

Modelado y Análisis de un Sistema Fotovoltaico Autónomo Residencial en Morelos

Hugo Coello-Sánchez ¹, Miguel Ángel Chagolla-Aranda ^{1,*}, Enrique de Jesús Moreno-Carpintero ², Romeo Emmanuel Nuñez-Gómez ², Efraín Simá-Moo ¹ y Karina Delgado-Osorio ¹

¹ TecNM/CENIDET, Departamento de Ingeniería Mecánica, Campus Apatzingan 2, Cuernavaca Morelos, México, C.P. 62490.

² TecNM/I.T. Zacatepec, Departamento de Ingeniería Electromecánica, Zacatepec de Hidalgo Morelos, México, C.P. 62780.

* Autor de correspondencia: miguel.ca@cenidet.tecnm.mx

Energías Renovables (Energía solar fotovoltaica)

Recibido: 15 de abril de 2026

Aceptado: 3 de julio de 2026

Publicado: 1 de septiembre de 2026

DOI: <https://doi.org/10.56845/terys.v5i2.719>

Resumen: Este trabajo presenta el dimensionamiento y análisis energético de un sistema fotovoltaico autónomo para una vivienda residencial ubicada en Morelos, México. El sistema fue modelado en TRNSYS a partir de datos meteorológicos horarios locales, considerando irradiancia solar global, temperatura ambiente y humedad relativa. La metodología de dimensionamiento permitió definir una configuración integrada por cuatro módulos fotovoltaicos policristalinos de 275 W, un controlador MPPT de 30 A, un inversor de 1.5 kW y un banco de 24 baterías de plomo-ácido dispuesto a 48 V. Los resultados de simulación muestran que la generación eléctrica mensual supera la demanda estimada de la vivienda, incluso durante los periodos de menor disponibilidad solar. El banco de baterías mantuvo un estado de carga fraccionario promedio elevado y un voltaje cercano al nominal, sin evidenciar descargas profundas. Asimismo, los flujos de energía de carga y descarga confirmaron la capacidad del sistema para garantizar continuidad operativa. En conjunto, los resultados demuestran la viabilidad técnica del sistema bajo condiciones climáticas reales.

Palabras clave: módulo fotovoltaico, recurso solar, simulación, sistemas autónomos, energías renovables

Modeling and Analysis of a Stand-Alone Residential Photovoltaic System in Morelos

Abstract: This work presents the sizing and energy analysis of a stand-alone photovoltaic system for a residential dwelling located in Morelos, Mexico. The system was modeled in TRNSYS using local hourly meteorological data, including global solar irradiance, ambient temperature, and relative humidity. The sizing methodology allowed the definition of a configuration composed of four 275 W polycrystalline photovoltaic modules, a 30 A MPPT charge controller, a 1.5 kW inverter, and a bank of 24 lead-acid batteries arranged to operate at 48 V. The simulation results show that the monthly electricity generation exceeds the estimated household demand, even during periods of lower solar availability. The battery bank maintained a high average fractional state of charge and a voltage close to the nominal value, with no evidence of deep discharge. In addition, the charging and discharging energy flows confirmed the system's capacity to ensure operational continuity. Overall, the results demonstrate the technical feasibility of the proposed system under real climatic conditions.

Keywords: photovoltaic module, solar resource, simulation, stand-alone systems, renewable energy

Introducción

El crecimiento de la demanda energética y la dependencia de combustibles fósiles han intensificado las emisiones de gases de efecto invernadero, el cambio climático y la disminución de recursos no renovables. Ante esta problemática, las energías renovables representan una alternativa para descarbonizar sectores como la electricidad, la calefacción y el transporte, además de contribuir a limitar el aumento de la temperatura global por debajo de 1.5 °C (IEA, 2025).

En México, la energía solar fotovoltaica residencial ha crecido en la última década, principalmente mediante la Generación Distribuida (GD), que permite producir electricidad en viviendas conectados a la red. Este crecimiento se ve favorecido por el alto potencial solar del país, con irradiaciones promedio de 4.5 a 6.5 kWh/m²-día en gran parte del territorio, lo que permite un buen desempeño de los sistemas fotovoltaicos (SPV) durante el año (SENER, 2020; IRENA, 2021). Un SPV interconectado a la red se acopla al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante un inversor, el cual convierte la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos (PV) en corriente alterna para la implementación hacia la red pública. Estos sistemas pueden aprovechar esquemas como la medición neta, lo que resultan atractivos en aplicaciones residenciales, comerciales e industriales (CRE, 2017; SENER, 2020). En contraste, un SPV autónomo operan de manera independiente a la red eléctrica y almacenan la energía generada en bancos de baterías, lo que permite cubrir la demanda eléctrica en horarios nocturnos sin radiación solar. Por ello, son una alternativa adecuada

para comunidades rurales o zonas aisladas con acceso limitado a la red eléctrica (Hernández-Moro y Martínez-Duart, 2013; Morales-Acevedo, 2020).

