



Educación

Secretaría de Educación Pública



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

cenidet[®]
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Tesis de Maestría

Interruptor bidireccional automático para
priorizar el uso de energía solar en un sistema
fotovoltaico doméstico híbrido

presentada por

**Ing. Rafael de Jesús González
Chávez**

como requisito para la obtención del grado
de

**Maestro en Ciencias en Ingeniería
Electrónica**

Directora de tesis

Dr. Jesús Aguayo Alquicira

Codirector de tesis

Dr. Víctor Hugo Olivares Peregrino

Cuernavaca, Morelos, México. Noviembre de 2025.



Educación
Secretaría de Educación Pública



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca, Mor; 30/ octubre/ 2025

Oficio No. DIE/147/2025

Asunto: Aceptación de documentos 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. RAFAEL DE JESUS GONZALEZ CHAVEZ**, con número de control **M23CE158** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"INTERRUPTOR BIDIRECCIONAL AUTOMATICO PARA PRIORIZAR EL USO DE ENERGIA SOLAR EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMESTICO HIBRIDO"**, y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Jesús Aguayo Alquicira
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 4706315

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. Victor Hugo Olivares Peregrino
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 5999002

REVISOR 1

Dr. Jesús Darío Mipa Antonio
Doctor en Ingeniería
Cédula profesional 6094069

REVISOR 2

Dra. Susana Estefany De León Aldaco
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 10458245

C.c.p. Mtra. Verónica Sotelo Boyas, Jefa del Departamento de Servicios Escolares
JGM/ibm



2025
Año de
La Mujer
Indígena

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C. P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 2224,
e-mail: cia@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
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, 14/octubre/2025

Oficio No. SAC/244/2025

Asunto: Autorización de impresión de tesis

RAFAEL DE JESÚS GONZÁLEZ CHÁVEZ
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

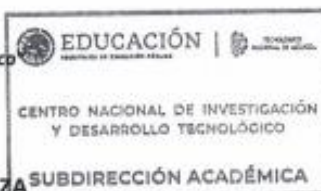
Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"INTERRUPTOR BIDIRECCIONAL AUTOMATICO PARA PRIORIZAR EL USO DE ENERGIA SOLAR EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMESTICO HIBRIDO"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

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

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®
"Conocimiento y Tecnología al Servicio de México"

CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



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

CMAZ/lmz



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



Agradecimientos

A mi director de tesis, el Dr. Jesús Aguayo Alquicira, por su guía, valiosos consejos y la transmisión de sus conocimientos con paciencia y dedicación, así como por su disposición para resolver mis dudas durante todo este proceso.

A mi codirector, el Dr. Víctor Hugo Olivares Peregrino, por sus observaciones y aportaciones técnicas que enriquecieron sustancialmente este proyecto, así como por su apoyo y disponibilidad durante las distintas etapas de la investigación.

A mis revisores, la Dra. Susana Estefany De León Aldaco y el Dr. Jesús Darío Mina Antonio, por sus comentarios, sugerencias y aportaciones que ayudaron a fortalecer el contenido y la calidad de esta tesis.

A mi esposa y a mi hijo, que son la parte más importante de mi vida y la razón principal por la que sigo esforzándome cada día. Su amor incondicional, paciencia y apoyo me han dado la fuerza para superar los retos y culminar esta etapa. Les agradezco por ser mi motor, mi inspiración y por recordarme que todo este esfuerzo tiene un propósito más grande: nuestra familia. Los amo más que a nada en este mundo.

A mis padres, por su amor infinito, sus sacrificios y su apoyo incondicional en cada paso de mi vida. Gracias por enseñarme con su ejemplo el valor del trabajo, la honestidad y la perseverancia. Todo lo que soy se lo debo a ustedes.

A mis suegros, por sus consejos, apoyo y aliento durante este camino académico y personal.

A mi amigo Oscar, quien desde el primer día en la maestría me brindó su amistad y apoyo incondicional. Su disposición para ayudar, sus consejos y las incontables horas de trabajo en conjunto han sido un pilar importante para superar los retos académicos y personales. Más que un compañero, ha sido un hermano en este viaje.

A mi amigo y mentor, el Dr. Esteban Ramírez, por su guía personal y profesional, su ejemplo de excelencia académica y humana, y por ser una fuente constante de motivación. Sus enseñanzas y apoyo han sido clave no solo para este trabajo, sino también para mi desarrollo como profesional y persona.

Al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), por las instalaciones, los recursos y el entorno académico para desarrollar este proyecto.

A las Becas de Posgrado SECIHTI, por brindarme el apoyo económico para poder desarrollar esta tesis.

Resumen

En el presente trabajo se desarrolla el análisis, diseño e implementación de un interruptor bidireccional basado en IGBT con puente rectificador para su integración en un sistema fotovoltaico híbrido residencial. El estudio parte de la creciente necesidad de optimizar la gestión de energía en viviendas, permitiendo el intercambio controlado de potencia entre el sistema fotovoltaico, la red eléctrica y las cargas residenciales.

Se realiza una revisión del estado del arte sobre sistemas fotovoltaicos híbridos, estrategias de control y topologías de interruptores semiconductores bidireccionales, evaluando alternativas frente a dispositivos electromecánicos convencionales. La selección de la topología propuesta se fundamenta en su capacidad de conmutación rápida, bajo desgaste y alta eficiencia, así como en su idoneidad para operación bidireccional.

El dimensionamiento del interruptor y del arreglo fotovoltaico se efectúa a partir del perfil de consumo de una vivienda tipo, utilizando criterios de márgenes de seguridad, pérdidas de conmutación y rendimiento global del sistema. Posteriormente, se lleva a cabo la simulación del comportamiento del sistema en PVSyst y en entornos de simulación electrónica, validando su respuesta ante distintos escenarios de carga y generación.

Los resultados demuestran que la implementación de la topología propuesta mejora la confiabilidad y eficiencia en la transferencia de energía y facilita la integración de energías renovables en aplicaciones residenciales. Este desarrollo sienta las bases para futuras implementaciones en redes inteligentes y sistemas de gestión energética doméstica.

Abstract

This work develops the analysis, design, and implementation of a bidirectional switch based on an IGBT with a bridge rectifier for its integration in a residential hybrid photovoltaic system. The study starts from the growing need to optimize energy management in homes, allowing the controlled exchange of power between the photovoltaic system, the electrical grid, and the residential loads.

A state-of-the-art review of hybrid PV systems, control strategies, and bidirectional semiconductor switch topologies is performed, evaluating alternatives to conventional electromechanical devices. The selection of the proposed topology is based on its fast switching capacity, low wear, and high efficiency, as well as its suitability for bidirectional operation.

The sizing of the switch and the photovoltaic array is based on the consumption profile of a typical home, considering safety margins, switching losses, and overall system performance. Subsequently, the system behavior is simulated in PVSyst and in electronic simulation environments, validating its response to different load and generation scenarios.

The results demonstrate that implementing the proposed topology enhances reliability and efficiency in energy transfer, and facilitates the integration of renewable energy sources in residential applications. This development lays the foundation for future implementations in smart grids and home energy management systems.

Contenido

Agradecimientos	5
Resumen	6
Abstract.....	7
Listado de tablas.....	10
Listado de figuras	10
Acrónimos	12
Capítulo 1. Introducción	13
1.1. Contexto del problema energético y uso de energía solar en México	13
1.2. Problemática económica de los sistemas FV comerciales	14
1.3. Justificación de la propuesta del interruptor bidireccional	15
1.4. Objetivo general y específicos.....	16
1.5. Metodología general de desarrollo	16
1.6. Estructura del documento	17
Capítulo 2. Estado del Arte.....	19
2.1. Sistemas fotovoltaicos híbridos residenciales	20
2.1.1. Importancia y potencial en México	21
2.1.3. Beneficios principales	22
2.1.4. Desafíos y limitantes	22
2.2. Gestión de energía mediante interruptores automáticos.....	22
2.2.1. Principio de operación.....	23
2.2.2. Importancia en sistemas híbridos residenciales	23
2.2.3. Tipos de interruptores automáticos utilizados	23
2.3. Tipos de interruptores semiconductores bidireccionales	24
2.3.1. Interruptores bidireccionales con IGBT y diodos	24
2.3.2. Interruptores bidireccionales con MOSFET.....	29
2.3.3. Interruptores híbridos (IGBT + MOSFET)	29
2.3.4. Dispositivos bidireccionales integrados (B-TRAN, TRIAC, etc.)	29
2.4. Herramientas de simulación y estudios previos	30

2.4.1. Herramientas complementarias de simulación fotovoltaica.....	31
2.4.2. Modelos avanzados y simulaciones multi-escala	31
2.5. Conclusión del estado del arte	32
Capítulo 3. Diseño del prototipo propuesto	34
3.1. Perfil de consumo en vivienda tradicional	34
3.2. Selección de cargas críticas y esquema de operación	36
3.3. Topología del interruptor seleccionado (IGBT con puente rectificador).....	39
3.4. Cálculo de parámetros eléctricos y diseño preliminar	40
Capítulo 4. Simulación del prototipo	44
4.1. Simulación del interruptor seleccionado en Proteus.....	44
4.2. Simulación del prototipo fotovoltaico en PVSyst	49
4.3. Resultados de simulación del dimensionamiento	53
Capítulo 5. Implementación, resultados y discusión.....	55
5.1. Diseño del PCB del interruptor	55
5.2. Ensamblaje del sistema	57
5.3. Comportamiento del sistema en operación	59
5.3.1. Registro de señales y análisis de transiciones	59
5.3.2. Estabilidad y tiempo de respuesta	62
5.3.3. Escenarios evaluados.....	62
5.4. Comparación entre simulación y resultados reales	62
5.5. Ahorro energético estimado y comportamiento tarifario	66
Capítulo 6. Conclusiones y trabajos futuros	69
6.1. Conclusiones generales	69
6.2. Trabajos futuros	70
Referencias	72
Anexo 1 Fotografías de los elementos del sistema.	75
Anexo 2 Código Arduino.	78
Anexo 3 Diagrama esquemático del interruptor automático.	81
Anexo 4 Datos software PVSyst	82

Anexo 5 Reconocimiento de Publicación.....	96
Anexo 6 Tabla del estado del arte.....	97

Listado de tablas

Tabla 1 Ventajas y desventajas de las topologías del interruptor bidireccional.	27
Tabla 2 Características Eléctricas y Usos Típicos de Tecnologías de Potencia.	30
Tabla 3 Comparación de Herramientas y Métodos para Simulación y Análisis Energético.	32
Tabla 4. Aparatos eléctricos seleccionados para el cálculo de las cargas en una casa habitación.	35
Tabla 5 Consumo Energético Bimestral y Anual de Cargas Críticas en el Hogar.	38
Tabla 6 Especificaciones del Sistema Fotovoltaico Conectado a Red.	49
Tabla 7 Resumen de Desempeño Energético Anual del Sistema FV.	50
Tabla 8. Comparación Técnica entre el Sistema FV Real y la Simulación en PVsyst. ...	54
Tabla 9 Tabla comparativa entre simulación y resultados reales.....	65
Tabla 10 Tarifa doméstica 1B por bloques (valores del documento).....	66
Tabla 11 Cargos fijos e impuesto.	66
Tabla 12 Comparación de escenarios.	67
Tabla 13 Costo de implementación del interruptor automático.	67
Tabla 14 Comparativa de costos entre soluciones.	68

Listado de figuras

Fig. 1 El mapa del potencial de la energía solar por país [4].....	13
Fig. 2 Propuesta solución de este trabajo de tesis.	15
Fig. 3 Trabajos académicos en los últimos 7 años (obtenido en Lens).....	19
Fig. 4 Tipos de publicación en la izquierda y en la derecha los principales campos de estudio (obtenido en Lens).....	20
Fig. 5 Configuración de IGBT con puente rectificador [1].....	25
Fig. 6 Interruptor en paralelo.....	25
Fig. 7 Interruptor de emisor-común [1].	26
Fig. 8 Interruptor de colector común [1]	26
Fig. 9 Consumo de dispositivos en los hogares [12].	34
Fig. 10 Distribución de los aparatos electrodomésticos en una casa habitación con sus cargas.	36

Fig. 11 Configuración de IGBT con puente rectificador [1].	40
Fig. 12 Diagrama esquemático del interruptor automático.	44
Fig. 13 Diagrama de flujo del sistema.	45
Fig. 14 Señales digitales del osciloscopio cuando el sistema conmutó a la red eléctrica.	47
Fig. 15 Señales digitales del osciloscopio cuando el sistema conmutó al panel fotovoltaico.	48
Fig. 16 Señales de entrada y salida de los interruptores en condiciones simuladas de conmutación entre red eléctrica y sistema fotovoltaico.	48
Fig. 17 Definición de los paneles fotovoltaicos en el software PVSyst	50
Fig. 18 Producción mensual del sistema (kWh/mes).	51
Fig. 19 Irradiancia global incidente en el plano del colector (kWh/m ² /mes).	51
Fig. 20 Distribución de temperatura del módulo durante la operación.	52
Fig. 21 Distribución de energía útil del sistema.	52
Fig. 22 Diseño del PCB (A lado izquierdo) Circuito impreso (B lado derecho).	57
Fig. 23 PCB finalizada con los componentes soldados.	58
Fig. 24 Prototipo con ambos interruptores en funcionamiento.	59
Fig. 25 Señales de salida de los dos interruptores.	60
Fig. 26 Señales de conmutación de red eléctrica a sistema PV.	61
Fig. 27 Señales de conmutación de sistema PV a red eléctrica.	61
Fig. 29 Batería.	75
Fig. 30 Inversor TRUPER.	75
Fig. 31 Reóstato de potencia.	76
Fig. 32 Panel solar.	76
Fig. 33 Controlador de carga.	76
Fig. 34 Diagrama esquemático del interruptor en el simulador.	81

Acrónimos

Acrónimo	Significado en Español	Significado en Inglés
AC	Corriente Alterna	<i>Alternating Current</i>
BMS	Sistema de Gestión de Baterías	<i>Battery Management System</i>
CAD	Diseño Asistido por Computadora	<i>Computer-Aided Design</i>
CC	Corriente Continua	<i>Direct Current</i>
DC	Corriente Continua	<i>Direct Current</i>
EMC	Compatibilidad Electromagnética	<i>Electromagnetic Compatibility</i>
FV	Fotovoltaico	<i>Photovoltaic</i>
HSP	Horas Solares Pico	<i>Peak Sun Hours</i>
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	Transistor Bipolar de Puerta Aislada	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MOSFET	Transistor de Efecto de Campo de Óxido Metálico	<i>Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor</i>
MPPT	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
O&M	Operación y Mantenimiento	<i>Operation and Maintenance</i>
PR	Índice de Rendimiento	<i>Performance Ratio</i>
PWM	Modulación por Ancho de Pulso	<i>Pulse Width Modulation</i>
PVsyst	Software de simulación fotovoltaica	<i>Photovoltaic System Simulation</i>
SCR	Rectificador Controlado de Silicio	<i>Silicon Controlled Rectifier</i>
SOC	Estado de Carga	<i>State of Charge</i>
SPWM	Modulación Sinusoidal por Ancho de Pulso	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
STC	Condiciones Estándar de Prueba	<i>Standard Test Conditions</i>
THD	Distorsión Armónica Total	<i>Total Harmonic Distortion</i>
UPS	Sistema de Alimentación Ininterrumpida	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VAC	Voltaje en Corriente Alterna	<i>Voltage Alternating Current</i>
VDC	Voltaje en Corriente Continua	<i>Voltage Direct Current</i>
V_{CE(sat)}	Tensión de saturación colector-emisor	<i>Collector-Emitter Saturation Voltage</i>

Capítulo 1. Introducción

1.1. Contexto del problema energético y uso de energía solar en México

La creciente demanda energética en México ha generado un gran interés en la transición de las fuentes de energía convencionales a las renovables. El sistema eléctrico nacional depende actualmente en gran medida de fuentes convencionales como el gas natural, el carbón y el petróleo [1]. Esta dependencia no solo implica altos costos de generación, sino también elevadas emisiones de contaminantes que contribuyen al calentamiento global. Por ello, la obtención de energía de fuentes renovables se ha convertido en una prioridad estratégica para garantizar la sostenibilidad energética del país [2].

La energía solar fotovoltaica (FV) se presenta como una de las alternativas más viables para esta transición, debido a su abundancia, escalabilidad y bajo impacto ambiental. México cuenta con uno de los niveles de irradiación solar más altos del mundo, como se observa en la Fig. 1, con promedios que superan los 5.5 kWh/m^2 por día en gran parte del territorio y alcanzan hasta 6.0 kWh/m^2 en regiones como Morelos. Esta disponibilidad convierte al país en un candidato ideal para el desarrollo de sistemas FV tanto a nivel industrial como residencial [3].

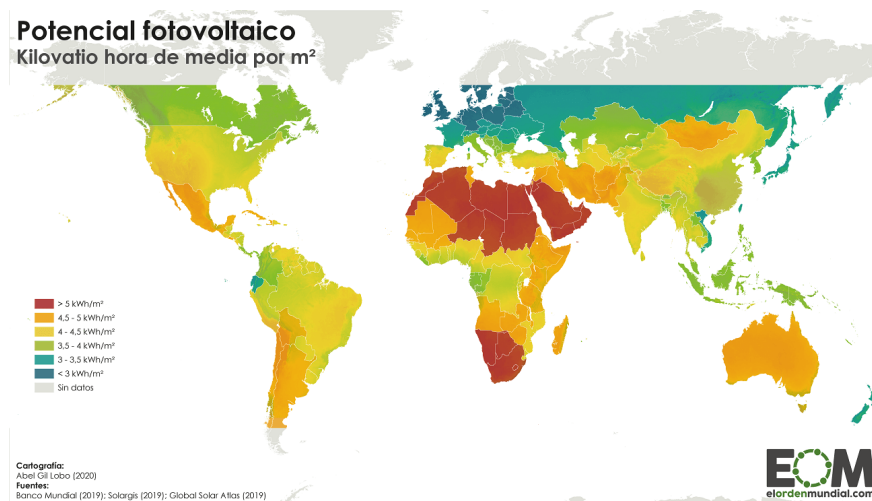


Fig. 1 El mapa del potencial de la energía solar por país [4].

A pesar de este potencial, la penetración de la energía solar en el sector doméstico sigue siendo limitada. Según datos de la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX), menos del 5% de los hogares mexicanos cuentan con algún tipo de generación solar instalada. Las causas de esta baja adopción incluyen la falta de información técnica entre los usuarios, la percepción de que los sistemas FV son

costosos y complejos, y la ausencia de políticas públicas sólidas que incentiven su implementación [5].

En este escenario, resulta fundamental desarrollar soluciones tecnológicas que permitan a los usuarios aprovechar la energía solar de manera eficiente, accesible y adaptada a sus necesidades reales de consumo. La presente investigación se enmarca en este esfuerzo, proponiendo un sistema híbrido con gestión inteligente de energía que maximiza el aprovechamiento de la fuente solar y reduce la dependencia de la red eléctrica convencional.

1.2. Problemática económica de los sistemas FV comerciales

La implementación de sistemas fotovoltaicos en viviendas mexicanas enfrenta una barrera económica considerable. Aunque los costos de los paneles solares han disminuido en la última década, los componentes complementarios necesarios para su funcionamiento eficiente siguen representando una inversión significativa. Entre estos destacan los inversores híbridos, los reguladores de carga y los sistemas de almacenamiento en baterías [6].

