEC: proceedings of 2011 46th International Universities' Power Engineering Conference: 5-8 September 2011*. VDE.
- Ramkumar R., Kesavan M., Raguraman C. M., y Ragupathy A. (2020). 2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS): 7-8 April 2016. IEEE.
- Reindl DT, Beckman WA, Duffie JA. Diffuse fraction correlations. *Solar Energy* 1990;45(1):1–7.
- Ríos, I., y Benavides, A. (2017). *Tema A5a Energía solar fotovoltaica “Productividad de paneles solares monocristalinos.” MEMORIAS DEL XXIII CONGRESO INTERNACIONAL ANUAL DE LA SOMIM*.
- Rodríguez, I., y Castro, E. (2017). La hora solar pico equivalente, definición e interpretación Maykop-Pérez Martínez. *Revista de Ingeniería Energética*, 2.
- Rosas-Flores, J. A., Zenón-Olvera, E., y Gálvez, D. M. (2019). Potential energy saving in urban and rural households of Mexico with solar photovoltaic systems using geographical information system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109412>
- Sheik, M. S., Kakati, P., Dandotiya, D., M, U. R., y S, R. C. (2022). A comprehensive review on various cooling techniques to decrease an operating temperature of solar photovoltaic panels. In *Energy Nexus* (Vol. 8). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2022.100161>
- Shepherd, C. M. (1965). Design of Primary and Secondary Cells. *Journal of The Electrochemical Society*, 112(7), 657. <https://doi.org/10.1149/1.2423659>
- Sornek, K., Żołądek, M., Papis-Frączek, K., Szram, M., y Filipowicz, M. (2023). Experimental investigations of the microscale concentrated photovoltaic/thermal system based on a solar parabolic trough concentrator. *Energy Reports*, 9, 86–97. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.03.089>

- Stackhouse, P. (2024). NASA POWER | Prediction of worldwide energy Resources. <https://power.larc.nasa.gov/>
- Suresh V, Naviynkumar S, y Kirubakaran Ph. (2023). *Green Computing, Communication and Conservation of Energy (ICGCE), 2013 International Conference on.*
- Quesada, B., Sánchez, C., Cañada, J., Royo, R., y Payá, J. (2011). Experimental results and simulation with TRNSYS of a 7.2kWp grid-connected photovoltaic system. *Applied Energy*, 88(5), 1772–1783. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.011>.
- Townsend, T. U. (1989). A METHOD FOR ESTIMATING THE LONG-TERM PERFORMANCE OF DIRECT-COUPLED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS. TRNSYS 18. (2018). <http://sel.me.wisc.edu/trnsyshttp://software.cstb.frhttp://www.tess-inc.com>.
- Urbano, J. A., Matsumoto, Y., Gómez, O. I., Asomoza, R., Galván, E., Dorantes, R., Itoh, T., Nonomura, S., López, C., López, G., y Peña, R. (2014). One-year 60 kWp photovoltaic system energy performance at CINVESTAV, Mexico City. *Energy Procedia*, 57, 217–225. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.026>
- Vera-Dávila, A. G., Delgado-Ariza, J. C., y Sepúlveda-Mora, S. B. (2018). Validación del modelo matemático de un panel solar empleando la herramienta Simulink de Matlab. *Revista de Investigación, Desarrollo e Innovación*, 8(2), 343–356. <https://doi.org/10.19053/20278306.v8.n2.2018.7972>
- Xu, L., Ding, P., Zhang, Y., Huang, Y., Li, J., y Ma, R. (2024). Sensitivity analysis of the shading effects from obstructions at different positions on solar photovoltaic panels. *Energy*, 290. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.130229>.
- Xu, Z., Kong, Q., Qu, H., y Wang, C. (2023). Cooling characteristics of solar photovoltaic panels based on phase change materials. *Case Studies in Thermal Engineering*, 41. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2022.102667>
- W. Xiao, Photovoltaic Power System: Modeling, Design, and Control, 1st ed. 2017.
- Würfel, P., y Würfel, U. (2021). *Physics of Solar Cells*.
- Yang, C., Lin, J., Miksik, F., Miyazaki, T., y Thu, K. (2024). Dew-point evaporative cooling of PV panels for improved performance. *Applied Thermal Engineering*, 236. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121695>
- Zegaoui, A., Petit, P., Aillerie, M., Sawicki, J. P., Belarbi, A. W., Krachai, M. D., y Charles, J. P. (2011). Photovoltaic cell/panel/array characterizations and modeling considering both reverse and direct modes. *Energy Procedia*, 6, 695–703. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.079>.
- Žižak, T., Domjan, S., Medved, S., y Arkar, C. (2022). Efficiency and sustainability assessment of evaporative cooling of photovoltaics. *Energy*, 254. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124260>