Diversos estudios han abordado el dimensionamiento, modelado y validación de SPV mediante herramientas analíticas y de simulación. Firmanda et al. (2014) evaluaron un sistema PVT autónomo para una carga residencial en Malasia, utilizando el método determinista de Horas de Sol Pico (HSP). De manera similar, Kanyarusoke et al. (2016) validaron el uso de TRNSYS para predecir el rendimiento energético de un módulo PV monocristalino de 90 Wp en Sudáfrica, comparando la simulación con datos experimentales y obteniendo un nivel de acuerdo entre bueno y muy bueno, lo que respalda el uso del software en el análisis de sistemas solares de pequeña escala. Por su parte, Eraso et al. (2019) desarrollaron y validaron un modelo matemático para estimar la potencia generada por módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías, considerando irradiancia y temperatura como variables principales; los resultados mostraron una alta correlación con datos reales y permitieron identificar un mejor desempeño en la tecnología monocristalina.

A pesar de la importancia de la electrificación en áreas no interconectadas y del potencial de los SPV para mejorar la calidad de vida en comunidades marginadas, en el estado de Morelos, México, no se han documentado estudios detallados sobre el comportamiento operativo de SPV autónomos basados en datos climáticos locales. Esta falta de información limita el análisis de la factibilidad y el desempeño de estos sistemas en condiciones propias de la región. El presente estudio aborda el dimensionamiento, con base en la metodología de Mohanty et al. (2012), y la simulación en TRNSYS de un sistema fotovoltaico autónomo aplicado a una residencia típica en Morelos, México. A partir de datos climáticos de la región, se evalúa el comportamiento energético anual del sistema y su relación con la demanda eléctrica diaria de la vivienda. Además, se analizan parámetros clave como la capacidad de almacenamiento de las baterías, el voltaje total y la potencia nominal de los paneles, con el fin de garantizar un suministro eléctrico continuo y adecuado a las cargas residenciales.

Materiales y Métodos

Planificación y estudio del sistema

La producción eléctrica de los PV depende de la ubicación geográfica. Es importante seleccionar un sitio adecuado basado en la disponibilidad de recursos climáticos (Mohanty, 2012). Se abordaron los siguientes aspectos para evaluar la instalación del sistema fotovoltaico: Orientación del sitio y superficie total del terreno o techo disponible, ángulo de inclinación y el tipo de techo. La Figura 1 ilustra la orientación y el ángulo de inclinación de los PV.