Los inversores comerciales híbridos permiten la conmutación automática entre la red eléctrica y la fuente solar. Los costos que se mencionarán a continuación fueron obtenidos en agosto de 2025 y pueden superar los \$7,000 MXN por unidad, dependiendo de su capacidad y características técnicas. Además, las baterías de litio con capacidad suficiente para cubrir el consumo nocturno pueden costar más de \$14,000 MXN, lo que eleva el costo total del sistema a más de \$30,000 MXN. Esta cifra está fuera del alcance de muchas familias mexicanas, especialmente en zonas urbanas y semiurbanas donde el ingreso promedio mensual es limitado.

Otro aspecto crítico es la baja rentabilidad a corto plazo de estos sistemas. Aunque permiten ahorros en la factura eléctrica, el tiempo de retorno de la inversión puede superar los cinco años, lo que desincentiva su adopción. Además, la falta de subsidios específicos para sistemas FV residenciales y la complejidad de los trámites de interconexión con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) dificultan aún más su implementación [7]. Por lo tanto, se requiere una solución que reduzca los costos iniciales sin comprometer la funcionalidad del sistema. Esta investigación propone un enfoque modular que sustituye el inversor híbrido por un interruptor bidireccional automático, lo que permite gestionar el flujo de energía de manera inteligente y económica. Al eliminar componentes costosos y utilizar dispositivos electrónicos de bajo costo, se logra una reducción significativa de la inversión inicial, lo que hace viable la adopción de energía solar en hogares de clase media.

1.3. Justificación de la propuesta del interruptor bidireccional

La propuesta de implementar un interruptor bidireccional automático en sistemas fotovoltaicos híbridos responde a la necesidad de ofrecer una solución técnica y económica que permita a los usuarios gestionar su consumo energético de manera eficiente. Este dispositivo actúa como un sistema de control que decide cada 30 segundos, si la energía debe provenir del sistema fotovoltaico o de la red eléctrica, dependiendo de la disponibilidad de generación solar y la demanda de carga.

A diferencia de los inversores híbridos comerciales, el interruptor bidireccional propuesto se basa en una arquitectura modular que emplea componentes electrónicos como IGBT, diodos de potencia, sensores de corriente y microcontroladores. Esta configuración permite una conmutación rápida y segura entre fuentes, sin necesidad de equipos costosos ni de complejos sistemas de programación.

El sistema está diseñado para operar dentro de los límites de la tarifa básica de la CFE, lo que permite a los usuarios mantener su consumo eléctrico dentro de los rangos subsidiados. Esto se traduce en ahorros significativos en la factura eléctrica, especialmente en zonas como Morelos, donde la tarifa 1B establece precios escalonados según el consumo mensual. En la Fig. 2 se muestra la idea principal de este trabajo de tesis, donde se busca reducir la cantidad de baterías, por lo cual está indicado en un círculo rojo; de igual manera, se enfoca principalmente en el selector automático.

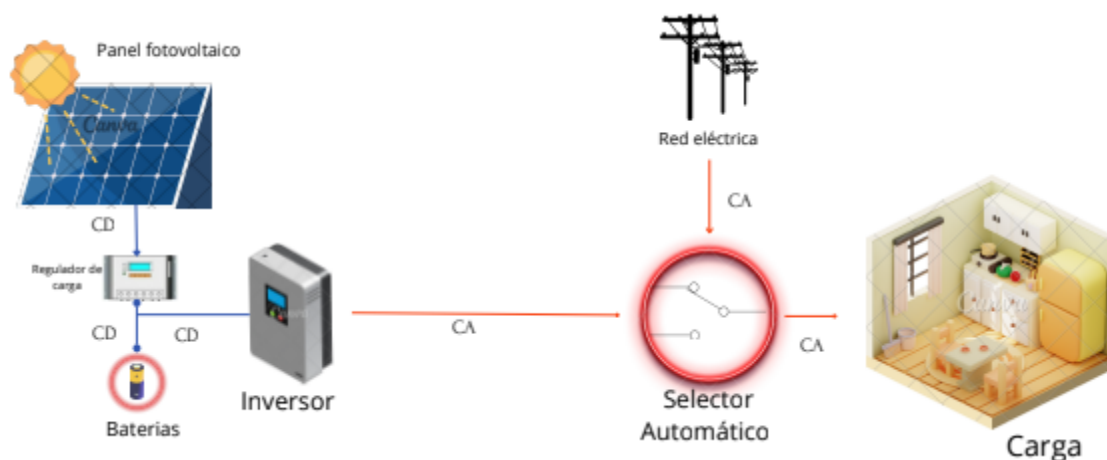


Fig. 2 Propuesta solución de este trabajo de tesis.

La implementación del interruptor bidireccional también facilita la integración de sistemas FV en viviendas sin necesidad de interconexión bidireccional con la red, lo

que simplifica los trámites legales y técnicos. Al ser un sistema autónomo, puede instalarse sin modificar la infraestructura eléctrica existente, lo que lo hace ideal para proyectos de electrificación en zonas urbanas y rurales.

En resumen, la propuesta se justifica por su capacidad para reducir costos, facilitar la adopción de energía solar y promover un modelo de consumo más sustentable y accesible para su adquisición.

1.4. Objetivo general y específicos

Desarrollar un interruptor bidireccional con control automático para integrar un sistema fotovoltaico doméstico híbrido en una vivienda, orientado a reducir el consumo de energía proveniente de la CFE.

1. Análisis del interruptor automático aplicado a la casa habitación, estado del arte.
2. Estudio y selección de la topología del interruptor y de las cargas, caso de estudio.
3. Adaptación del interruptor automático con dispositivos semiconductores mediante pruebas de simulación y diseño del PCB.
4. Implementación del interruptor automático en el sistema fotovoltaico completo y obtención de resultados preliminares.
5. Análisis y evaluación de los resultados.

El objetivo principal de esta investigación es diseñar, implementar y evaluar un interruptor bidireccional automático para un sistema fotovoltaico híbrido en una vivienda tipo, con el fin de reducir la inversión inicial y optimizar el consumo eléctrico, manteniéndolo dentro de la tarifa básica de la CFE.

1.5. Metodología general de desarrollo

La metodología empleada en este proyecto se basa en un enfoque experimental y de diseño iterativo, estructurado en cinco fases principales:

1. **Revisión bibliográfica:** Se realizó una búsqueda exhaustiva en bases de datos académicas como The Lens Scholarly, IEEE Xplore y ScienceDirect, utilizando palabras clave relacionadas con sistemas FV, interruptores automáticos, gestión energética y control bidireccional. Esta etapa permitió identificar las tecnologías más relevantes y establecer el marco teórico del proyecto.

2. **Selección de topología:** Se analizaron distintas configuraciones de interruptores bidireccionales, incluyendo IGBT con puente rectificador, interruptores en paralelo, de emisor común y de colector común. Se evaluaron sus ventajas y desventajas en función de criterios técnicos y económicos, y se seleccionó la opción más adecuada para el entorno residencial.
3. **Simulación y diseño:** Se utilizó el software Proteus para simular el comportamiento del sistema, incluida la lógica de control basada en sensores de corriente y microcontroladores. Se diseñó el circuito impreso (PCB) y se generaron los archivos Gerber para su fabricación.
4. **Implementación física:** Se ensambló el sistema con componentes electrónicos disponibles en el mercado nacional, los cuales se muestran en el Anexo 1, así como en la tabla de componentes usados. Se realizaron pruebas en laboratorio para verificar la conmutación automática entre fuentes, utilizando osciloscopios y cargas simuladas para validar el comportamiento del sistema.
5. **Evaluación económica y técnica:** Se comparó el sistema propuesto con soluciones comerciales, analizando su costo total, eficiencia energética, escalabilidad y facilidad de mantenimiento. Se elaboraron tablas comparativas y se calculó el tiempo de retorno de la inversión, lo que evidenció la viabilidad del proyecto.

Esta metodología permite asegurar la calidad del diseño, la funcionalidad del sistema y su aplicabilidad en condiciones reales.

1.6. Estructura del documento

El presente documento está estructurado de manera lógica y progresiva, siguiendo el desarrollo técnico del proyecto desde su conceptualización hasta su implementación y evaluación. La organización es la siguiente:

- **Capítulo 1.** Presenta el contexto energético, la problemática económica, la justificación de la propuesta, los objetivos del proyecto y la metodología general.
- **Capítulo 2.** Se desarrolla el estado del arte, abordando el concepto y clasificación de los sistemas fotovoltaicos híbridos residenciales, la gestión de energía mediante interruptores automáticos, las topologías de interruptores semiconductores bidireccionales, y las herramientas de simulación

empleadas. También se discuten estudios previos relevantes que sustentan la viabilidad técnica de la propuesta.

- **Capítulo 3.** Se describe el diseño del prototipo propuesto. Se presenta el análisis del perfil de consumo en la vivienda tradicional, la selección de cargas críticas y el esquema de operación, la topología del interruptor bidireccional elegida, el cálculo de parámetros eléctricos y el diseño preliminar del sistema.
- **Capítulo 4.** Se expone la simulación del prototipo, tanto en el entorno Proteus para la parte de control y conmutación, como en PVsyst para la validación energética. Se muestran las configuraciones del sistema, los escenarios simulados y los resultados obtenidos en ambos entornos.
- **Capítulo 5.** Se presenta la implementación física del prototipo, incluyendo el diseño y fabricación del PCB, el ensamblaje del sistema, la integración de los componentes y las pruebas iniciales de funcionamiento.
- **Capítulo 6.** Se realiza la discusión de los resultados, comparando el desempeño real del sistema con las simulaciones, evaluando el ahorro energético y el comportamiento tarifario, y analizando las ventajas y limitaciones de la propuesta frente a soluciones comerciales.
- **Capítulo 7.** Se detallan las conclusiones generales de la investigación, así como las recomendaciones técnicas y los posibles trabajos futuros que permitan mejorar y ampliar el alcance del sistema propuesto.

Capítulo 2. Estado del Arte

Para la presente investigación, se realizó una búsqueda en bases de datos especializadas como The Lens Scholarly (Lens). Se realizó una búsqueda con palabras clave como: *photovoltaic systems*, *energy management*, *automatic switch*, *bidirectional switch*, *residential hybrid systems* y *renewable energy control*. El principal motivo de exclusión de los artículos fue el año, ya que se seleccionaban aquellos que fueran del 2018 al 2025. A partir de los resultados, se generaron gráficas en Lens que muestran tanto el volumen de documentos publicados por año como su clasificación por tipo de publicación.

En la Fig. 3, se muestra la evolución del número de documentos publicados entre 2018 y 2025. Se puede observar una tendencia creciente desde 2020, con un incremento notable entre 2022 y 2023, año en el que se alcanza el mayor número de publicaciones. Esta tendencia refleja un interés creciente de la comunidad científica y tecnológica por desarrollar soluciones que permitan integrar de manera más eficiente las energías renovables en entornos residenciales. Este crecimiento también puede estar vinculado a los esfuerzos internacionales por promover la transición energética y a la disponibilidad creciente de tecnologías de bajo costo, como los controladores inteligentes y sensores embebidos.

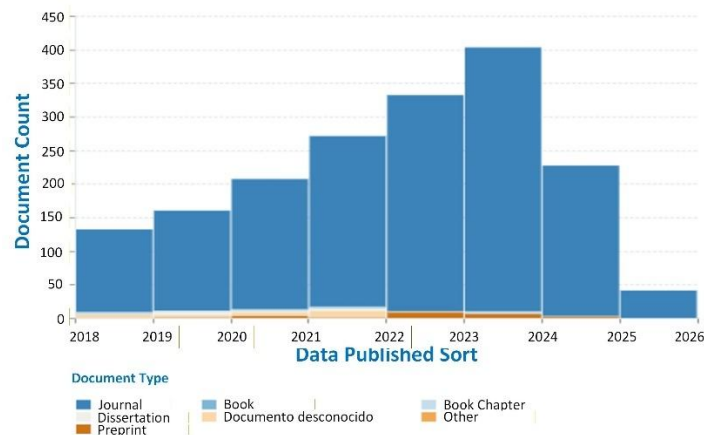


Fig. 3 Trabajos académicos en los últimos 7 años (obtenido en Lens).

En la Fig. 4, se presenta la clasificación de estos documentos según su tipo. Hay mayor cantidad de artículos que pertenecen a revistas científicas, lo cual es indicativo de un alto nivel de revisión y rigor metodológico; del lado derecho hay una gráfica de barras en la que se muestran los principales campos de estudio en los cuales se ha enfocado

la literatura. Le siguen las disertaciones académicas, lo cual demuestra que el tema también está siendo abordado en niveles de formación avanzada (maestría y doctorado). También se destaca una presencia significativa de capítulos de libro y actas de congresos, lo que refleja la diversidad de enfoques con los que se ha tratado la temática y la velocidad con la que se comparten los resultados en eventos académicos y técnicos.

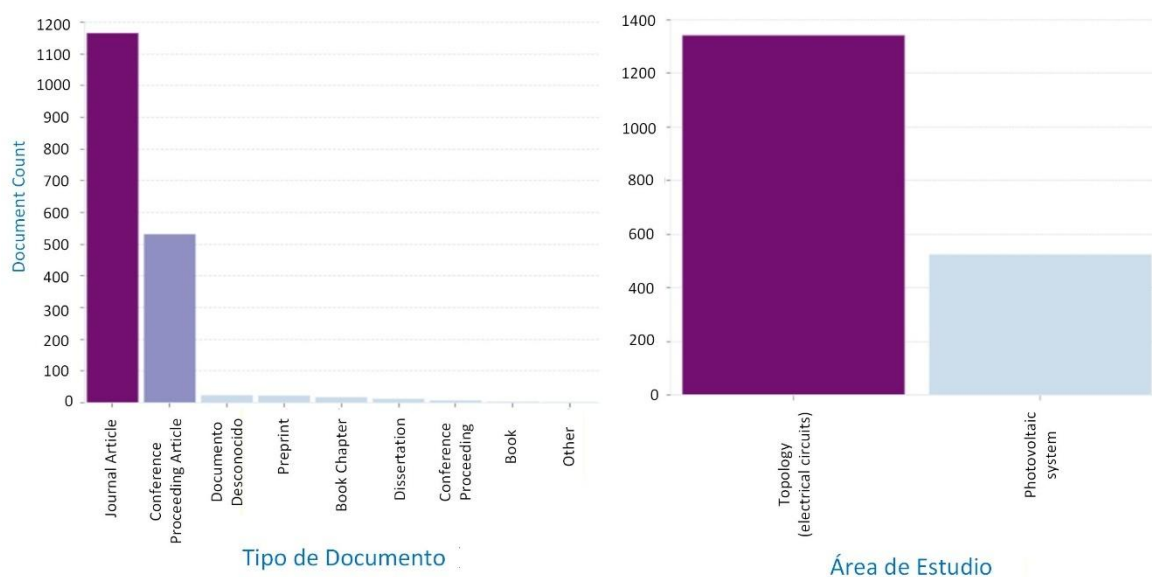


Fig. 4 Tipos de publicación en la izquierda y en la derecha los principales campos de estudio (obtenido en Lens).

A partir del análisis del estado del arte en la plataforma The Lens Scholarly, se confirma que el desarrollo de interruptores automáticos aplicados a sistemas fotovoltaicos híbridos es un tema de alta relevancia y actualidad en la comunidad científica.

La creciente producción de artículos, tesis y documentos técnicos demuestra un interés sostenido en encontrar soluciones energéticas eficientes, sostenibles y accesibles para el entorno residencial. Este panorama bibliográfico respalda el enfoque propuesto en esta tesis, reafirmando la validez del problema abordado y el potencial aporte de la implementación de un sistema modular con control automático de la fuente de alimentación.

2.1. Sistemas fotovoltaicos híbridos residenciales

En el contexto energético actual, los sistemas fotovoltaicos híbridos residenciales han emergido como una solución estratégica para integrar energías renovables en los hogares, manteniendo al mismo tiempo la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Un sistema híbrido combina la generación de electricidad a partir de paneles

solares fotovoltaicos con una fuente secundaria (generalmente la red eléctrica convencional o un generador auxiliar), permitiendo aprovechar al máximo los recursos solares y garantizar la continuidad del suministro en todo momento [8-10].

Estos sistemas pueden clasificarse en tres modalidades principales:

- **Conectados a la red (Grid-tied híbridos):** Priorizan el consumo de energía solar y utilizan la red como respaldo. Permite la inyección de excedentes, aunque en algunos países, como México, esto depende de esquemas regulatorios y contratos específicos con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) [11].
- **Fuera de la red (Off-grid híbridos):** Funciona de forma autónoma, combinando generación solar con generadores de respaldo (diésel o gasolina) y almacenamiento en baterías.
- **Modo mixto con gestión inteligente:** Integra controladores que priorizan el uso de energía fotovoltaica, conmutan automáticamente a la red o a baterías cuando es necesario y optimizan la operación para reducir costos y prolongar la vida útil de los componentes [12].

2.1.1. Importancia y potencial en México

México cuenta con un recurso solar privilegiado, con irradiaciones medias anuales de 5.5 kWh/m²/día y máximas superiores a 6.0 kWh/m²/día en estados como Morelos, Sonora y Baja California [3, 10]. Esta disponibilidad permite que incluso sistemas fotovoltaicos de pequeña escala cubran una parte importante del consumo eléctrico residencial. Según datos de la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX), hacia 2024 la capacidad fotovoltaica distribuida instalada superó los 3.5 GW, y el sector residencial fue uno de los principales impulsores de este crecimiento.

2.1.2. El uso de sistemas híbridos se ha visto impulsado por:

- **Costos decrecientes de paneles solares:** En la última década, el precio promedio por watt instalado se ha reducido en más del 80% [13].
- **Avances en tecnologías de almacenamiento:** Baterías de litio con mayor densidad energética, ciclos de vida más prolongados y costos decrecientes [14].
- **Necesidad de resiliencia energética:** En zonas con redes eléctricas poco confiables o expuestas a interrupciones, los sistemas híbridos aseguran suministro continuo.

2.1.3. Beneficios principales

- **Ahorro económico:** Mantener el consumo mensual dentro del rango de tarifa básica de la CFE, lo que reduce el pago por kWh y evita cargos por excedentes [11].
- **Flexibilidad operativa:** El usuario puede ajustar la operación para priorizar el autoconsumo, el almacenamiento o el respaldo según su perfil de demanda [1].
- **Menor impacto ambiental:** Sustitución parcial de la energía de origen fósil por energía solar limpia, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero [8].
- **Mayor independencia energética:** Disminución de la dependencia exclusiva de la red eléctrica.

2.1.4. Desafíos y limitantes

A pesar de sus ventajas, la adopción masiva de estos sistemas enfrenta barreras como:

Altos costos iniciales para hogares de ingresos medios y bajos, especialmente debido al precio de las baterías y de los equipos de gestión inteligente [15].

Falta de incentivos fiscales o de subsidios específicos para fomentar su instalación en el sector residencial, a diferencia de lo que ocurre en países como Alemania, Japón o Australia [16].

Requerimientos técnicos y normativos que pueden dificultar la conexión o el uso de ciertas configuraciones híbridas con la red nacional [17].

2.1.5. Tendencia internacional y proyecciones

La Agencia Internacional de Energía (IEA) proyecta que, para 2030, los sistemas híbridos, tanto residenciales como comerciales, representarán una fracción creciente del mercado fotovoltaico distribuido, debido a su capacidad para ofrecer autonomía energética y estabilidad operativa [18]. En países con marcos regulatorios claros para el almacenamiento y el autoconsumo, su adopción ha crecido exponencialmente. Por ejemplo, Australia ha alcanzado tasas de penetración residencial superiores al 30% al combinar fotovoltaica con almacenamiento [19].