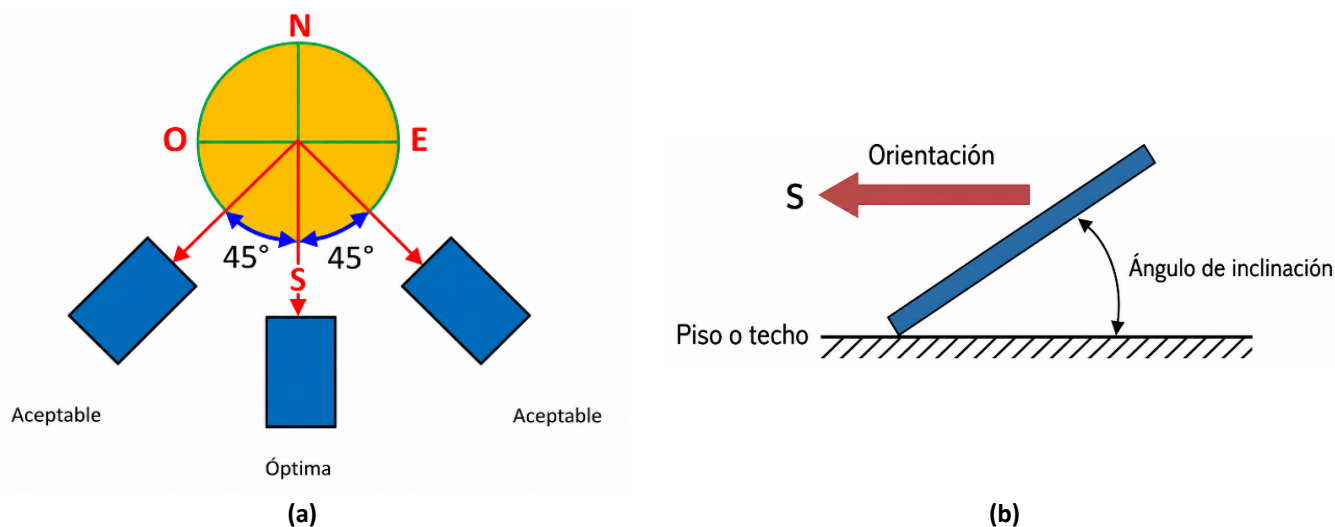


Figura 1. (a) Orientación de un arreglo fotovoltaico y (b) esquema de inclinación de un panel PV (Boxwell, 2012).

Se seleccionó una residencia típica ubicada en Cuernavaca, Morelos, caracterizada por una cubierta de concreto correspondiente a la vivienda de referencia del proyecto normativo NOM-020-ENER-2011 (Hernández-Pérez, 2016). En

la Figura 2 se presenta la vista isométrica de la residencia, así como la superficie disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos, la cual abarca un área de 54.34 m².

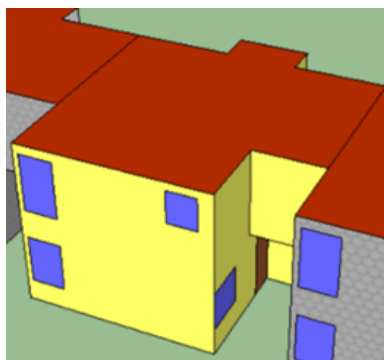


Figura 2. Vista isométrica de la residencia ubicada en Cuernavaca, Morelos (Hernández-Pérez, 2016).

Con base en la superficie, se estableció una orientación hacia el sur y un ángulo de inclinación de 18.87°.

Evaluación de la carga

Se elaboró un análisis de la demanda energética integrando la información en los perfiles de carga mostrados en la Tabla 1. Esta evaluación se fundamentó en datos de uso residencial recopilados por la CONUEE (2025) y los criterios en cuanto a la metodología de Mohanty (2012). En el caso de las 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 1. Perfiles de las cargas eléctricas tomadas de la CONUEE (2025)

A	b	c	d	e	i=b*c*d	
AC/DC Carga eléctrica	Cantidad	Potencia por carga W	Horas de uso diarias h/día	Demanda máxima W	Consumo diario Wh _{AC} /día	Consumo diario ajustado Wh _{AC} /día
Televisión	1	175	4	175	700	
Ventilador	2	60	4	120	480	
Refrigerador	1	300*3	10	900	2580	
Lámpara recámara	3	18	4	54	216	
Lámpara baño	1	18	2	18	36	
Lámpara pasillo	1	18	1	18	18	
Lámpara sala	2	18	2	36	72	
Lámpara calle-	1	18	4	18	72	
Lámpara patio	1	18	3	18	54	
Total				1357	4228*1.2	5073.6

En las cargas inductivas se consideró un tratamiento diferenciado. El ventilador mantuvo la demanda máxima para el dimensionamiento del inversor debido a sus pocas horas de operación diaria. En cambio, para el refrigerador se aplicó un factor de arranque de 3, ya que el compresor puede presentar picos de corriente entre tres y siete veces su potencia nominal. Este ajuste se utilizó únicamente para seleccionar el inversor y evitar fallas durante el arranque, sin afectar el dimensionamiento del generador fotovoltaico ni del banco de baterías, al tratarse de un fenómeno transitorio.

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 2 kWh de consumo diario, se recomienda realizar un sistema de 12v.
- De 2 kWh a 4000 de consumo diario, se recomienda realizar un sistema de 24V.
- De 4 kWh en adelante se recomienda realizar un sistema de 48V.

El consumo diario total de las cargas es de 4.28 kWh; sin embargo, para reflejar condiciones reales de operación, se aplicó un factor de corrección de 1.2, obteniendo un consumo de 5.07 kWh, 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.

Evaluación de los recursos de energía solar

El recurso solar estima la potencia fotovoltaica total necesaria y así cuantificar el número de paneles necesarios. La información sobre las HSP puede obtenerse a través de la NASA Sobre los Recursos Energéticos Mundiales (POWER, por sus siglas en inglés), proporcionando la latitud y longitud del sitio de interés. La Tabla 2 presenta las HSP de cada mes en el año 2025. No obstante, para el cálculo preciso, se consideraron valores correspondientes al valor menor.

El mes que presentó menor índice de radiación fue el mes de diciembre con 5.3 horas. De esta forma se garantiza que, incluso en las condiciones menos favorables, el sistema pueda cubrir el consumo energético y mantener un suministro confiable durante todo el año.

Dimensionamiento de los componentes fotovoltaicos

La Tabla 3 muestra las ecuaciones que se llevaron a cabo para el dimensionamiento y selección de los componentes que conforman el sistema autónomo.

Tabla 2. HSP promedio de cada mes en el año 2025 extraídas por la NASA POWER (2025)

Mes	HSP
Enero	5.8
Febrero	6.4
Marzo	6.8
Abril	6.8
Mayo	5.9
Junio	5.5
Julio	5.8
Agosto	5.8
Septiembre	5.6
Octubre	5.6
Noviembre	5.8
Diciembre	5.3

Tabla 3. Ecuaciones para el dimensionamiento de los componentes del SPV autónomo

Componente	Ecuación
Potencia fotovoltaica	$P_{pv} = \frac{C_{diario}}{HSP_{min}} \quad (1)$
Número de módulos	$N_{modulos} = \frac{P_{pv}}{P_{modulo}} \quad (2)$
Controlador de potencia	$I_{Controlador} = \frac{P_{pv}}{V_{sistema}} \quad (3)$
Inversor	$P_{inv} = \max \left(\frac{P_{cargas}}{\eta_{inv}} \right) \quad (4)$
Capacidad requerida por batería	$C_{requerida} = \frac{C_{diario} \div \eta_{Inversor}}{V_{sistema}} \quad (5)$
Baterías en paralelo	$Bat_p = \frac{C_{requerida} \times N_{aut}}{DoD} \quad (6)$
Baterías en serie	$Bat_s = \frac{C_{Bateria}}{V_{sistema}} \quad (7)$
Número total de baterías	$T_{Bat} = Bat_s \times Bat_p \quad (8)$

Donde P_{pv} es la potencia PV del sistema en W, El C_{diario} de los aparatos eléctricos en Wh, HSP_{min} son las HSP mínimas, $N_{módulos}$ es el número total de paneles, $P_{módulo}$ es la potencia nominal del panel en W, $I_{controlador}$ es la corriente necesaria del controlador en A, PT_{pv} es la potencia total entregada por los paneles en W, $V_{sistema}$ es el voltaje de trabajo del sistema en V, $C_{requerida}$ es la capacidad necesaria de cada batería, $V_{sistema}$ es el voltaje de trabajo del sistema, η es la eficiencia del inversor, Bat_p es el número de baterías en paralelo, $C_{batería}$ es la capacidad de cada batería en Ah, DoD es la profundidad de descarga, N_{aut} son los días de autonomía y Bat_s es el número de baterías en serie.

Una vez realizado los cálculos, se determinaron cuatro paneles de 275 W, configurados en dos cadenas de dos series. 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, tal como se ilustra en la Figura 3.