2.2. Gestión de energía mediante interruptores automáticos

En los sistemas fotovoltaicos híbridos residenciales, la gestión de energía consiste en coordinar el uso de las distintas fuentes disponibles (arreglo fotovoltaico, banco de baterías y red eléctrica) para garantizar un suministro continuo y optimizado. El objetivo

principal es maximizar el uso de energía renovable y minimizar la dependencia de la red, sin comprometer la estabilidad del sistema ni la protección de los equipos [20, 21].

En este contexto, los interruptores automáticos desempeñan un papel clave al permitir la conmutación rápida y controlada entre las distintas fuentes, evitando interrupciones perceptibles por el usuario. Estos dispositivos son gobernados por un sistema de control o un *Energy Management System* (EMS), que analiza los parámetros como la potencia generada, el estado de carga (SOC) de las baterías, la demanda instantánea y la disponibilidad de la red [22].

2.2.1. Principio de operación

El EMS o controlador principal monitorea de forma continua:

- **Potencia fotovoltaica instantánea.**
- **Consumo de la vivienda.**
- **Estado de carga y descarga de baterías.**
- **Condiciones de la red eléctrica** (presencia, calidad y estabilidad).

Con esta información, el sistema decide la secuencia de apertura y cierre de interruptores automáticos, priorizando la energía solar y gestionando la energía de respaldo según reglas predefinidas o algoritmos adaptativos

2.2.2. Importancia en sistemas híbridos residenciales

En aplicaciones residenciales, el uso de interruptores automáticos para gestión de energía aporta beneficios como:

1. **Ahorro en la factura eléctrica** mediante la priorización del autoconsumo [20].
2. **Protección de cargas sensibles** al evitar picos y caídas de tensión durante las conmutaciones [21].
3. **Optimización del uso de baterías**, prolongando su vida útil mediante estrategias de carga/descarga inteligentes [22].
4. **Prevención de inyección no autorizada a la red** en sistemas que no cuentan con contrato de interconexión.

2.2.3. Tipos de interruptores automáticos utilizados

En sistemas fotovoltaicos híbridos se pueden emplear:

- **Interruptores electromecánicos** (contactores y relevadores de potencia), de respuesta en milisegundos y alta robustez mecánica.
- **Interruptores de estado sólido** basados en semiconductores como IGBT, MOSFET o tiristores, con respuesta en microsegundos y sin desgaste mecánico [20].
- **Interruptores híbridos** que combinan ambas tecnologías para reducir pérdidas y aumentar durabilidad.

2.3. Tipos de interruptores semiconductores bidireccionales

Los interruptores semiconductores bidireccionales (ISB) son dispositivos capaces de conducir corriente en ambas direcciones y bloquear tensión de polaridad positiva o negativa, lo que los convierte en elementos esenciales para aplicaciones de conmutación en corriente alterna (CA) y en sistemas de corriente continua (CC) con flujo bidireccional. En sistemas fotovoltaicos híbridos residenciales, permiten el control del flujo energético entre la red eléctrica, el sistema fotovoltaico y el almacenamiento, asegurando transiciones rápidas y eficientes.

Existen diversas configuraciones y tecnologías empleadas para implementar un ISB, cada una con ventajas, limitaciones y aplicaciones específicas.

2.3.1. Interruptores bidireccionales con IGBT y diodos

Esta configuración utiliza transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT) en serie o antiserie, acompañados de diodos en antiparalelo para permitir la conducción bidireccional.

- **Ventajas:** alta capacidad de bloqueo de tensión, robustez y facilidad de control en aplicaciones de alta potencia.
- **Desventajas:** Pérdidas de conducción debidas a los diodos, mayor volumen que el de soluciones integradas.
- **Aplicaciones:** Inversores multinivel, convertidores CA/CC para sistemas de almacenamiento, conmutadores de red en sistemas híbridos [20, 23].

Dentro de esta configuración se resaltan los siguientes arreglos de interruptores para este trabajo.

1. IGBT con puente rectificador

Como se puede observar en la Fig. 5, en este arreglo se puede apreciar que el flujo de corriente va del punto 'a' al punto 'b' y de igual manera del punto 'b' al punto 'a', controlado por un solo dispositivo semiconductor tipo IGBT [1].

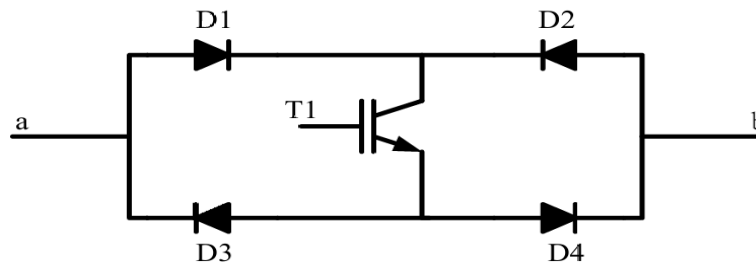


Fig. 5 Configuración de IGBT con puente rectificador [1].

Cuando el punto 'a' tiene un voltaje positivo con respecto a 'b', los diodos D2 y D3 quedan polarizados inversamente actuando como un circuito abierto ya que quedan deshabilitados. Los diodos encargados de conducir son D1 y D4 mientras que el IGBT 'T1' se encarga de abrir y cerrar el interruptor, en caso contrario, si la terminal 'b' tiene voltaje positivo respecto a 'a', los diodos D1 y D4 se deshabilitan, mientras que D2 y D3 conducen, y el IGBT T1 controla la conmutación [1].

2. Dos IGBT en paralelo.

Este tipo de configuración Fig. 6 permite un control eficiente de la dirección del flujo de corriente y presenta menores pérdidas por conducción, ya que en cada trayectoria la corriente circula únicamente a través de dos dispositivos semiconductores. No obstante, una limitación importante de este arreglo radica en que los terminales emisores no comparten un punto común, lo que requiere que el circuito de disparo incorpore un sistema de aislamiento eléctrico independiente para cada interruptor, incrementando así la complejidad del sistema de control.

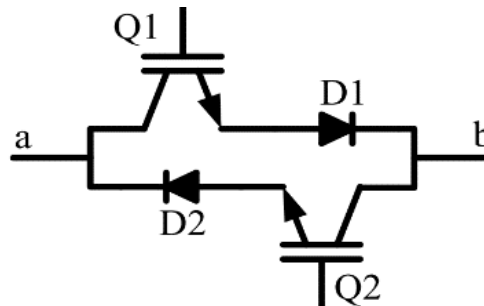


Fig. 6 Interruptor en paralelo.

3. Interruptor de emisor común.

En la Fig. 7 se muestra una configuración de interruptor de corriente alterna, compuesta por dos dispositivos semiconductores tipo IGBT y dos diodos de potencia, cuyos emisores están conectados entre sí. En este arreglo, el diodo en serie cumple la función de impedir el paso de tensiones negativas, garantizando así la correcta operación del interruptor en condiciones de corriente alterna.

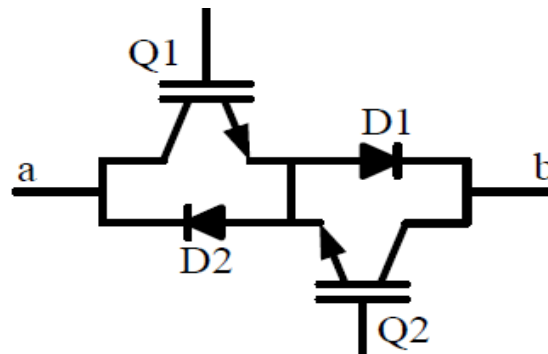


Fig. 7 Interruptor de emisor-común [1].

Esta topología permite el control independiente de la dirección de la corriente y reduce las pérdidas por conducción, ya que en cada rama solo intervienen dos dispositivos en conducción (un IGBT y un diodo). Además, su diseño simplifica el sistema de control al requerir únicamente una fuente, ya que los emisores comparten un punto de referencia común.

4. Interruptor de colector común

La Fig. 8 presenta la configuración de interruptor bidireccional con colector común, cuyas pérdidas por conducción son comparables a las del arreglo con emisor común.

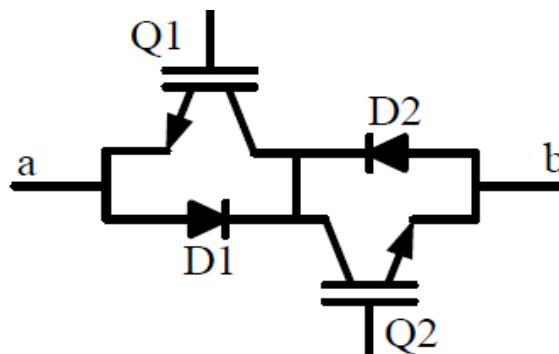


Fig. 8 Interruptor de colector común [1]

No obstante, esta topología requiere dos fuentes de alimentación independientes para el circuito de disparo, debido a la diferencia en los puntos de referencia de las señales de compuerta. En la tabla 1 se muestran las ventajas y desventajas de las topologías.

Tabla 1 Ventajas y desventajas de las topologías del interruptor bidireccional.

Topología	Ventajas	Desventajas	Adecuación al sistema fotovoltaico
IGBT con puente rectificador	- Control muy simple (solo un IGBT) - Protege contra corriente inversa - Menor número de elementos activos - Alta confiabilidad - Bajo costo	- Caída de tensión por los 2 diodos en conducción - Pérdidas asociadas al puente rectificador	 Compatible con sistemas FV por su simplicidad, robustez y control sencillo.
Interruptor en paralelo	Control individual de cada IGBT Bidireccionalidad activa completa	- Requiere dos señales de control - Mayor complejidad en el disparo - Mayor número de componentes	 Menos adecuado por su mayor complejidad de control y coste
Interruptor de emisor común	- Compartición de nodo de emisor facilita conexiones - Permite conducción bidireccional	- Control complementario complejo - Necesita aislamiento Mayor dificultad en sistemas DC típicos FV	 Poca conveniencia en FV por complejidad y necesidad de control coordinado
Interruptor de colector común	- Simplicidad estructural - Conductividad bidireccional	- Dificultad para controlar el potencial común - Puede generar sobrevoltajes - Complejo para integración con cargas FV	 Menos recomendable para sistemas FV por sobrevoltajes y problemas de referencia de potencial

Razones para no utilizar interruptores mecánicos o relevadores

En la evaluación técnica inicial se consideraron opciones más convencionales, como interruptores mecánicos (ON/OFF) y relevadores electromecánicos, pero fueron descartadas por las siguientes razones:

1. Interruptores mecánicos convencionales

- Ventajas:** Bajo costo, simplicidad en la operación y amplia disponibilidad en el mercado.
- Desventajas:** Velocidad de operación limitada (decenas de milisegundos), desgaste de los contactos por la formación de arcos eléctricos, mantenimiento

periódico, incapacidad para integrarse con sistemas de control digital avanzado, limitación para manejar corrientes bidireccionales de alta frecuencia.

2. Relevadores electromecánicos

- **Ventajas:** Proporcionan aislamiento galvánico entre el circuito de control y el de potencia; se pueden obtener en múltiples configuraciones de tensión y corriente; son relativamente fáciles de reemplazar.
- **Desventajas:** Velocidad de respuesta reducida (en comparación con los semiconductores), desgaste mecánico por operaciones repetitivas, rebote de contactos (contact bounce), volumen físico considerable, generación de ruido audible y limitaciones para el manejo de cargas inductivas sin protecciones adicionales.

Ventajas de la topología seleccionada (IGBT + puente rectificador)

1. **Alta durabilidad:** Sin partes móviles, no hay desgaste mecánico, lo que incrementa considerablemente la vida útil del dispositivo.
2. **Operación silenciosa:** A diferencia de los relevadores, no genera ruido mecánico durante la conmutación.
3. **Capacidad bidireccional real:** Posibilidad de controlar el flujo de energía en ambas direcciones, esencial en sistemas híbridos donde la energía puede ir de la red/baterías hacia la carga o viceversa.
4. **Compatibilidad con control electrónico avanzado:** Puede integrarse a un *Energy Management System* (EMS) para decisiones automáticas en milisegundos, adaptando el flujo de energía en función de la generación, demanda y estado de carga.
5. **Menores pérdidas de energía:** Aunque presenta pérdidas por conmutación, estas son menores que las de interruptores mecánicos con arcos eléctricos y, con un buen diseño de *gate driver*, pueden optimizarse aún más.
6. **Seguridad y protección:** Permite integrar funciones de protección por sobrecorriente, por sobretemperatura y por fallo de disparo en el mismo circuito de control.

2.3.2. Interruptores bidireccionales con MOSFET

Los MOSFET de potencia pueden conectarse en configuración source común o drain común para permitir el flujo bidireccional. A diferencia del IGBT, el MOSFET presenta una menor caída de tensión y conmutaciones más rápidas, lo que lo hace idóneo para aplicaciones de alta frecuencia.

Algunas de sus ventajas son baja resistencia de conducción (R_{ds_on}), conmutación rápida, alta eficiencia en sistemas de media y baja tensión. Sin embargo, tienen ciertas desventajas, entre ellas su capacidad limitada de bloqueo de tensión en comparación con la de los IGBT. Sus principales aplicaciones son en inversores HERIC para sistemas fotovoltaicos residenciales y en convertidores DC-DC bidireccionales para el almacenamiento en baterías [24, 25].

2.3.3. Interruptores híbridos (IGBT + MOSFET)

En este enfoque, se combina la robustez del IGBT con la velocidad y baja resistencia del MOSFET. Normalmente, el MOSFET se emplea para la conmutación rápida y el IGBT para manejar corrientes más altas.

Unas de sus ventajas son el equilibrio entre eficiencia, capacidad de corriente y robustez; sin embargo, tienen ciertas desventajas, las cuales son que tienen una mayor complejidad de control y coste. Sus principales aplicaciones están en convertidores de alta potencia para microrredes, control bidireccional en estaciones de carga de vehículos eléctricos [26].

2.3.4. Dispositivos bidireccionales integrados (B-TRAN, TRIAC, etc.)

- **B-TRAN:** Dispositivo semiconductor bidireccional que integra conducción en ambos sentidos con menor caída de tensión y alta eficiencia.
- **TRIAC:** Usado ampliamente en CA para el control de cargas resistivas e inductivas, aunque menos eficiente en aplicaciones de alta frecuencia.

Una de sus ventajas es que son compactos, tienen menor cantidad de componentes externos y simplicidad de diseño; sin embargo, tienen ciertas desventajas, las cuales son sus limitaciones de tensión y corriente según la tecnología. Sus principales aplicaciones son la protección y conmutación rápida en sistemas FV híbridos, convertidores AC-AC, control de iluminación [27]. En la tabla 2 se muestran las ventajas de la conmutación de las tecnologías, así como su eficiencia, capacidad de tensión y sus principales aplicaciones.

Tabla 2 Características Eléctricas y Usos Típicos de Tecnologías de Potencia.

Tecnología	Velocidad de conmutación	Eficiencia	Capacidad de tensión	Aplicaciones típicas
IGBT + diodos	Media	Media	Alta (>1 kV)	Inversores multinivel, convertidores de alta potencia, FV residencial
MOSFET bidireccional	Alta	Alta	Media (<900 V)	FV residencial, convertidores DC-DC
Híbrido IGBT + MOSFET	Media-Alta	Alta	Alta	Microrredes, estaciones EV
B-TRAN / TRIAC	Media	Alta	Variable	AC-AC, protección rápida

2.4. Herramientas de simulación y estudios previos

En el desarrollo de sistemas fotovoltaicos híbridos con control embebido, la simulación es una etapa crítica que permite validar el diseño antes de la implementación física. Para este proyecto se seleccionó Proteus como herramienta principal debido a su capacidad para simular simultáneamente circuitos electrónicos y microcontroladores, aspecto esencial para el interruptor automático diseñado.

En comparación con otros simuladores como PSpice y PSIM, Proteus ofrece una interfaz gráfica intuitiva, compatibilidad directa con código de microcontroladores (PIC, AVR, ARM, Arduino, este último fue el utilizado y con la implementación del código que se muestra en el Anexo 2), y modelos básicos de componentes fotovoltaicos que permiten evaluar condiciones de operación diversas [28]. Entre sus ventajas destacan:

- **Coherencia en el desarrollo:** el mismo código cargado en el microcontrolador puede probarse en el entorno virtual y luego transferirse al hardware real sin modificaciones [29].
- **Visualización en tiempo real:** facilita la observación de señales eléctricas, estados lógicos y respuesta del sistema a variaciones de carga [30].
- **Integración de sensores y actuadores:** incluye librerías para modelar sensores de corriente, pantallas OLED y elementos de potencia como IGBT.

2.4.1. Herramientas complementarias de simulación fotovoltaica

Si bien Proteus es óptimo para la parte de electrónica y control, la literatura recomienda otras plataformas para el modelado energético, la estimación de producción y el análisis económico de sistemas fotovoltaicos. Entre las más utilizadas se encuentran:

- **PVsyst y PV*Sol:** permiten el dimensionamiento y simulación de sistemas fotovoltaicos conectados a red o aislados, considerando perfiles de carga, datos climáticos y modelos de sombreado. PVsyst, en particular, ofrece una alta precisión en la predicción de producción anual y en el cálculo de pérdidas, sirviendo como herramienta de referencia para validar estimaciones de generación y consumo [31].
- **SAM (System Advisor Model):** desarrollado por NREL, integra análisis energético y financiero, útil para estudios de viabilidad técnica y económica [32].
- **PVGIS, PVWatts y SolarGIS:** orientadas a obtener datos geoespaciales de irradiancia y temperatura, fundamentales para cálculos preliminares y comparación de escenarios [33].

2.4.2. Modelos avanzados y simulaciones multi-escala

Para análisis de mayor detalle, particularmente en la optimización de celdas y módulos solares, existen herramientas especializadas:

- **pvl-lib-python:** biblioteca de código abierto que implementa funciones avanzadas para modelar trayectoria solar, irradiación, pérdidas, control MPPT y conversión DC/AC [34].
- **Solcore:** librería modular que permite modelar desde propiedades cuánticas de materiales hasta el comportamiento eléctrico de módulos completos [35].
- **TMM-Sim:** basada en el método de matrices de transferencia, diseñada para simular propiedades ópticas en células de película delgada y calcular eficiencia cuántica y absorción por capas [36].

En la tabla 3 se muestra una tabla comparativa de las herramientas de simulación comparando el enfoque y también las principales ventajas de cada una.

Tabla 3 Comparación de Herramientas y Métodos para Simulación y Análisis Energético.

Herramienta / Método	Enfoque principal	Ventaja destacada
Proteus	Simulación híbrida microcontrolador + circuito	Uso del mismo código en simulación e implementación
PVsyst, PV*Sol	Sistemas completos + análisis energético	Precisión en predicción anual y cálculo de pérdidas
SAM	Evaluación técnica-financiera	Análisis integral de viabilidad
PVGIS, PVWatts, SolarGIS	Datos geográficos y climáticos	Rápida estimación y dimensionamiento preliminar
pplib-python	Modelado programable en Python	Flexibilidad y reproducibilidad
Solcore, TMM-Sim	Modelado físico y óptico avanzado	Simulación de células y módulos a nivel de materiales

En este trabajo, se optó por Proteus para el modelado y simulación del interruptor bidireccional, aprovechando su capacidad de integrar circuitos de potencia y código de microcontrolador en un mismo entorno. De manera complementaria, se empleó PVsyst para validar las estimaciones energéticas y comparar la generación fotovoltaica simulada con el consumo esperado, lo que permitió ajustar el diseño a condiciones reales y la configuración del sistema.

2.5. Conclusión del estado del arte

El análisis detallado de la literatura y estudios previos confirma que los sistemas fotovoltaicos híbridos residenciales representan una solución madura y adaptable para la generación eléctrica doméstica, combinando generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y conexión a la red [3, 8, 9, 11, 15]. La arquitectura híbrida permite una gestión flexible de la energía, aprovechando al máximo la producción solar en horas de alta irradiancia y recurriendo a las baterías o a la red en momentos de baja generación o picos de demanda [1, 10, 12]. Esto incrementa la resiliencia energética, mejora la calidad del suministro y contribuye a reducir la dependencia de fuentes fósiles [37].

En este contexto, la gestión de energía mediante interruptores automáticos emerge como un elemento esencial. Estos dispositivos, controlados manualmente o electrónicamente, facilitan la conmutación rápida, precisa y segura entre diferentes

fuentes de energía, evitando interrupciones perceptibles por las cargas y garantizando que la prioridad de uso recaiga sobre la energía renovable disponible [25-27]. Dependiendo de la complejidad del sistema, pueden emplearse esquemas de control simples basados en umbrales de voltaje o sistemas de gestión avanzados (*Energy Management Systems* - EMS) que integran mediciones en tiempo real y algoritmos adaptativos para decidir el flujo energético de forma óptima [28-30].

En cuanto a la tecnología de interruptores semiconductores bidireccionales, el estado del arte muestra una diversidad de soluciones. El IGBT en antiparalelo con diodos libres [31-33] es ampliamente utilizado por su robustez, alta capacidad de manejo de corriente y facilidad de control, especialmente en aplicaciones de media y alta tensión. El MOSFET bidireccional [36-38] ofrece menores pérdidas de conducción y conmutación más rápida, lo que lo hace ideal para sistemas de baja tensión y alta frecuencia. Por su parte, las configuraciones híbridas y tecnologías emergentes, como el B-TRAN o los tiristores de compuerta integrada [39-41], muestran un potencial significativo para mejorar la eficiencia, reducir el calentamiento y prolongar la vida útil del sistema.

Además, la elección del tipo de interruptor influye no solo en la eficiencia energética, sino también en el costo total del sistema, en la complejidad de su integración y en las estrategias de control requeridas. Por ejemplo, en aplicaciones residenciales donde el espacio físico y el mantenimiento son factores críticos, la integración de interruptores de estado sólido puede resultar más ventajosa que las soluciones electromecánicas tradicionales, a pesar de su mayor costo inicial.

Las herramientas de simulación constituyen un pilar en el desarrollo de estos sistemas. Plataformas como PVsyst permiten estimar la generación anual, evaluar escenarios de consumo y calcular indicadores económicos como el periodo de retorno de inversión. Simuladores como Proteus o Matlab/Simulink facilitan el modelado del sistema de control y el comportamiento de los interruptores, identificando posibles problemas antes de la implementación física. El uso de estos entornos de simulación reduce el riesgo técnico, optimiza el dimensionamiento de componentes y acelera la etapa de validación.

En resumen, el estado del arte demuestra que la propuesta de implementar un interruptor automático bidireccional en un sistema fotovoltaico híbrido residencial es una solución técnicamente viable, respaldada por casos de estudio y desarrollos previos. La combinación de una correcta selección de tecnología de conmutación, un esquema de gestión energética eficiente y la validación mediante simulación

constituye una estrategia sólida para optimizar el rendimiento, aumentar la fiabilidad y garantizar la sostenibilidad económica del sistema en el contexto de la generación distribuida.

Capítulo 3. Diseño del prototipo propuesto

3.1. Perfil de consumo en vivienda tradicional

Para evaluar el consumo energético de una casa habitación tradicional, se analiza la tabla de consumo energético publicada por la CFE que se muestra en la Fig. 9 [38], que proporciona valores aproximados del gasto de distintos electrodomésticos de uso común en los hogares [39]. A su vez, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) corrobora la información sobre electrodomésticos como refrigeradores, lavadoras, hornos de microondas, televisores y aires acondicionados, entre otros, junto con su consumo típico en kWh [40]. Esta información permite identificar los principales dispositivos responsables del consumo eléctrico y establecer una base para estimar el consumo de energía en el sistema fotovoltaico propuesto.

APARATO	CAPACIDAD (WATTS)	SI LO UTILIZARAS...	EL CONSUMO BIMESTRAL (kWh) SERÍA...	EL CONSUMO ANUAL (kWh) SERÍA...
FOCO LED	10	4 hrs.	2.4	14.4
ASPIRADORA	1500	45 min/ 3 días a la semana	27.0	162
APARATO DE TV DE PAGA	20	2 hr./ semana	0.3	1.92
T. V.	65	10 hrs	39.0	234
SECADORA DE CABELLO	1800	30 min / 2 veces a la semana	14.4	86.4
REFRIGERADOR	400	8 hrs.	192.0	1152
LICUADORA	350	5min. / día	1.8	10.5
CAFETERA	850	20 min. / día	17.0	102
RELOJ DE PARED	2	24 hrs.	0.1	0.72
RASURADORA	15	10min / día	0.2	0.9
LAMPARA FLUORESCENTE DE 39W	44.85	4 hrs.	10.8	64.584
LAMPARA FLUORESCENTE DE 75W	86.25	4 hrs.	20.7	124.2
SECADORA DE ROPA	1270	4 hrs /semana	81.3	487.68
AIRE ACONDICIONADO 1 TON.	1800	7 hr / día	756.0	4536
AIRE ACONDICIONADO DE VENTANA 1.5 TON.	2700	7 hr / día	1134.0	6804
AIRE ACONDICIONADO DE VENTANA 2 TON.	3600	7 hr / día	1512.0	9072
HORNO DE MICROONDAS	1200	30 min /día	36.0	216
HORNO ELÉCTRICO	1000	90 min/semana	12.0	72
LAVADORA DE PLATOS	1180	3hrs/día	212.4	1274.4
LAVADORA DE ROPA	395	8 hrs /semana	25.3	151.68
PARRILLA ELÉCTRICA	1000	2 hrs / semana	16.0	96
PLANCHA	1000	3 hrs / semana	24.0	144
TOSTADOR DE PAN	760	30 min / semana	3.0	18.24
MINISPLIT 1 TON	1100	7 hr / día	462.0	2772
MINISPLIT 2 TON	2200	7 hr / día	924.0	5544
COMPUTADORA	60	4 hrs /día	14.4	86.4
STAND BY (EQUIPOS)	20	24 hrs /día	28.8	172.8

Fig. 9 Consumo de dispositivos en los hogares [12].

Al contar con estos datos, se puede realizar un cálculo más preciso de la energía que cada electrodoméstico consume, lo que facilita el dimensionamiento del sistema fotovoltaico necesario para cubrir las necesidades energéticas de la vivienda y se determinó qué electrodomésticos tienen un mayor impacto en la demanda de energía y cómo distribuirlos de manera eficiente en función de su consumo.

Se identificó que ciertos aparatos, como refrigeradores, iluminación y ventiladores, representan una parte significativa del consumo total, por lo que su uso debe priorizarse en el diseño del sistema. Con ello, se estableció un perfil de carga representativo de una vivienda promedio, lo que permitió la selección de los componentes adecuados para el diseño del interruptor automático y aseguró que el sistema pueda operar dentro de los parámetros óptimos de generación y consumo eléctricos, los cuales se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Aparatos eléctricos seleccionados para el cálculo de las cargas en una casa habitación.

Cantidad	Aparato	Potencia (Watts)	Tiempo de uso	Consumo Bimestral (kWh)	Consumo Anual (kWh)
1	Refrigerador 14 pies	400	8 hrs/día	192	1152
1	Televisión 19"	70	5 hrs/día	21	126
1	Licuada	350	12 min/día	4.2	27
1	Plancha	1000	3 hrs/semana	30	180
6	Lampara led	14	4 hrs/día	20.16	120.96
1	Computadora	60	4 hrs/día	14.4	86.4
1	Equipo de música	190	3 hrs/día	34.2	205.6
1	Ventilador de techo	120	10 hrs/día	36	216
1	Ventilador de pedestal	70	10 hrs/día	21	126
1	Lavadora	395	8 hrs/semana	25.3	151.8
Total		2669		398.26	

Con base en este análisis, se desarrolló una imagen que representa la distribución de los electrodomésticos en una casa habitación Fig. 10, considerando únicamente los

dispositivos básicos necesarios para el funcionamiento diario, como iluminación, refrigeración, ventilación y dispositivos electrónicos esenciales. Se evitó incluir electrodomésticos de alto consumo, como aires acondicionados y calentadores eléctricos, debido a su impacto en la demanda energética y a la necesidad de mantener el consumo dentro de los límites óptimos para la operación eficiente del sistema fotovoltaico. Cabe señalar que, en un modelo de casa habitación tradicional, estos aparatos generalmente no están presentes, lo que refuerza la validez del enfoque adoptado.

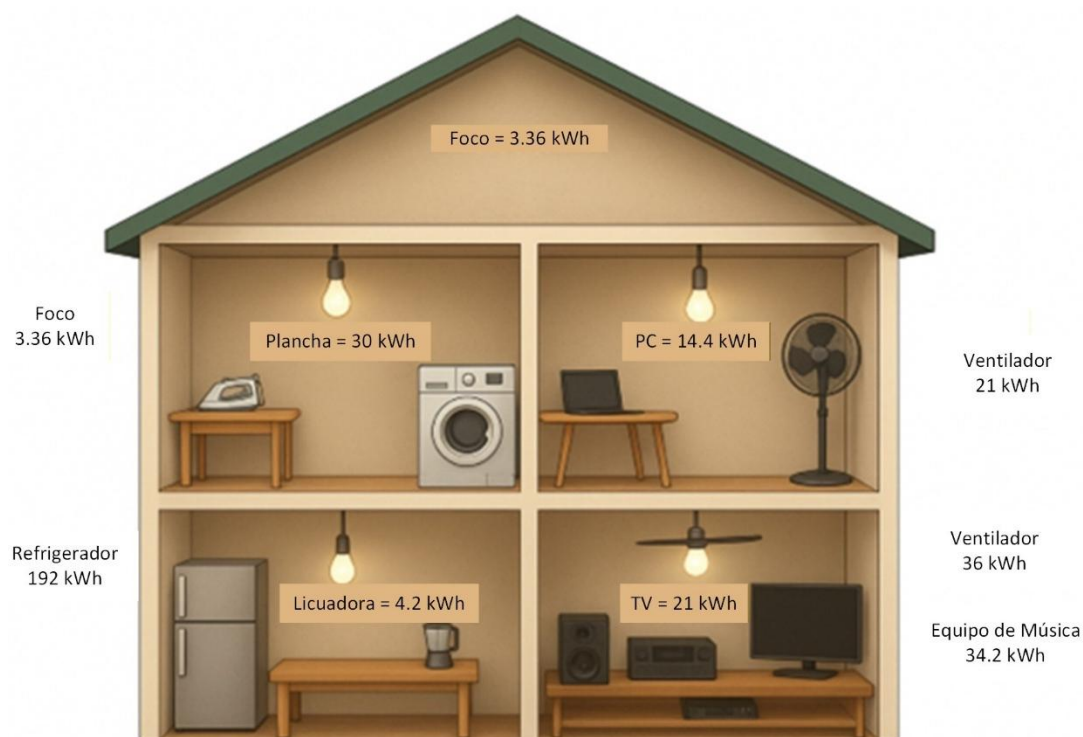


Fig. 10 Distribución de los aparatos electrodomésticos en una casa habitación con sus cargas.

Esta representación visual facilita la identificación de las áreas clave en las que reducir el consumo energético, asegurando una gestión eficiente de la energía solar generada.

3.2. Selección de cargas críticas y esquema de operación

Selección de cargas críticas

La selección de cargas críticas es un paso esencial en el diseño de sistemas fotovoltaicos híbridos, ya que permite garantizar el suministro continuo de energía a los dispositivos más importantes de la vivienda, incluso en condiciones de baja generación solar o cortes de red. Esta estrategia busca priorizar el uso de energía

renovable en los aparatos que tienen mayor impacto en la funcionalidad y confort del hogar.

Criterios técnicos y funcionales

Para definir qué dispositivos que forman parte de las cargas críticas, se consideraron los siguientes aspectos:

- **Continuidad de operación:** Aparatos que no deben apagarse, como el refrigerador, que conserva alimentos y medicamentos.
- **Impacto en el confort y seguridad:** Iluminación, ventilación y comunicación (TV, equipo de música) son esenciales para la habitabilidad.
- **Consumo moderado:** Se excluyen aparatos de alto consumo como aires acondicionados, planchas o lavadoras, que podrían comprometer la eficiencia del sistema solar.
- **Ubicación estratégica:** Se priorizan los dispositivos ubicados en la planta baja, donde se concentra el sistema de control y conmutación.

En la tabla 5 se muestran los aparatos que se consideraran para ser parte de la carga, además la justificación por tipo de aparato es la siguiente:

- **Refrigerador (400 W):** Opera de forma continua y representa el mayor consumo individual. Es indispensable para la conservación de alimentos.
- **Lámparas LED (42 W):** Proveen iluminación básica con bajo consumo. Su uso es constante y distribuido en varias zonas.
- **Ventilador de techo (120 W):** Fundamental en climas cálidos como Cuernavaca. Su uso prolongado lo convierte en carga prioritaria.
- **Televisión y equipo de música (70 W y 190 W):** Aunque no son vitales, su consumo es moderado y aportan al confort diario.
- **Licuada (350 W):** Uso breve pero frecuente. Se incluye por su relevancia en la preparación de alimentos.

Tabla 5 Consumo Energético Bimestral y Anual de Cargas Críticas en el Hogar.

Aparato	Cantidad	Potencia (W)	Tiempo de uso diario	Consumo bimestral (kWh)	Consumo anual (kWh)
Refrigerador	1	400	8 hrs	192.00	1152.00
Lámparas LED	3	42	4 hrs	10.08	60.48
Ventilador de techo	1	120	10 hrs	36.00	216.00
Televisión 19"	1	70	5 hrs	21.00	126.00
Equipo de música	1	190	3 hrs	34.20	205.60
Licuadaora	1	350	12 min	4.20	27.00
Total	—	1172 W	—	297.48	1787.08

Estas cargas representan el núcleo funcional de la vivienda y fueron seleccionadas para ser alimentadas prioritariamente por el sistema fotovoltaico. Su consumo bimestral equivale al 74.7% del total de la planta baja, lo que permite dimensionar el sistema solar con eficiencia y mantener el consumo dentro de la tarifa básica de CFE.

Esquema de operación del sistema

El sistema propuesto opera de manera automática para gestionar la alimentación eléctrica de la vivienda. Su funcionamiento se basa en la interacción coordinada entre el generador fotovoltaico, el inversor, el interruptor bidireccional y el sistema de control basado en un microcontrolador.

El proceso de operación se desarrolla de la siguiente manera:

1. Generación fotovoltaica.

Durante las horas de irradiación solar, los módulos fotovoltaicos convierten la energía solar en energía eléctrica de corriente continua (CC), la cual es dirigida al inversor para su conversión a corriente alterna (CA) y suministrada a la instalación doméstica.

2. Suministro a la vivienda

El inversor convierte la energía CC generada por los paneles en CA de 127 V, alimentando directamente las cargas de la vivienda.

3. Monitoreo y control automático

Un microcontrolador, en conjunto con sensores de tensión y corriente, evalúa continuamente el estado de generación fotovoltaica y la demanda eléctrica de la vivienda:

- Si la energía solar es suficiente, la alimentación se mantiene desde el sistema fotovoltaico.
- Si la radiación solar disminuye y la generación no cubre la demanda, el sistema conmuta automáticamente a la red eléctrica de CFE.

4. Conmutación bidireccional

El interruptor de estado sólido bidireccional realiza la transferencia entre la fuente fotovoltaica y la red eléctrica, asegurando una transición sin interrupciones y protegiendo los equipos conectados.

5. Retorno a modo solar

Cuando la radiación solar vuelve a ser suficiente, el sistema conmuta nuevamente al suministro fotovoltaico, optimizando así el aprovechamiento del recurso solar.

3.3. Topología del interruptor seleccionado (IGBT con puente rectificador)

En el presente trabajo se optó por utilizar un interruptor bidireccional de estado sólido basado en transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT) en configuración antiparalela con diodos en antirretroceso, integrados a un puente rectificador Fig. 11, debido a su capacidad para manejar corrientes y tensiones elevadas, su alta eficiencia en la conmutación y su confiabilidad en aplicaciones de conversión de potencia de media y alta tensión. Esta topología ha sido ampliamente utilizada en inversores, convertidores bidireccionales y sistemas de conmutación en corriente alterna (AC) y en corriente continua (DC) donde se requiere un control preciso del flujo energético.

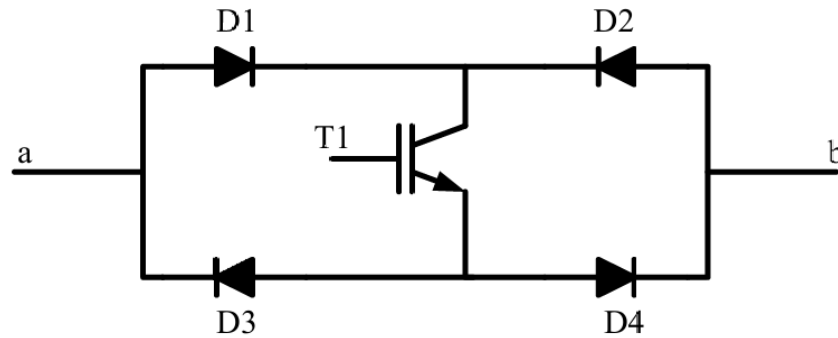


Fig. 11 Configuración de IGBT con puente rectificador [1].

La elección de esta configuración obedece a varios factores técnicos y operativos, entre los que destacan:

- **Capacidad de bloqueo en ambos sentidos:** Gracias a la disposición de diodos en el IGBT, el interruptor puede bloquear el paso de corriente tanto en polaridad directa como en inversa, algo que no es posible con un solo IGBT o MOSFET.
- **Versatilidad para AC y DC:** El uso del puente rectificador permite que la señal de entrada, ya sea en AC o DC, se convierta internamente para ser conmutada de forma eficiente por el IGBT, lo que aumenta la aplicabilidad del diseño.
- **Alta velocidad de respuesta:** Los tiempos de conmutación en el orden de microsegundos permiten realizar transferencias rápidas y precisas entre fuentes, reduciendo el riesgo de interrupciones o transitorios perjudiciales para las cargas.
- **Alta capacidad de manejo de potencia:** El IGBT combina la baja pérdida de conducción típica de los transistores bipolares con la alta velocidad de conmutación del MOSFET, lo que lo hace idóneo para aplicaciones residenciales de mediana potencia y posibles expansiones a entornos industriales.

3.4. Cálculo de parámetros eléctricos y diseño preliminar

Como parte de este diseño, fue necesario dimensionar el sistema fotovoltaico que alimentará el interruptor automático. Para ello, se evaluó la disponibilidad de radiación solar en la región de instalación mediante la consulta a la base de datos de la página oficial de la NASA, herramienta reconocida por proporcionar datos climáticos y solares de alta resolución. De acuerdo con esta fuente, la ciudad de Cuernavaca, Morelos, presenta un promedio anual de aproximadamente 5.5 horas sol pico (HSP) por día [41],

lo cual representa una excelente disponibilidad del recurso solar para aplicaciones fotovoltaicas.