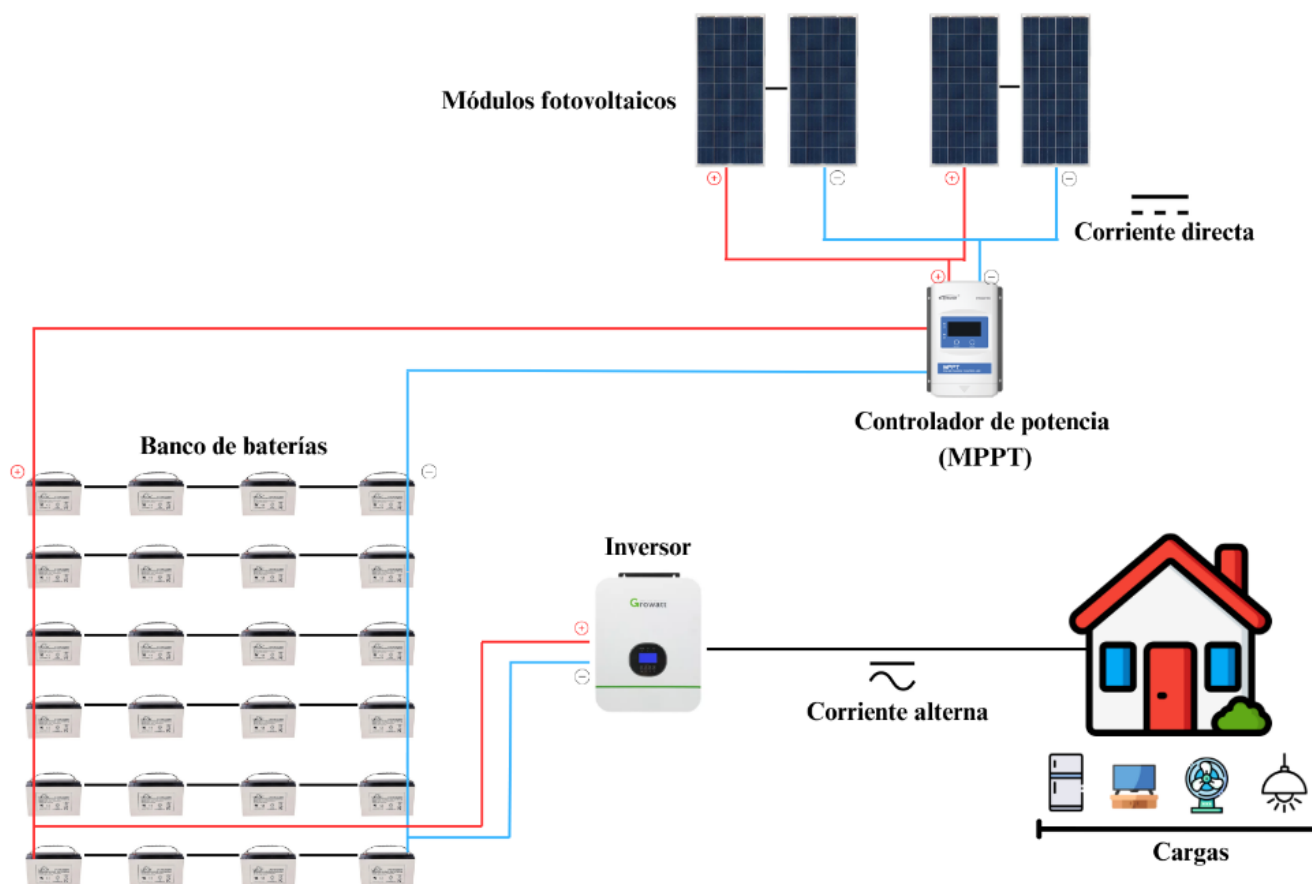


Figura 3. Bosquejo del SPV autónomo dimensionado.

Con el dimensionamiento definido, se procedió a la construcción del modelo de simulación del sistema fotovoltaico autónomo en el entorno del software TRNSYS.

Datos meteorológicos

En la simulación, se utilizaron datos climáticos horarios correspondientes al año 2025, adquiridos a través de la estación meteorológica VAISALA MAWS110, ubicada en el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Campus Apatzingán, en Cuernavaca, Morelos. La Tabla 4 presenta los valores promedio mensuales de las variables climáticas correspondientes al año 2025. 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 con mayor humedad, con un valor promedio del 66.3 %. En cuanto a la radiación solar, marzo y abril exhiben los niveles más altos con valores de 288.9 W/m² y 292.7 W/m².

Tabla 4. Parámetros climáticos promediados de manera mensual

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

Modelo de simulación del sistema fotovoltaico autónomo

Las simulaciones en TRNSYS se construyen conectando componentes individuales (conocidos como Types) para formar un modelo completo. Estos componentes representan un equipo que son descritos mediante un sistema de ecuaciones (Townsend, 1989). Estos componentes se conectan entre sí en el entorno del software de manera similar a como se conectarían en la vida real. La Figura 4 muestra el modelo de simulación desarrollado en TRNSYS.