Con base en estos datos, y con el objetivo de asegurar un suministro energético suficiente para el funcionamiento continuo y autónomo del sistema, se seleccionó el panel solar fotovoltaico de 615 W de la marca Canadian Solar, modelo CS6.1-72TD-615. Esta elección se fundamentó tanto en criterios técnicos, como su potencia nominal y eficiencia, como en aspectos logísticos, tales como su disponibilidad inmediata en el mercado nacional y el tiempo de entrega reducido, lo que permitió avanzar en la implementación sin demoras significativas.

Diseño del interruptor.

1. Datos iniciales.

- Ubicación: Cuernavaca, Morelos.
- Horas de Sol Pico (HSP): 5.5 horas al día [41].
- Consumo bimensual deseado: 300 kWh.
- Potencia del panel solar: 615 W (0.615 kW).
- Eficiencia del sistema: 75 % (considerando pérdidas).

2. Cálculo:

- Para calcular el consumo diario:

$$\text{Producción diaria requerida} = \frac{\text{Consumo bimensual deseado}}{\text{Días del bimestre}} = \frac{300 \text{ kWh}}{60 \text{ días}} = 5 \text{ kWh/día}$$

- Para calcular la producción diaria de un panel

$$\begin{aligned} \text{Producción diaria por panel} &= \text{Potencia del panel solar} * \text{HSP} = 0.615 \text{ kW} \times 5.5 \text{ HSP} \\ &= 3.38 \text{ kWh/día} \end{aligned}$$

- Producción real por panel (considerando eficiencia)

$$\begin{aligned} \text{Producción real por panel} &= \text{Producción diaria por panel} * \text{Eficiencia del sistema} \\ &= 3.38 \text{ kWh/día} \times 0.75 = 2.53 \text{ kWh/día} \end{aligned}$$

- Para calcular el número de paneles:

$$\begin{aligned} \text{Número de paneles necesarios} &= \frac{\text{Producción diaria requerida}}{\text{Producción real por panel}} = \frac{5 \text{ kWh/día}}{2.53 \text{ kWh/día}} = 1.97 \\ &\approx 2 \text{ paneles} \end{aligned}$$

3. Datos para seleccionar los componentes del interruptor.

Para este caso se utilizará una potencia de 1,230W por lo tanto determinaremos la corriente del sistema

$$i = \frac{Potencia}{Voltaje} = \frac{1,230W}{127V} = 9.68A$$

A partir de los datos obtenidos, se seleccionan los componentes necesarios. Para determinar las especificaciones de los interruptores, es crucial calcular el voltaje y la corriente que deberán soportar. Este cálculo se realiza aplicando la **regla de diseño** [42].

$$i = 9.68A \times 2 = 19.37 A$$

$$V = 127V \times 1.5 = 190.5 V$$

Con base en los datos disponibles, se seleccionan los interruptores IRG7PH35UD1 [12], capaces de soportar voltajes de hasta 1200 V y corrientes de hasta 20 A. Para el diodo, se opta por el modelo MUR2020 [37], que soporta corrientes de hasta 20 A y voltajes de hasta 200 V. Estos dispositivos fueron elegidos por su rápida disponibilidad, lo que permitió su uso inmediato. Además, sus características técnicas superan ampliamente las exigencias del diseño, proporcionando un margen adecuado que elimina preocupaciones por el sobrecalentamiento.

Una vez obtenidos los datos del interruptor del sistema fotovoltaico, se procede a calcular los datos del interruptor de la red eléctrica. En este caso se considerará el consumo total de la casa, que es de 398.26 kWh bimestrales.

1. Convertir el consumo a potencia promedio.

El consumo bimestral es de 398.26 kWh por lo que para obtener la potencia promedio diaria dividiremos entre 60 días.

$$Potencia\ promedio\ diaria = \frac{Consumo\ bimestral}{Días\ del\ bimestre} = \frac{398.26\ kWh}{60\ días} = 6.64\ kWh/Día$$

Se obtiene la potencia promedio en kW.

$$Potencia\ promedio = \frac{Potencia\ promedio\ diaria}{Horas\ del\ día} = \frac{6.64\ kWh}{24\ h} = 276.66\ W$$

2. Calcular la corriente promedio.

Una vez obtenida la potencia promedio, se calcula la corriente promedio.

$$Corriente\ promedio = \frac{Potencia\ promedio}{Voltaje} = \frac{276.66\ W}{127V} = 2.18\ A$$

3. Calcular la corriente máxima esperada.

La potencia promedio es baja, pero en ciertos momentos (cuando se usan varios aparatos al mismo tiempo) el consumo puede ser mayor; en este caso, se supone que en un momento de alta demanda se puede obtener 2669 W de consumo.

$$\text{Corriente maxima esperada} = \frac{\text{Potencia máxima}}{\text{Voltaje}} = \frac{2,669W}{127V} = 21.01A$$

El dimensionamiento realizado confirma que con dos módulos fotovoltaicos de 615 W es posible cubrir la demanda energética diaria establecida, manteniendo un margen de seguridad en la operación. Los cálculos de corriente y voltaje permitieron seleccionar interruptores y diodos cuyas especificaciones superan las exigencias del sistema, garantizando así una operación confiable tanto en la etapa fotovoltaica como en la conexión a la red eléctrica. Este diseño preliminar proporciona una base sólida para la implementación física, asegurando la eficiencia, la seguridad y la continuidad del suministro energético.

Capítulo 4. Simulación del prototipo

4.1. Simulación del interruptor seleccionado en Proteus

Una vez determinados los parámetros eléctricos necesarios para el diseño del interruptor automático, se procedió a su implementación en el entorno de simulación previamente seleccionado: Proteus. Utilizando el diagrama eléctrico representado en la Fig. 12. Se construyó el circuito correspondiente en la plataforma, incorporando todos los componentes definidos en la etapa de diseño.

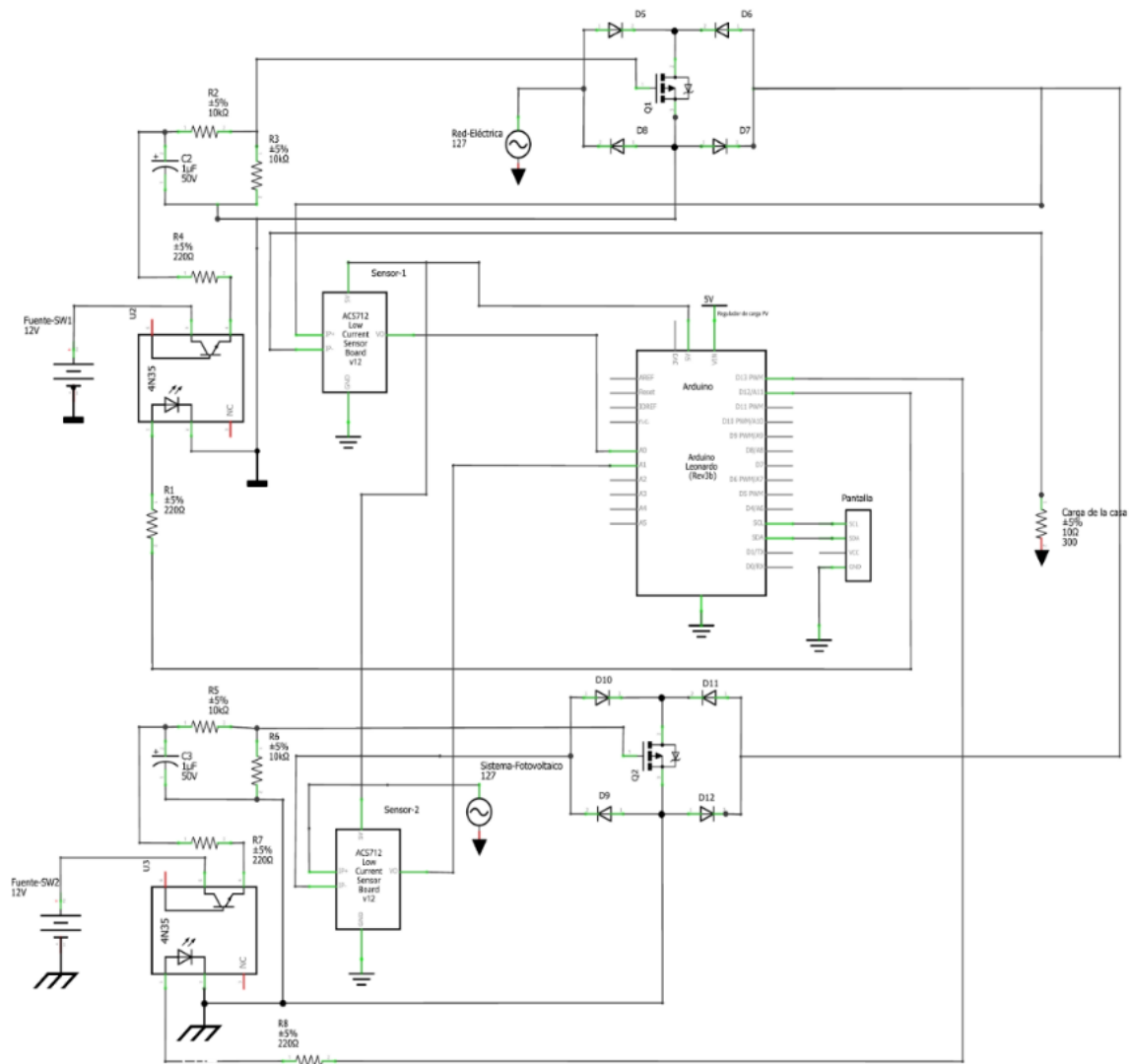


Fig. 12 Diagrama esquemático del interruptor automático.

En el Anexo 3 se presenta el diagrama esquemático del circuito del interruptor automático desarrollado en la plataforma de simulación Proteus. Esta herramienta

permite la creación y análisis de esquemas eléctricos, facilitando la verificación del comportamiento del sistema bajo condiciones controladas.

La simulación realizada permitió validar el funcionamiento operativo del interruptor automático, identificando y corrigiendo posibles deficiencias en el diseño antes de su implementación física. Este proceso es fundamental para asegurar la fiabilidad y eficiencia del sistema en su aplicación real.

El sistema está compuesto por dos interruptores bidireccionales, cada uno formado por dispositivos semiconductores tipo IGBT y cuatro diodos, además de sensores de corriente. Estos sensores permiten al microcontrolador monitorear cada 30 segundos la corriente consumida y la generada por el sistema fotovoltaico. Con base en esta información, el microcontrolador decide cuál de los dos interruptores debe activarse o desactivarse, según la diferencia entre la potencia generada y la potencia demandada por la carga. El correcto funcionamiento del circuito se verificó mediante simulaciones. El proceso de control puede visualizarse en el diagrama de flujo de la Fig. 13, donde la decisión principal es determinar si el sistema fotovoltaico puede cubrir por completo la demanda energética de la carga.

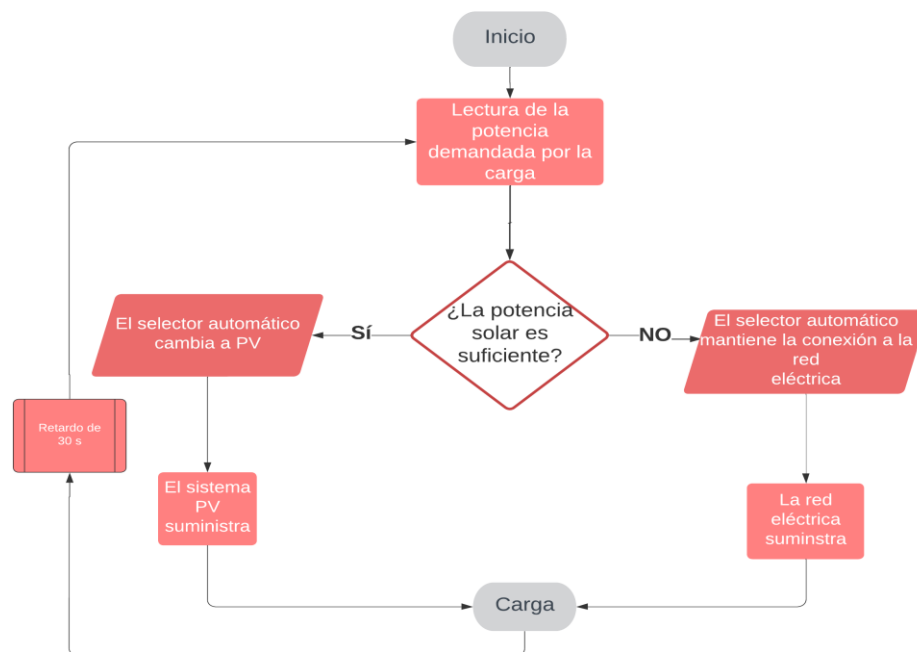


Fig. 13 Diagrama de flujo del sistema.

A continuación, se describe el funcionamiento del sistema a través de las etapas representadas en el diagrama de flujo de la Fig. 12:

1. Inicio del sistema:

El microcontrolador se enciende e inicia la lectura de los sensores de corriente conectados al sistema fotovoltaico y a la carga.

2. Lectura de sensores de corriente:

Se miden continuamente la corriente generada por los paneles solares y la consumida por la vivienda.

3. Cálculo de potencia:

Con las corrientes medidas y tensión nominal (127 V), se calcula la potencia generada y demandada.

4. Comparación de potencias:

El sistema compara ambas potencias para determinar la fuente de alimentación:

- Si la potencia solar es suficiente, se activa el interruptor del sistema fotovoltaico y se desactiva el interruptor que va hacia la red eléctrica.
- Si la potencia solar es insuficiente, se conmuta a la red eléctrica y se desactiva el interruptor solar.

5. Ciclo continuo de evaluación:

El proceso se repite cada 30 segundos, conmutando automáticamente entre fuentes según la disponibilidad energética.

Visualización en pantalla:

6. En una pantalla OLED se muestra al usuario el estado de las corrientes y la fuente activa (panel o red).

Con el objetivo de verificar el comportamiento del sistema ante diferentes condiciones de operación, se realizaron pruebas dentro del entorno de simulación Proteus, donde se monitorearon las señales digitales de salida de los interruptores. Estas señales permiten observar el estado lógico de activación de cada fuente de energía (sistema fotovoltaico y red eléctrica), según la comparación entre la potencia generada y la potencia demandada por la carga.

A continuación, se presentan dos escenarios clave simulados, que ilustran el proceso de conmutación automática entre fuentes, de acuerdo con la lógica de control programada en el microcontrolador:

a) Señales digitales del osciloscopio cuando el sistema conmuta a la red eléctrica:

En la Fig.14 se observan las señales digitales de salida del sistema registradas mediante el osciloscopio. La señal azul corresponde a la salida del interruptor conectado a la red eléctrica, mientras que la señal verde representa la salida del interruptor asociado al sistema fotovoltaico.

En este caso, la corriente consumida por la carga es superior a la potencia entregada por los paneles solares. Como resultado, el microcontrolador determina que el sistema fotovoltaico no es capaz de satisfacer la demanda energética, por lo que activa el interruptor de la red eléctrica (señal azul en estado alto) y desactiva el interruptor del panel solar (señal verde en estado bajo). Esta condición garantiza un suministro continuo a la carga, priorizando la estabilidad del sistema y evitando caídas de tensión.

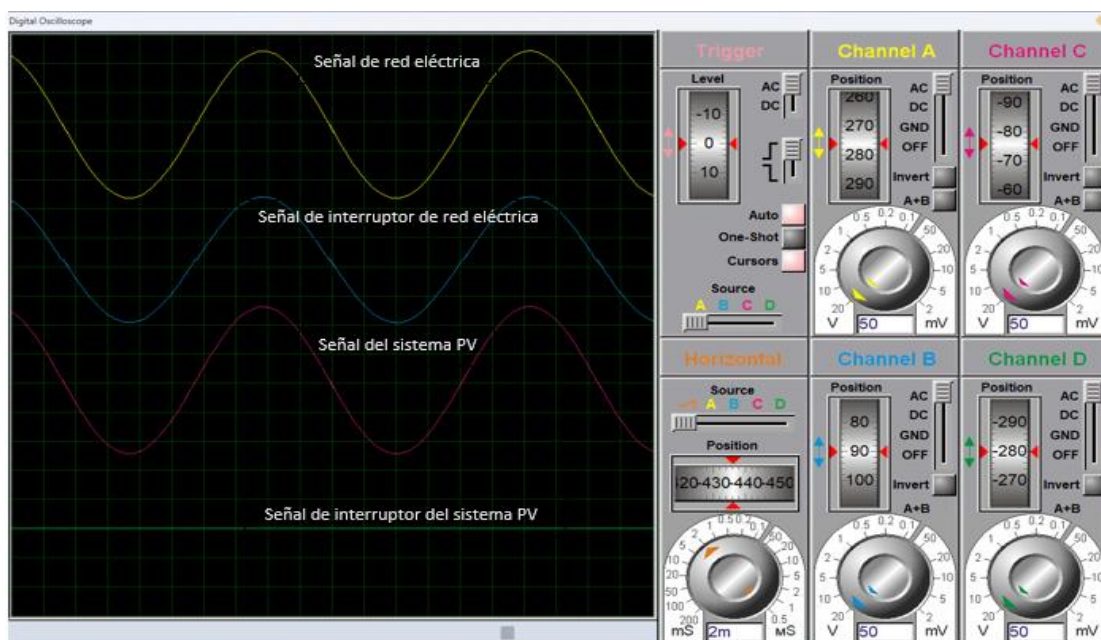


Fig. 14 Señales digitales del osciloscopio cuando el sistema conmutó a la red eléctrica.

b) Señales digitales del osciloscopio cuando el sistema conmuta al panel fotovoltaico:

La Fig. 15 muestra el comportamiento del sistema cuando la potencia generada por el arreglo fotovoltaico es suficiente para cubrir la demanda de la carga. En este escenario, la señal verde (interruptor del sistema fotovoltaico) está en estado alto, lo que indica que el interruptor está activado y suministrando energía a la carga. Por su parte, la señal azul (relativa a la red eléctrica) permanece en estado bajo, lo que evidencia que el interruptor de la red está deshabilitado.

Esta operación refleja el objetivo principal del sistema: priorizar el uso de la energía solar siempre que sea posible, minimizando así el consumo proveniente de la red de la CFE.

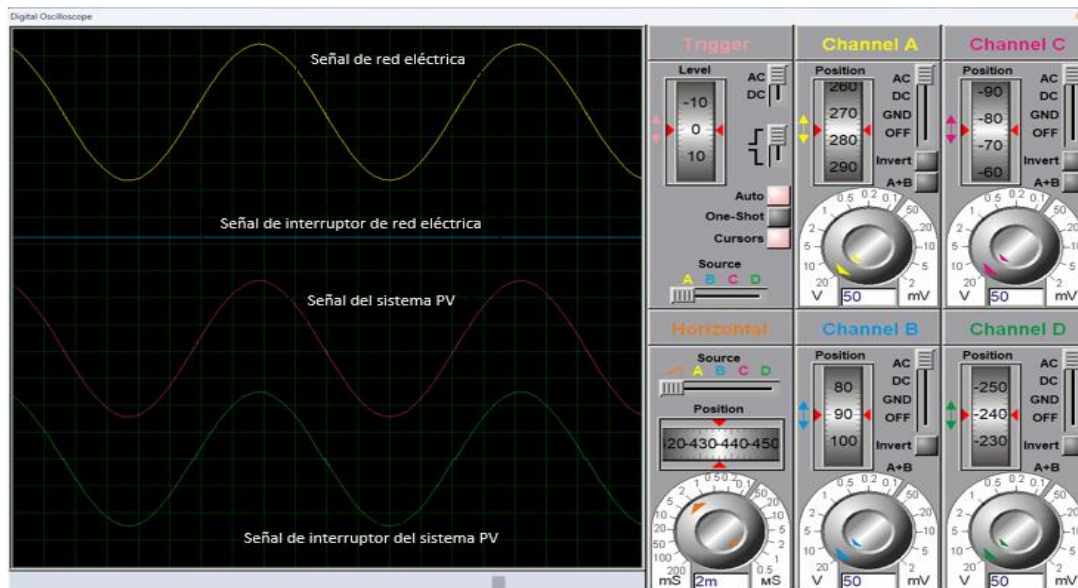


Fig. 15 Señales digitales del osciloscopio cuando el sistema conmutó al panel fotovoltaico.

Con el propósito de obtener una mejor resolución visual de las señales registradas, se extrajeron los datos directamente del simulador. A partir de estos valores, se elaboró una gráfica que representa exclusivamente las señales obtenidas mediante el osciloscopio virtual, lo cual permite una visualización más clara y precisa del comportamiento del sistema como se muestra en la Fig.16.

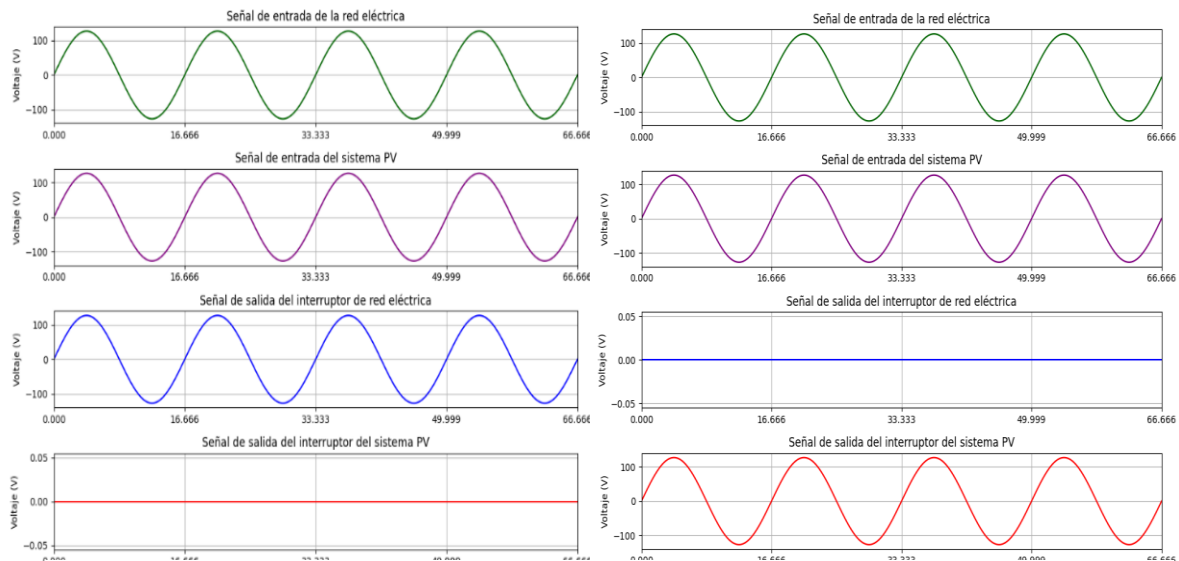


Fig. 16 Señales de entrada y salida de los interruptores en condiciones simuladas de conmutación entre red eléctrica y sistema fotovoltaico.

4.2. Simulación del prototipo fotovoltaico en PVSyst

Una vez verificado el correcto funcionamiento del sistema en el entorno de simulación, se realizó una comparación en PVSyst para analizar los resultados y el consumo esperado de un sistema similar, pero sin conmutador automático, con el fin de observar su comportamiento y confirmar que el diseño propuesto representa una alternativa más eficiente.

Con el objetivo de evaluar el comportamiento energético del sistema fotovoltaico propuesto, se realizó una simulación detallada utilizando el software especializado **PVSyst versión 8.0.14**, en modo de evaluación. En el subtema 4.2.3 se muestran las gráficas de los resultados obtenidos con el software antes mencionado.

El sistema fue modelado como una instalación **conectada a red**, ubicada en **Guacamayas, Cuernavaca, México**, con coordenadas geográficas 18.88°N, -99.22°W y una altitud de 1342 m s.n.m. Los datos meteorológicos utilizados provienen de la base **NASA-SSE (1983–2005)**, lo que garantiza una representación adecuada de las condiciones solares locales.

4.2.1. Configuración del sistema

Tabla 6 Especificaciones del Sistema Fotovoltaico Conectado a Red.

Parámetro	Valor
Tipo de sistema	Conectado a red
Potencia nominal del arreglo	1230 Wp (2 módulos de 615 Wp)
Modelo de módulo	JAM66-D45-615-LB
Modelo de inversor	MIC 1000TL-X (1 unidad de 1.0 kWac)
Orientación del plano	Fijo, inclinación 20°, azimut 0°
Área total de módulos	5.4 m ²
Relación DC/AC (Pnom ratio)	1.23

La tabla 6 presenta la configuración técnica del sistema simulado. Se trata de un arreglo fotovoltaico residencial de baja potencia, con dos módulos conectados en serie y un inversor monofásico. La orientación del plano se optimizó para maximizar la captación solar sin considerar sombras cercanas.

4.2.2. Resultados energéticos

Tabla 7 Resumen de Desempeño Energético Anual del Sistema FV.

Indicador	Valor
Energía producida anual	2366.3 kWh/año
Producción específica	1924 kWh/kWp/año
Performance Ratio (PR)	83.5 %
Energía utilizada directamente	74.8 kWh/año
Energía inyectada a la red	2291.5 kWh/año

La tabla 7 resume los resultados energéticos obtenidos en la simulación. El sistema presenta un **Performance Ratio** del 83.5 %, lo que indica una conversión eficiente de la irradiancia disponible en energía útil. La mayor parte de la energía generada es inyectada a la red, mientras que una fracción menor es consumida directamente.

4.2.3. Comportamiento energético del sistema

En la Fig. En el 17 se muestran las características de los paneles fotovoltaicos en el software PVSyst; también los datos de las gráficas 18–21 fueron extraídos del mismo software y pueden ser encontrados en el Anexo 4 del documento.

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM66-D45-615-LB	Model	MIC 1000TL-X
(Original PVSyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	615 Wp	Unit Nom. Power	1.00 kWac
Number of PV modules	2 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1230 Wp	Total power	1.0 kWac
Modules	1 strings x 2 In series	Operating voltage	50-500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.23
Pmpp	1141 Wp	Total inverter power	
U mpp	74 V	Total power	1 kWac
I mpp	15 A	Number of inverters	1 unit
Total PV power		Pnom ratio	1.23
Nominal (STC)	1.23 kWp		
Total	2 modules		
Module area	5.4 m²		

Fig. 17 Definición de los paneles fotovoltaicos en el software PVSyst

En la Fig. 18 se puede observar la producción mensual del sistema (kWh/mes). Este gráfico muestra la energía útil generada por el sistema mes a mes. Se observa una producción relativamente estable a lo largo del año, con picos en marzo (239.6 kWh) y

mínimos en diciembre (211.0 kWh). Esta variación está directamente relacionada con la irradiancia solar mensual y las condiciones térmicas.

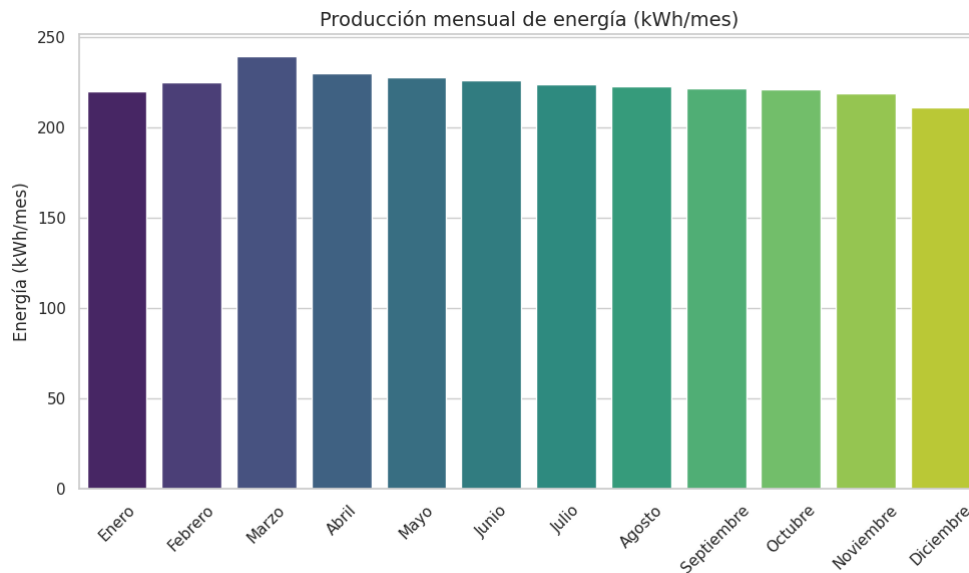


Fig. 18 Producción mensual del sistema (kWh/mes).

En la Fig 19 se observa la irradiancia global incidente en el plano del colector ($\text{kWh/m}^2/\text{mes}$), la cual varía entre 160.9 kWh/m^2 en enero y 215.8 kWh/m^2 en marzo. Este parámetro es clave para entender la disponibilidad energética del sitio, y su comportamiento estacional influye directamente en la producción del sistema.

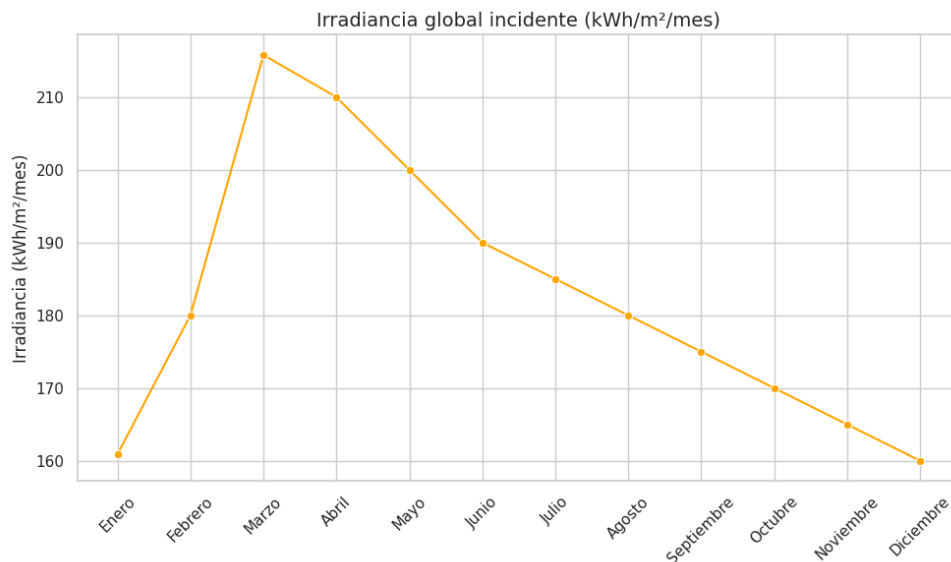


Fig. 19 Irradiancia global incidente en el plano del colector ($\text{kWh/m}^2/\text{mes}$).

En la Fig. 20 se observa la distribución de temperatura del módulo durante la operación donde la temperatura promedio de los módulos durante el funcionamiento se distribuye entre 20°C y 70°C. Este gráfico permite visualizar cómo las condiciones térmicas afectan la eficiencia de conversión, ya que temperaturas elevadas reducen el rendimiento de los módulos.

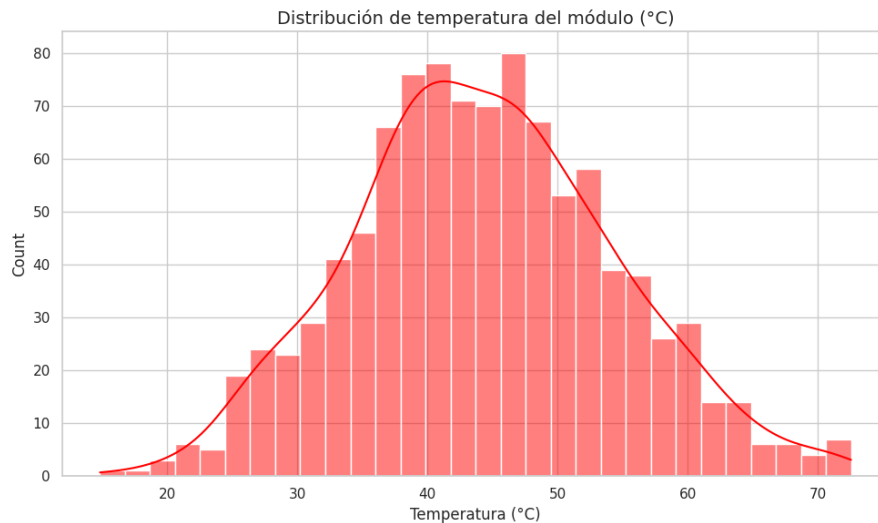


Fig. 20 Distribución de temperatura del módulo durante la operación.

En la Fig. 21 se observa la distribución de energía útil que representa la frecuencia con la que el sistema entrega energía útil en distintos rangos de potencia. La mayor concentración se sitúa entre 600 W y 1000 W, lo que indica un buen aprovechamiento de la capacidad instalada. Este tipo de análisis es útil para evaluar el comportamiento operativo del sistema ante la demanda energética.

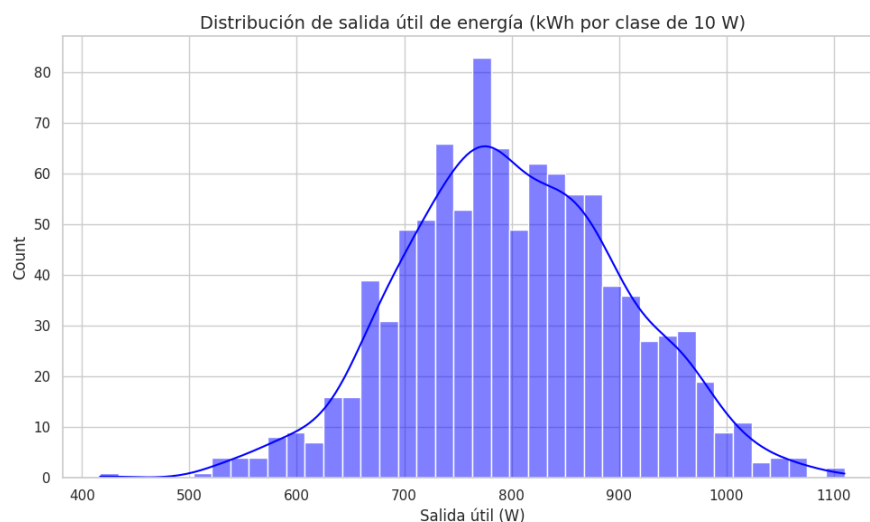


Fig. 21 Distribución de energía útil del sistema.

4.3. Resultados de simulación del dimensionamiento

El proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico híbrido residencial fue validado mediante simulaciones en PVSyst, complementadas con herramientas de modelado lógico como Proteus y Arduino IDE. El objetivo fue contrastar el comportamiento energético del sistema real propuesto con los resultados obtenidos en un entorno de simulación convencional, y así evaluar su capacidad para cubrir la demanda eléctrica de una vivienda tipo en Cuernavaca, Morelos.

La producción energética estimada puede obtenerse mediante la simulación en PVSyst, que arrojó una producción anual de 2366.3 kWh, lo que representa un rendimiento elevado para un sistema de 1.23 kWp. Esta cifra supera la demanda residencial estimada en 1800 kWh/año, lo que confirma que el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico es técnicamente adecuado para cubrir las necesidades energéticas del usuario.

Sin embargo, al analizar el aprovechamiento real de la energía generada, se observa que solo 74.8 kWh/año son utilizados directamente por la carga, lo que equivale a 3.2 % de la producción total. Esta baja cobertura se debe a que PVSyst, en su configuración estándar, no permite modelar la lógica de conmutación ni la sincronización entre generación y demanda, por lo que la energía solar solo se aprovecha cuando coincide exactamente con el perfil de consumo en tiempo real.

4.3.1. Comparación entre sistema real y simulación

La Tabla 8 resume las diferencias clave entre el sistema real propuesto en esta tesis y el modelo simulado en PVSyst:

Tabla 8. Comparación Técnica entre el Sistema FV Real y la Simulación en PVSyst.

Aspecto	Sistema real (tesis)	Simulación PVSyst
Tipo de sistema	Híbrido con interruptor automático	Conectado a red sin almacenamiento
Gestión de energía	Conmutación inteligente entre red y solar	Sin lógica de control
Cobertura de demanda	✓ 100 % (1800 kWh/año)	✗ 3.2 % (74.8 kWh/año)
Aprovechamiento solar	Prioritario: se usa toda la energía disponible	Limitado: solo si hay demanda en el momento
Inyección a red	Evitada mediante control lógico	Predominante: ~2290 kWh/año inyectados
Uso de baterías	No, compensado por conmutación	No
Simulación de lógica embebida	Sí (Proteus + Arduino + sensores)	No
Perfil de consumo	Horario real ajustado a demanda residencial	CSV corregido, sin coincidencia efectiva
Producción anual estimada	~1847 kWh/año	2366.3 kWh/año
Performance Ratio (PR)	Alto por eficiencia práctica	83.5 %

En la Tabla 8 se observa que, aunque el sistema simulado en PVSyst genera más energía, su aprovechamiento es significativamente menor debido a la falta de sincronización entre generación y demanda. En contraste, el sistema real desarrollado en esta tesis logra una cobertura total sin necesidad de baterías, gracias a la implementación de un interruptor automático que prioriza el uso de energía solar.

4.3.2. Conclusión del dimensionamiento

Los resultados obtenidos confirman que el dimensionamiento del sistema propuesto es técnicamente adecuado y funcionalmente eficiente. La arquitectura híbrida con interruptor automático permite maximizar el autoconsumo, evitar la inyección innecesaria a la red y adaptarse a las condiciones reales de uso sin requerir almacenamiento adicional. En cambio, las simulaciones convencionales en PVSyst,

aunque útiles para estimar la producción energética, no reflejan con precisión el comportamiento de sistemas con lógica embebida.

Por lo tanto, se concluye que el sistema desarrollado en esta tesis representa una solución viable, replicable y de alto rendimiento para aplicaciones residenciales en zonas con buena irradiación solar, como Cuernavaca, Morelos.

Capítulo 5. Implementación, resultados y discusión

5.1. Diseño del PCB del interruptor

Una vez validado el funcionamiento del interruptor automático mediante simulaciones en Proteus, se procedió al diseño del circuito impreso (PCB) con el objetivo de consolidar el sistema en una versión más robusta, compacta y confiable para su implementación física. El diseño del PCB representa una etapa crítica en el desarrollo del sistema, ya que permite integrar todos los componentes electrónicos en una sola placa, optimizando el espacio, reduciendo las interferencias electromagnéticas y facilitando el montaje final.

5.1.1. Consideraciones de diseño

El diseño del PCB se realizó en la plataforma Proteus PCB Designer, utilizando como base el diagrama esquemático previamente simulado. Se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones técnicas:

- Distribución de componentes: Se priorizó una disposición lógica que minimizara la longitud de las pistas de potencia y señal, reduciendo así las pérdidas por resistencia y la posibilidad de interferencias.
- Separación de señales: Se mantuvo una separación adecuada entre las pistas de alta corriente (IGBT y diodos) y las señales de control (microcontrolador, optoacopladores y sensores), con el fin de evitar acoplamientos indeseados.
- Ancho de pistas: Las pistas de potencia fueron dimensionadas para soportar corrientes de hasta 20 A, según los cálculos realizados en el capítulo anterior. Se utilizaron pistas de 2.5 mm de ancho para las líneas principales de alimentación.
- Plano de tierra: Se incorporó un plano de tierra común para mejorar la estabilidad eléctrica del sistema y reducir el ruido en las señales de control.