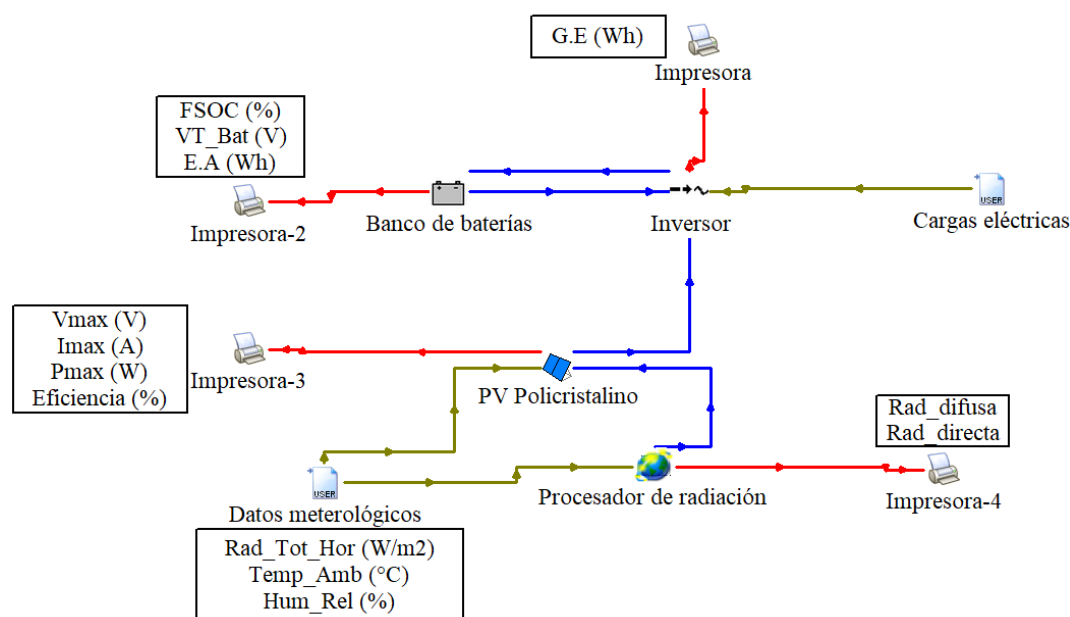


Figura 4. Modelo de simulación del sistema fotovoltaico autónomo.

El esquema representa el flujo general de funcionamiento del sistema: ingreso de datos climáticos, procesamiento de la radiación solar, generación eléctrica del sistema PV, almacenamiento en baterías, conversión mediante el inversor y suministro de energía a la vivienda. En el modelo se incorporan los datos meteorológicos del sitio y el perfil de consumo eléctrico de la vivienda. Con esta información, TRNSYS estima la energía generada por los paneles y evalúa su relación

con el consumo eléctrico. El excedente de energía eléctrica se almacena en el banco de baterías; cuando no es suficiente, las baterías aportan la energía requerida. Finalmente, el inversor permite convertir la corriente continua en corriente alterna para alimentar las cargas eléctricas de la vivienda.

La Tabla 5 muestra las especificaciones técnicas del panel que se utilizó durante el dimensionamiento de los componentes y las simulaciones.

Tabla 5. Especificaciones técnicas del panel PV JA Solar JAP60S0-275/SC

Parámetro	Valor
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	9.29 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	38.38 V
Voltaje en punto de máxima potencia (V_{max})	31.34 V
Corriente en punto de máxima potencia (I_{max})	8.77 A
Coefficiente de temperatura en I_{sc}	+0.00539 A/K o +0.058 %/°C
Coefficiente de temperatura en V_{oc}	-0.1268 V/K o -0.330 %/°C
Área del módulo fotovoltaico	1.63 m ²

Se realizaron simulaciones con un número total de 8760 datos generados con base en las 8760 horas que conforman el año 2025.

Resultados y Discusión

Potencia máxima

La potencia máxima horaria permitió estimar la energía eléctrica requerida para asegurar el suministro continuo a las cargas eléctricas de la vivienda. La Tabla 6 presenta los valores promedio mensuales de la potencia dada por el modelo simulado.

Tabla 6. Promedio mensual de la potencia máxima horaria dada por los paneles PV

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

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.

Análisis de generación y cobertura del consumo diario

Considerando que el consumo eléctrico diario de la residencia es de 5.07 kWh, se estimó un consumo eléctrico mensual de aproximadamente 157.35 kWh, asumiendo un mes de 31 días. La Figura 5 presenta la generación eléctrica mensual

obtenida mediante PV a lo largo del año, esto al calcular el área bajo la curva de la potencia máxima horaria de cada mes. 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 eléctrica generada. Se observa que, en todos los meses analizados, la energía eléctrica supera el valor estimado del consumo eléctrico, 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.