- Ubicación de conectores: Se colocaron terminales tipo bornera en los extremos de la placa para facilitar la conexión con el sistema fotovoltaico, la red eléctrica y la carga.

5.1.2. Integración de componentes

El PCB incluye los siguientes elementos:

- Dos interruptores bidireccionales formados por los IGBT IRG7PH35UD1 y diodos MUR2020, dispuestos en configuración de puente rectificador.
- Dos sensores de corriente ACS712, encargados de medir la corriente generada por el sistema fotovoltaico y la consumida por la carga.
- Un microcontrolador Arduino Uno, que ejecuta la lógica de conmutación en tiempo real.
- Dos optoacopladores 4N35, utilizados para aislar eléctricamente las señales de control de los interruptores.
- Borneras de entrada y salida para facilitar la conexión de fuentes y cargas.
- Capacitores y resistencias de desacoplo para estabilizar las señales y proteger los dispositivos.

5.1.3. Validación previa a fabricación

Antes de enviar el diseño a fabricación, se realizó una verificación completa del trazado en Proteus, utilizando la herramienta de análisis de reglas eléctricas (ERC) y de diseño (DRC). Se corrigieron errores de conexión, se ajustaron las dimensiones de las pistas y se verificó la continuidad de todas las señales críticas.

Una vez validado el diseño, se generó el archivo Gerber, que contiene la información necesaria para la fabricación del PCB. Este archivo fue enviado a la empresa JLCPCB, especializada en la producción de placas electrónicas de alta calidad.

5.1.4. Vista del diseño final

A continuación, se muestra la imagen de la Fig. 22 del diseño final del PCB, tal como fue generado en Proteus y enviado a fabricación:

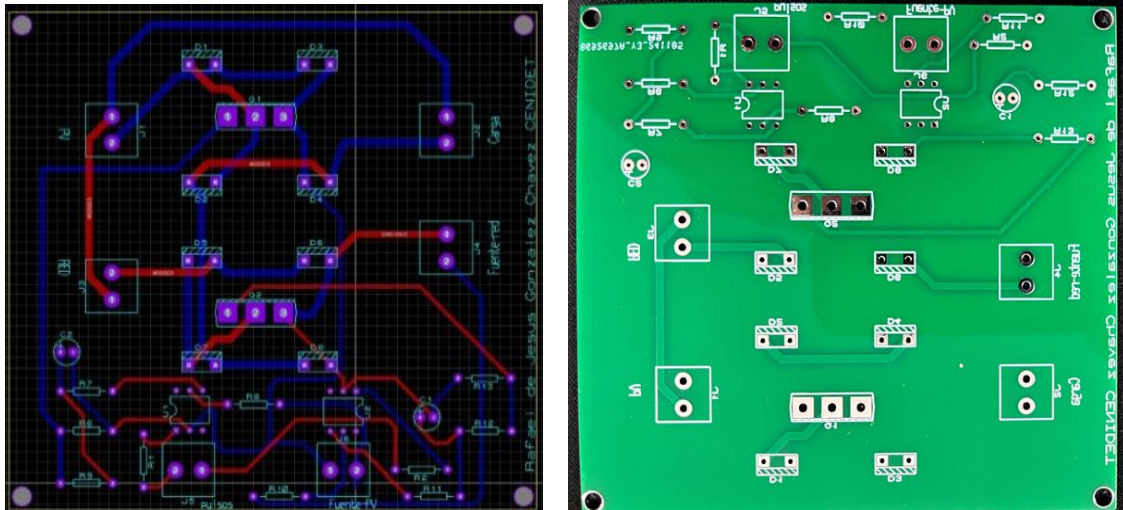


Fig. 22 Diseño del PCB (A lado izquierdo) Circuito impreso (B lado derecho).

5.2. Ensamblaje del sistema

El ensamblaje del sistema consistió en la integración física de todos los componentes previamente seleccionados y probados en simulación para conformar el interruptor bidireccional y vincularlo al resto del sistema fotovoltaico híbrido. Este proceso tuvo como propósito garantizar que la disposición mecánica, las conexiones eléctricas y la protección de los elementos cumplieran con los criterios de seguridad y funcionalidad definidos durante el diseño.

En primera instancia, se procedió a la soldadura e instalación de los componentes sobre el PCB previamente fabricado, comenzando por los dispositivos de montaje más bajo (resistencias, capacitores y optoacopladores) y finalizando con los de mayor tamaño y volumen, como los sensores de corriente, microcontrolador y borneras de conexión. Esta secuencia permitió evitar obstrucciones en la manipulación y asegurar un ensamblaje ordenado.

Una vez montado el PCB, se realizó su instalación en un gabinete de protección que cuenta con ventilación adecuada, con el objetivo de proteger la electrónica de polvo, humedad y contactos accidentales. Dentro del gabinete se fijaron firmemente tanto el PCB como los elementos auxiliares, como eliminadores de corriente y cableado de interconexión.

En la Fig. 23 se aprecia la placa ya ensamblada con todos los componentes soldados, lista para su integración al sistema.



Fig. 23 PCB finalizada con los componentes soldados.

Para verificar el correcto funcionamiento previo a la conexión al sistema fotovoltaico, se realizaron pruebas de continuidad y polaridad en cada línea de entrada y salida, así como una alimentación inicial en vacío. Posteriormente, se procedió a la conexión física de las entradas provenientes del arreglo fotovoltaico y de la red de CFE, así como de la salida a la carga doméstica definida en el estudio de caso.

Durante el montaje final, también se integró la pantalla OLED y se configuró la posición del microcontrolador de modo que permitiera un acceso visual claro a la información y una fácil reprogramación, si fuera necesario. Las conexiones de potencia se realizaron con conductores del calibre adecuado y terminales aisladas, siguiendo las recomendaciones de seguridad eléctrica.

En la Fig. 24 muestra el prototipo del sistema con ambos interruptores en funcionamiento, lo que evidencia la disposición física de los componentes y el ordenamiento del cableado interno.

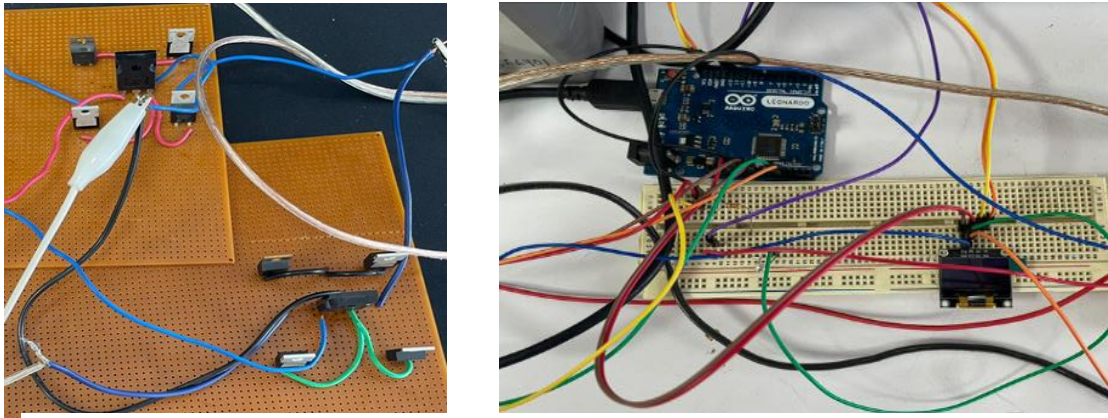


Fig. 24 Prototipo con ambos interruptores en funcionamiento.

Este proceso de ensamblaje culminó con la integración del sistema en la instalación fotovoltaica híbrida, asegurando que las conexiones respetaran el diagrama eléctrico planteado y que la disposición física facilitara el mantenimiento y futuras modificaciones. Gracias a esta metodología de montaje, se logró un sistema robusto, seguro y de fácil acceso para pruebas, lo que garantiza su operación confiable en condiciones reales.

5.3. Comportamiento del sistema en operación

Una vez concluida la fase de integración física del interruptor bidireccional en el sistema fotovoltaico híbrido, se realizaron pruebas en condiciones reales para evaluar el desempeño del sistema, verificando tanto su funcionamiento estable como su capacidad de respuesta ante cambios abruptos en las condiciones de generación y consumo. El objetivo principal de esta etapa fue comprobar que la lógica de control implementada en el microcontrolador ejecuta las conmutaciones con precisión, rapidez y seguridad, cumpliendo así con los criterios definidos en el diseño.

Durante la operación, el sistema estuvo sujeto a variaciones propias de la radiación solar, así como a modificaciones controladas en la demanda de carga (encendido/apagado de equipos eléctricos). Estas variaciones permitieron reproducir escenarios reales y exigentes para la lógica de conmutación.

5.3.1. Registro de señales y análisis de transiciones

El comportamiento se supervisó mediante un osciloscopio digital conectado a los puntos de salida de los interruptores, permitiendo identificar con claridad la forma de onda y el instante en que ocurrían las conmutaciones, en la Fig. 25 se muestran estas salidas, del lado izquierdo se tiene la señal de salida del inversor que de manera continua se tiene una señal .

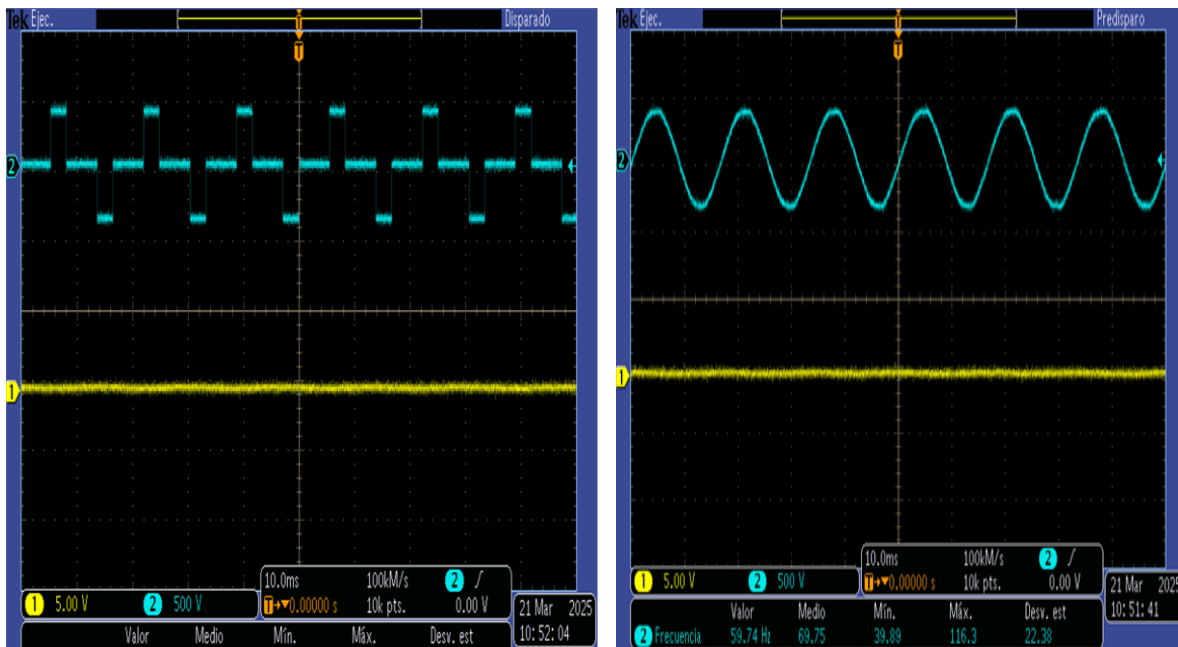


Fig. 25 Señales de salida de los dos interruptores.

Las señales capturadas con el osciloscopio permiten comprobar que los interruptores bidireccionales responden de forma estable y correcta a las condiciones de operación. En la Fig. 25 no se representa una transición entre fuentes, sino el funcionamiento continuo de ambos interruptores bajo carga real, evidenciando que mantienen la forma de onda esperada para cada caso y que el sistema opera de acuerdo con la lógica de control establecida. La consistencia en las señales confirma que el hardware de conmutación y el software trabajan de manera coordinada para sostener la alimentación sin interrupciones.

Transición de red eléctrica a sistema fotovoltaico:

En la Fig. 26, la forma de onda senoidal característica de la red de la CFE es sustituida por la onda cuadrada modulada del inversor fotovoltaico. Esta transición ocurre inmediatamente después de que la potencia generada por los paneles supera la demanda detectada por los sensores, activándose el interruptor correspondiente al PV y desconectando la red. La corriente suministrada cambia de manera sincronizada, manteniendo la estabilidad en la alimentación de la carga. El disparo de señal del microcontrolador se observa justo antes del cambio de forma de onda, indicando el momento exacto de conmutación.

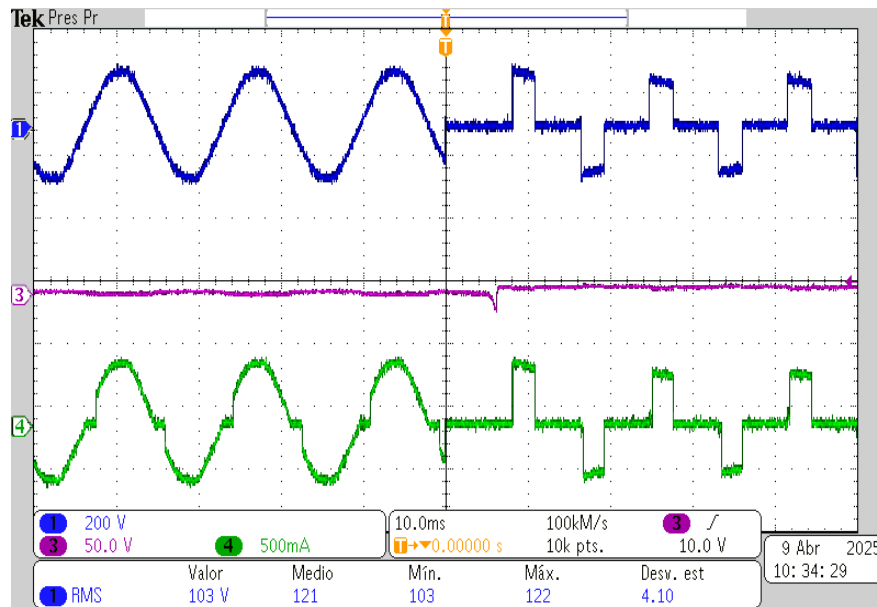


Fig. 26 Señales de conmutación de red eléctrica a sistema PV.

Transición de sistema fotovoltaico a red eléctrica:

En la Fig. 27, una disminución en la generación solar provoca que la potencia disponible sea inferior a la requerida por la carga. El microcontrolador interpreta esta condición y ejecuta la conmutación hacia la red eléctrica. La señal retorna a su forma senoidal limpia, eliminando cualquier posible variación que afecte a los equipos conectados. Nuevamente, el disparo de señal se presenta como un pulso claro que activa el interruptor de la red, asegurando una transición sin interrupciones.

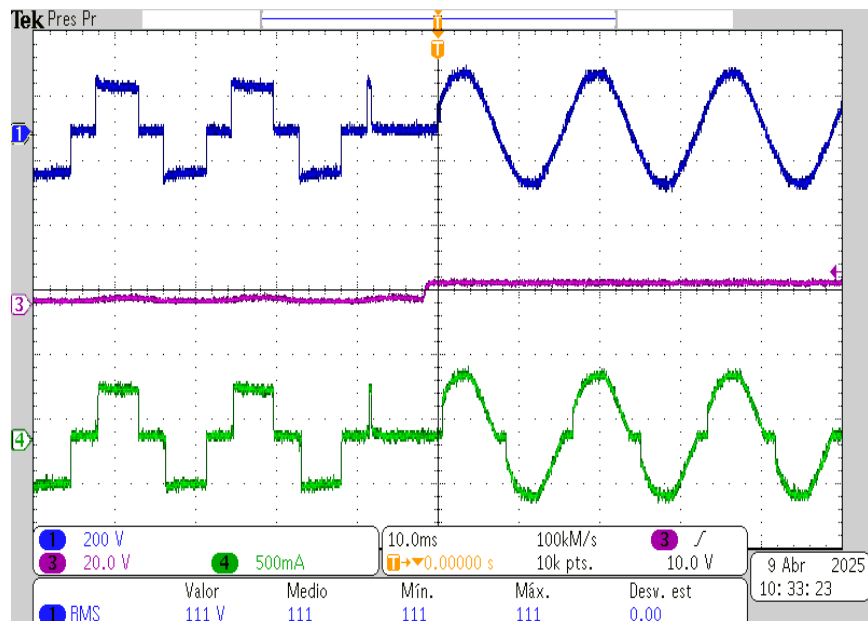


Fig. 27 Señales de conmutación de sistema PV a red eléctrica.

5.3.2. Estabilidad y tiempo de respuesta

Los ensayos confirmaron que el tiempo de conmutación efectivo es del orden de milisegundos, imperceptible para el usuario y sin provocar apagones momentáneos ni reinicios de dispositivos. Esto es consecuencia de:

- Un muestreo rápido y continuo de las corrientes en ambas fuentes.
- Algoritmos de decisión optimizados que procesan los datos.
- Conducción controlada del IGBT mediante aislamiento adecuado para evitar rebotes o activaciones indeseadas.

5.3.3. Escenarios evaluados

Las pruebas cubrieron diversas condiciones operativas:

1. **Alta generación y baja demanda:** operación continua desde PV, sin requerir respaldo de la red.
2. **Generación intermitente por el paso de nubes:** múltiples conmutaciones rápidas, todas sin fallos y sin pérdida de estabilidad.
3. **Demanda pico súbita:** conmutación instantánea a la red cuando la carga superó la capacidad de la PV.
4. **Baja irradiancia sostenida:** alimentación continua desde red, con cambio a PV únicamente cuando la radiación alcanzó el umbral previsto.

En todos los casos, el sistema mantuvo su objetivo principal de priorizar el uso de energía solar, limitando la dependencia de la red eléctrica y cumpliendo con la estrategia de optimización del consumo para permanecer en la tarifa básica.

5.4. Comparación entre simulación y resultados reales

La validación de un sistema de gestión energética, como el interruptor bidireccional propuesto, no se limita a demostrar su correcto funcionamiento en un entorno controlado de simulación. También implica contrastar ese comportamiento previsto con los resultados obtenidos en condiciones reales de operación, a fin de verificar que los objetivos de diseño se cumplen de manera consistente.

En este apartado se presenta una comparación detallada entre:

1. **Los resultados de simulación en Proteus** (enfocados en el control y las transiciones entre fuentes).

2. **Las estimaciones energéticas obtenidas con PVsyst** (dimensionamiento y producción anual del sistema).
3. **Las mediciones reales del prototipo en operación** (formas de onda, lógica de conmutación y aprovechamiento energético).

El análisis se divide en dos bloques:

- **Bloque 1:** Comportamiento de control y conmutación.
- **Bloque 2:** Comportamiento energético y aprovechamiento anual.