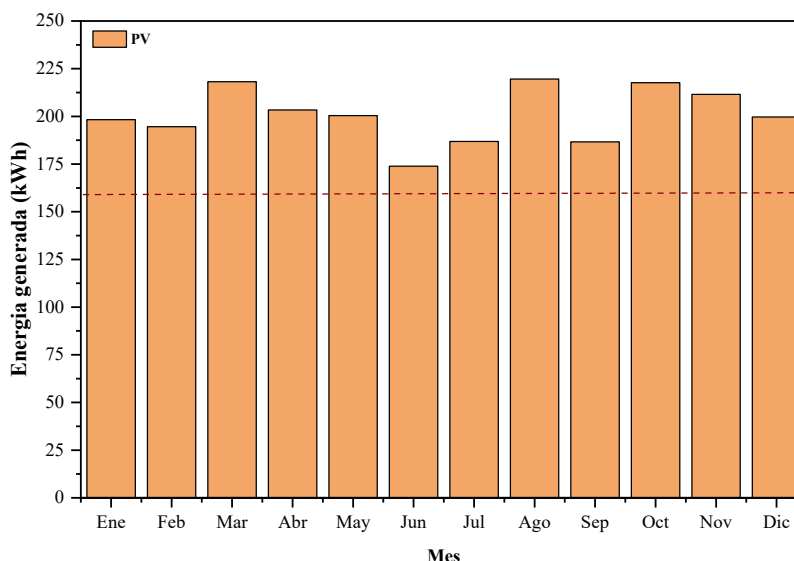


Figura 5. Generación eléctrica mensual de los paneles fotovoltaicos a lo largo del año 2025.

Estos resultados evidencian que la energía eléctrica generada no solo es suficiente para cubrir el consumo 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.

Estado de Carga Fraccionario (FSOC) del banco de baterías

Este parámetro especifica cómo varía el estado de carga de la batería a lo largo del tiempo, mostrando el ritmo de carga o descarga (Shepherd, 1965). La Figura 6 presenta el comportamiento del FSOC de las baterías que conforman el sistema de almacenamiento a lo largo del año.

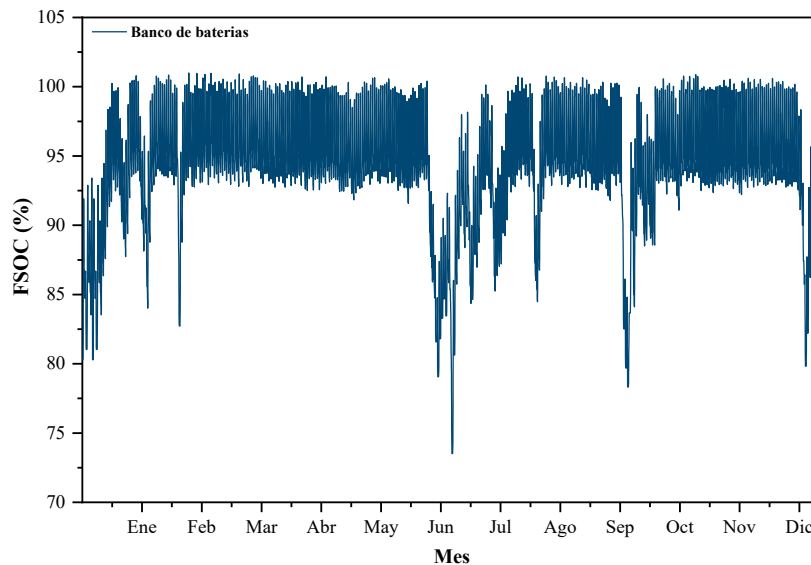


Figura 6. FSOC del banco de baterías del sistema PV autónomo durante el año 2025.

En la mayoría de los meses, el FSOC promedio se ubicó entre 95 % y 96 %, mientras que en enero, junio, julio y noviembre presentó una ligera disminución, con valores entre 91 % y 94 %. Aun con estas variaciones, no se observaron descargas profundas bajo los supuestos de simulación, por lo que el banco de baterías operó dentro de rangos seguros y con una adecuada disponibilidad de energía almacenada.

Voltaje de las baterías

Los factores que incluyen en el banco de baterías es 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. Para 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 (Shepherd, 1965). La Tabla 7 presenta el promedio mensual del voltaje total del banco de baterías durante el periodo anual de simulación.

Tabla 7. Promedio mensual del voltaje del banco de baterías

Mes	Promedio voltaje total (V)
Enero	47.5
Febrero	47.9
Marzo	47.5
Abril	48.7
Mayo	48.7
Junio	48.5
Julio	47.9
Agosto	47.6
Septiembre	48.4
Octubre	47.9
Noviembre	47.5
Diciembre	47.1
Prom. Anual	47.9

Los valores mensuales del voltaje promedio se ubicaron entre 47.1 y 48.7 V, con un promedio anual de 47.9 V, lo que indica una variación reducida durante el periodo analizado. Esta precisión es necesaria, ya que el voltaje puede variar según el estado de carga de las baterías, la demanda eléctrica conectada y las condiciones de operación del sistema.

Conclusiones

El SPV autónomo dimensionado para una vivienda residencial en Morelos mostró una capacidad para cubrir el consumo eléctrico considerado en la simulación. La generación de energía eléctrica promedio mensual fue superior al consumo estimado de la vivienda, lo que indica que la configuración propuesta puede satisfacer las cargas de la residencia bajo las condiciones climáticas analizadas.

El banco de baterías presentó un comportamiento estable durante el periodo simulado. Los valores del estado de carga fraccionario se mantuvieron en rangos altos y el voltaje del banco permaneció cercano al valor nominal del sistema, sin evidenciar descargas profundas bajo el perfil de carga considerado. Esto sugiere que la capacidad de almacenamiento seleccionada es adecuada para mantener la continuidad del suministro eléctrico.

El uso de TRNSYS permitió representar el comportamiento horario del sistema, integrando datos meteorológicos locales, potencia PV, almacenamiento en baterías y consumo eléctrico de la vivienda. Esta herramienta resultó útil para evaluar el desempeño energético del sistema antes de una posible implementación física.

Limitaciones

El presente trabajo se desarrolló mediante simulación transitoria, por lo que no se realizó una validación experimental del sistema. En consecuencia, los resultados dependen directamente de los datos meteorológicos utilizados, del perfil de carga asumido para la vivienda y de los parámetros considerados en los componentes del modelo.

Asimismo, el análisis se concentró en el desempeño energético del sistema, sin incluir una evaluación económica. No se consideraron costos de inversión, operación, mantenimiento, reemplazo de componentes, degradación, vida útil ni análisis de retorno de inversión.

Agradecimientos y financiamiento: Este trabajo ha sido realizado gracias al apoyo de la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI, anteriormente CONACYT). Asimismo, se reconoce la valiosa contribución de los Doctores del Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), Campus Cuernavaca Morelos y del Instituto Tecnológico de Zacatepec, quienes proporcionaron la dirección académica y científica para el adecuado desarrollo de esta investigación.

Bibliografía

- Boxwell, M. (2012). *Solar electricity handbook: A simple practical guide to solar energy. Designing and installing photovoltaic solar electric systems*. Greenstream Publishing.
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. (2025). *Estadísticas energéticas en las viviendas mexicanas*. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/conuee>
- Comisión Reguladora de Energía. (2017). *Estadísticas de generación distribuida en México*. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/cre>
- Eraso, F. J., Erazo, F., & Escobar, E. (2019). Model for electric power estimation in photovoltaic silicon modules. *Revista Chilena de Ingeniería*, 27(2).
- Firmanda, D., Riza, A., Ihtsham-UI, S., & Gilani, H. (2014). Standalone photovoltaic system sizing using peak sun hour method and evaluation by TRNSYS simulation. *International Journal of Renewable Energy Research*, 4(1).
- Hernández Pérez, I. A. (2016). *Estudio de la transferencia de calor de cubiertas reflectivas (cool roofs) en techos de edificaciones bajo condiciones climáticas de la República Mexicana* [Tesis de doctorado, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico]. Repositorio Nacional CENIDET. <https://www.cenidet.tecnm.mx/>
- Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 119–132. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>
- International Energy Agency. (2025). *Renewables 2025: Analysis and forecast to 2030*. IEA. <http://www.iea.org>
- International Renewable Energy Agency. (2021). *Renewable energy statistics 2021*. <https://www.irena.org/Publications/2025/Jul/Renewable-energy-statistics-2025>
- Kanyarusoke, K., Gryzagoridis, J., & 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>
- Mohanty, P., Muneer, T., & Kolhe, M. (2012). *Solar photovoltaic system applications: A guidebook for off-grid electrification*. Springer. <http://www.springer.com/series/8059>
- Morales-Acevedo, A. (2020). A simple model for the economic analysis of photovoltaic electricity in Mexico. *Energy Reports*, 6, 124–130. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.11.058>
- NASA POWER Data Access Viewer. (2025). *Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER)*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Secretaría de Energía. (2020). *Prospectiva de energías renovables 2020–2034*. SENER.
- 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>
- Townsend, T. U. (1989). *A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems*.