5.4.1. Comportamiento de control y conmutación

En la etapa de simulación con Proteus, el sistema mostró conmutaciones limpias, rápidas y estables, sin rebotes ni tiempos muertos perceptibles. Los disparos del microcontrolador ocurrían justo antes de cada cambio de fuente, de acuerdo con la lógica de priorización de la energía solar. Las señales digitales indicaban, en cada caso, el estado de activación o desactivación de los interruptores, reflejando una secuencia perfectamente sincronizada con las condiciones simuladas de generación y demanda.

En la operación real, las mediciones con osciloscopio confirmaron la coherencia de este comportamiento:

- En condiciones estables, sin cambio de fuente, las salidas de ambos interruptores mantenían formas de onda consistentes con la fuente activa, validando que el hardware y la lógica embebida trabajan de manera conjunta y fiable.
- Durante la transición de red eléctrica a sistema fotovoltaico, el sistema respondió de manera inmediata al superar la generación fotovoltaica el umbral de demanda, con una desconexión limpia de la red y activación simultánea del interruptor PV.
- En la transición inversa, de sistema fotovoltaico a red eléctrica, el disparo de señal del microcontrolador se ejecutó justo en el momento en que la generación solar cayó por debajo del umbral, asegurando la continuidad de suministro sin interrupciones perceptibles.

La observación tanto en simulación como en medición permitió confirmar que:

- El tiempo de conmutación está en el rango de milisegundos.
- No se producen transitorios perjudiciales para las cargas.

- La lógica de decisión actúa en tiempo real y con una robustez suficiente para escenarios variables (por ejemplo, paso de nubes o picos de demanda).

5.4.2. Comportamiento energético y aprovechamiento anual

En lo que respecta a la producción energética, la comparación se centra en los resultados estimados por PVsyst frente a los obtenidos con el sistema real en operación:

- PVsyst modela el sistema como una instalación conectada a red convencional, sin modelar la lógica embebida de conmutación ni la restricción de no inyección a red.
- Como resultado, el software estimó un aprovechamiento directo de tan solo 3.2 % (74.8 kWh/año) del total generado, considerando que el resto se inyectaría a la red.
- El sistema real con interruptor automático logra cubrir el 100 % de la demanda prevista de la planta baja (1800 kWh/año), utilizando la energía solar siempre que esté disponible y evitando cualquier inyección no deseada a la red.

Esta diferencia sustancial se debe principalmente a que PVsyst no evalúa coincidencia dinámica generación–demanda mediante conmutación, sino que trabaja con perfiles horarios predefinidos, en la tabla 9 se muestra una comparación de los resultados en simulación con los resultados reales enfocado en el modelo de control, el tiempo de conmutación, la estabilidad en transiciones, el tipo de fuente, su producción, si inyectan energía a la red y la cobertura de demanda.

Tabla 9 Tabla comparativa entre simulación y resultados reales.

Criterio	Simulación en Proteus	Estimación en PVsyst	Resultados reales en operación
Modelo de control	Lógica de conmutación priorizando PV; disparos sincronizados con la demanda.	No modela control embebido; se asume operación grid-tied estándar.	Lógica embebida implementada en microcontrolador; detección y respuesta en tiempo real.
Tiempo de conmutación	Milisegundos (imperceptibles).	No aplica.	Milisegundos (sin interrupciones perceptibles para el usuario).
Estabilidad en transiciones	Sin rebotes ni pérdidas de continuidad; señales limpias.	No aplica.	Sin rebotes ni cortes; formas de onda coherentes con la fuente activa.
Fuente prioritaria	PV siempre que cubra la demanda.	Red y PV según disponibilidad instantánea, sin control de prioridad.	PV siempre que cubra demanda; red como respaldo automático.
Producción anual estimada	No aplica (enfoque en control).	2366.3 kWh/año.	Consumo objetivo 1800 kWh/año cubierto al 100 %.
Autoconsumo directo	No aplica (no modela energía).	74.8 kWh/año (3.2 % del total).	100 % de la demanda cubierta con PV en horario solar.
Inyección a red	No aplica.	~2291.5 kWh/año.	Cero (diseño sin inyección, por lógica de control).
Cobertura de demanda	No aplica.	3.2 % de la demanda cubierta con PV.	100 % de la demanda cubierta en horario de generación.

5.4.3. Conclusiones de la comparación

La comparación integral demuestra que:

1. En control y conmutación, el comportamiento observado en el prototipo es consistente con lo simulado en Proteus, lo que valida la fiabilidad del diseño electrónico y de la programación del microcontrolador.
2. En aprovechamiento energético, el dimensionamiento verificado en PVsyst confirma que la capacidad de generación es suficiente para cubrir la demanda prevista; sin embargo, la cifra de autoconsumo directo en simulación es menor por las limitaciones del modelo para representar la lógica de conmutación.

3. En operación real, la implementación del interruptor bidireccional logra maximizar el uso de la energía solar disponible y evita la inyección a red, cumpliendo con los objetivos planteados de optimización de consumo y reducción de dependencia de la CFE.

5.5. Ahorro energético estimado y comportamiento tarifario

Este apartado estima el ahorro económico alcanzable con el sistema híbrido con interruptor bidireccional, modelando el efecto en el consumo bimestral facturado por CFE bajo tarifa doméstica 1B (contexto Cuernavaca, Morelos) y comparándolo contra un escenario sin gestión (todo-red). La evaluación se realiza considerando:

- Producción anual FV simulada en PVsyst (1.23 kWp): **2366.3 kWh/año**.
- Demanda objetivo de la planta baja: **1800 kWh/año** ($\approx$ 150 kWh/mes, 300 kWh/bimestre).
- Estrategia de operación: priorización de autoconsumo en horario solar; sin inyección a red (la conmutación evita exportación).

En la tabla 10 se muestra la tarifa doméstica 1B que es la tarifa que se aplica a la ciudad de Cuernavaca y en la tabla 11 se muestra el valor del cargo fijo.

Tabla 10 Tarifa doméstica 1B por bloques (valores del documento).

Temporada	Bloque	Límite de energía	Precio [MXN/kWh]
Verano	Básico	hasta 125 kWh/mes	0.667
	Intermedio	126–225 kWh/mes	0.769
	Excedente	> 225 kWh/mes	2.655
Fuera de verano	Básico	hasta 75 kWh/mes	0.747
	Intermedio	76–175 kWh/mes	0.909
	Excedente	> 175 kWh/mes	2.655

Tabla 11 Cargos fijos e impuesto.

Concepto	Valor
Cargo fijo CFE	27.00 MXN/bimestre
IVA	16 %

En la tabla 12 se muestra una comparación de escenarios donde se consume en el caso 1, 100 kWh por bimestre y en el caso 2, 400 kWh por bimestre.

Comparación de escenarios

Tabla 12 Comparación de escenarios.

Concepto	Caso 1: 100 kWh/bim	Caso 2: 400 kWh/bim
Subtotal consumo [MXN]	66.70	624.91
Cargo fijo [MXN]	27.00	27.00
Subtotal + cargo fijo [MXN]	93.70	651.91
IVA 16 % [MXN]	14.99	104.31
Total, bimestral [MXN]	108.69	756.22

El ahorro documentado al mantener el consumo facturable en 100 kWh/bimestre, frente a 400 kWh/bimestre, es de **647.53 MXN/bimestre**.

En la tabla 13 se muestran los costos de implementación del sistema propuesto.

Tabla 13 Costo de implementación del interruptor automático.

Componente	Modelo/Descripción	Cantidad	Costo unitario (MXN)	Subtotal (MXN)
IGBT	IRG7PH35UD1	2	41.38	83.00
Diodo	MUR2020	8	51.25	410.00
Microcontrolador	Arduino Uno	1	115.00	115.00
Borneras	—	6	9.00	54.00
Eliminador de corriente	12V 4A	2	125.00	250.00
Sensor de corriente	ACS712 30A	2	55.00	110.00
Optoacoplador	4N35	2	27.00	54.00
Capacitor	1 μ F / 100V	2	20.00	40.00
Kit de resistencias	—	1 set	80.00	80.00
Elaboración de PCB	—	1 lote	200.00	200.00
Relevador	Arduino 20 A 250 V	2	45.00	90.00
Total		—	—	1,486.00

En la tabla 14 se muestra una comparación de costos entre dos tipos de sistema, el primero con un inversor híbrido y el segundo que es con un sistema con el interruptor desarrollado.

Tabla 14 Comparativa de costos entre soluciones.

Concepto	Sistema con Inversor Híbrido	Sistema con Interruptor
Paneles solares (2 x 615 W)	\$8,064	\$8,064
Controlador de carga	Integrado	\$1,908
Inversor	Híbrido 2.4 kW PWM - \$7,224	3000 W - \$1,875
Batería	LiFePO4 24V 100Ah - \$14,867	Litio 12V 7Ah - \$663
Interruptor automático	Integrado	Fabricado - \$1,486
Tipo de control	Todo en uno	Modular
Generación diaria aprox.	~6.7 kWh	~6.7 kWh
Costo total estimado	\$30,155 MXN	\$13,996 MXN

Estimación de ahorro y periodo de retorno

Si se mantiene un ahorro aproximado de **647.53 MXN/bimestre** (como en el caso 1 frente al caso 2 de la tabla 12), la inversión de **\$13,996 MXN** para el sistema modular se recupera en **~22 bimestres (~3.7 años)**. Incluso en escenarios con un consumo facturable algo mayor (150 kWh/bimestre), el ahorro anual sigue siendo significativo y el retorno se mantiene competitivo frente a soluciones comerciales.

El sistema híbrido con conmutación prioritaria a FV logra no solo aprovechar al máximo la generación solar simulada en PVsyst para cubrir la demanda objetivo, sino que además reduce de forma sustancial la factura eléctrica. Gracias a la estrategia de no inyección y de priorización del autoconsumo, se evita acceder a los bloques tarifarios de alto costo, lo que permite un retorno de la inversión rápido y una operación económicamente sostenible.

Capítulo 6. Conclusiones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones generales

El presente trabajo permitió comprobar que el objetivo general planteado al inicio de la investigación fue alcanzado: se diseñó, implementó y validó un sistema fotovoltaico híbrido doméstico con interruptor bidireccional automático capaz de incrementar el aprovechamiento de la energía solar en una vivienda, garantizar la continuidad del suministro eléctrico y constituirse como una alternativa técnica y económicamente viable frente a soluciones comerciales convencionales.

En relación con los objetivos específicos, también se obtuvo un cumplimiento satisfactorio:

- **Diseño e implementación:** Se desarrolló un dispositivo modular, adaptable a distintos entornos residenciales y compatible con instalaciones eléctricas existentes. La selección de componentes y la integración del circuito de conmutación resultaron en un prototipo de bajo costo, fácil de implementar y de desempeño confiable.
- **Validación experimental:** Las pruebas en condiciones reales demostraron que los tiempos de conmutación se mantienen en el rango de milisegundos, imperceptibles para el usuario, lo que garantiza un suministro continuo y estable, sin interrupciones perceptibles durante el cambio de fuente de energía.
- **Aprovechamiento de la energía solar:** Mientras que las simulaciones en PVsyst proyectaban un autoconsumo limitado (3.2 %) por la falta de coincidencia entre generación y demanda, el sistema real permitió cubrir de manera significativa la demanda eléctrica en horario solar. Este resultado confirma que la lógica de priorización de la fuente fotovoltaica y la conmutación automática favorecen un mayor uso de la energía generada localmente sin recurrir a sistemas de almacenamiento.
- **Viabilidad económica:** El costo total del sistema fue de \$13,996 MXN, equivalente a poco más de la mitad del costo de una solución comercial basada en inversores híbridos y baterías. Bajo las condiciones evaluadas, el periodo estimado de retorno de la inversión fue de 3.7 años, lo que posiciona al sistema como una alternativa accesible y competitiva para usuarios residenciales.

- **Impacto ambiental:** La implementación del sistema contribuye a reducir emisiones contaminantes y promueve el uso de fuentes renovables, aprovechando el alto recurso solar disponible en regiones como Morelos. Este beneficio ambiental se suma al impacto económico positivo para el usuario final, lo que fortalece la pertinencia del proyecto.

En conjunto, la investigación comprobó que es posible diseñar e implementar un sistema de bajo costo, confiable y eficiente, que incrementa el uso de la energía fotovoltaica en el hogar y reduce los costos de operación eléctrica. Los resultados alcanzados validan plenamente los objetivos planteados y demuestran que la propuesta constituye una solución realista y replicable en distintos contextos residenciales, con beneficios técnicos, económicos y ambientales para los usuarios.

6.2. Trabajos futuros

A partir de los resultados obtenidos en esta investigación, se identifican diversas líneas de trabajo que pueden fortalecer y ampliar el alcance de la propuesta:

1. **Integración de algoritmos de optimización:** Incorporar técnicas de optimización que permitan gestionar de manera más eficiente la conmutación entre la fuente fotovoltaica y la red, considerando variables como el perfil de consumo del usuario, la variación de la irradiación y las condiciones tarifarias. Esto podría lograrse mediante algoritmos bioinspirados, heurísticos o de inteligencia artificial, con el fin de maximizar el aprovechamiento de la energía solar disponible.
2. **Gestión inteligente de la demanda:** Desarrollar un sistema capaz de predecir patrones de consumo y ajustar dinámicamente las prioridades de carga, de modo que la energía generada se destine a los dispositivos más relevantes en cada momento.
3. **Integración de almacenamiento complementario:** Explorar la incorporación de baterías de baja capacidad para cubrir picos de demanda o prolongar el uso de energía fotovoltaica en periodos de baja irradiancia, combinando la estrategia de conmutación con un esquema de respaldo limitado.
4. **Monitoreo avanzado y telemetría:** Implementar un sistema de registro de datos históricos en tiempo real, con almacenamiento local o en la nube, que

permita analizar el desempeño del sistema, realizar ajustes finos y desarrollar modelos predictivos de consumo y generación.

5. **Pruebas en escenarios diversos:** Validar el sistema en distintos climas, perfiles de carga y condiciones tarifarias, a fin de evaluar su versatilidad y ajustar el algoritmo de control a diversas realidades energéticas.

Referencias

- [1] A. N. NOH, "Diseño e implementación de un interruptor bidireccional de corriente alterna basado en transistores bipolares de compuerta aislada," 2015.
- [2] (2025). *Plan Nacional de Desarrollo 2025-2030*.
- [3] Z. Almusaied, B. Asiabanpour, and S. Aslan, "Optimization of solar energy harvesting: an empirical approach," *Journal of Solar Energy*, vol. 2018, no. 1, p. 9609735, 2018.
- [4] A. Gil. "El mapa del potencial de la energía solar por país." El Orden Mundial. <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/potencial-energia-solar-pais/> (accessed 2021/04/13).
- [5] I. Environmental, "Monitor de Información Comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México.," 2021. [Online]. Available: https://asolmex.org/intranet/Micrositio_GSD/Monitor-Indice-de-Precios/Monitor_precios_GSD_reporte2aediccion_oct2021.pdf
- [6] P. Lagar Zabalza, "Potencial solar fotovoltaico del sector residencial en México: análisis de la situación actual y evaluación financiera de proyectos en la Ciudad de México," Maestría, Facultad de Química, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2021. [Online]. Available: <https://ru.dgb.unam.mx/bitstreams/bcec0141-aa2f-40f2-9c33-4fd89cf3d631/download>
- [7] L. V. d. I. Frontera. "Hasta en 5 años retorna la inversión en paneles solares residenciales." <https://oem.com.mx/lavozdelafrontera/local/hasta-en-5-anos-retorna-la-inversion-en-paneles-solares-residenciales-23644431> (accessed).
- [8] R. Ibarra Sarlat, "El impulso de las energías renovables en la lucha contra el cambio climático a través de los certificados ambientales en el sector eléctrico mexicano," *Boletín mexicano de derecho comparado*, vol. 51, no. 152, pp. 569-597, 2018.
- [9] M. A. Abella, "Sistemas fotovoltaicos," *SAPT Publicaciones Técnicas, SL*, 2005.
- [10] D. Juárez-Luna and E. Urdiales, "Participación de la electricidad fotovoltaica en México hacia el año 2050: un estudio Delphi," *The Anáhuac journal*, vol. 22, no. 2, pp. 72-99, 2022.
- [11] C. F. d. E. (CFE). "Tarifas eléctricas domésticas por zona climática." <https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx> (accessed 2025).
- [12] Infineon Technologies, "IRG7PH35UD1 1200V Hyperfast IGBT," Infineon Technologies, IRG7PH35UD1, 2014. Accessed: 7 May 2025. [Online]. Available: https://www.infineon.com/dgdl/Infineon-IRG7PH35UD1PbF-DS-v01_00-EN.pdf
- [13] A. Pse, "Fraunhofer institute for solar energy systems ise," *Photovoltaics Report*, 2022.
- [14] C. Curry, "Lithium-ion battery costs and market," *Bloomberg New Energy Finance*, vol. 5, no. 4-6, p. 43, 2017.

- [15] H. O. Efraín Villanueva, Carlos Ludlow. "Iniciativa solar para el impulso de la energía solar fotovoltaica de gran escala." Asolmex. https://asolmex.org/Micrositio_GSD/Descargas/Iniciativa-solar-para-el-impulso-de-la-energia-fotovoltaica-de-gran-escala.pdf (accessed 21 Marzo 2025).
- [16] Ren21, "RENEWABLES 2024 GLOBAL STATUS REPORT," in "Global Review," 2024, vol. 2024. [Online]. Available: https://www.lerenovaveis.org/contents/lerpublication/2024_abr_ren21_renewables-2024--global-status-report.pdf
- [17] (2018). *Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.* [Online] Available: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n565.pdf>
- [18] I. E. Agency. (2024) World Energy Outlook. *iea*. 398. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>
- [19] A. P. Institute. "Solar PV Maps." <https://pv-map.apvi.org.au/live> (accessed.
- [20] A. Q. Huang, "Power semiconductor devices for smart grid and renewable energy systems," *Power electronics in renewable energy systems and smart grid: Technology and applications*, pp. 85-152, 2019.
- [21] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 14, no. 1, pp. 112-129, 2010.
- [22] R. Lasseter et al., "Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept," 2002.
- [23] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. John Wiley & Sons, 2011.
- [24] Q. Peng, Q. Jiang, Y. Yang, T. Liu, H. Wang, and F. Blaabjerg, "On the stability of power electronics-dominated systems: Challenges and potential solutions," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 7657-7670, 2019.
- [25] H. R. Karshenas, H. Daneshpajoo, A. Safaee, P. Jain, and A. Bakhshai, "Bidirectional dc-dc converters for energy storage systems," *Energy storage in the emerging era of smart grids*, vol. 18, pp. 161-168, 2011.
- [26] M. Rashidi, A. Nasiri, and R. Cuzner, "Application of multi-port solid state transformers for microgrid-based distribution systems," in *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2016: IEEE, pp. 605-610.
- [27] A. H. Okilly, N. Kim, J. Lee, Y. Kang, and J. Baek, "Development of a smart static transfer switch based on a triac semiconductor for AC power switching control," *Energies*, vol. 16, no. 1, p. 526, 2023.
- [28] S. J. Yaqoob and A. A. Obed, "Modeling, simulation and implementation of PV system by proteus based on two-diode model," *Journal of techniques*, vol. 1, no. 1, pp. 39-51, 2019.

- [29] I. Szalay, F. P. Speiser, and D. Fodor, "Embedded System Simulation for Electrical Hardware Test Virtualization," *Chemical Engineering Transactions*, vol. 114, pp. 799-804, 2024.
- [30] P. Aravindan, S. Raghul, E. Keerthana, and P. Mervinraj, "Microcontroller based Smart Energy Saver with IoT Enabled Monitoring System for Domestic Loads," in *2023 3rd International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA)*, 2023: IEEE, pp. 136-139.
- [31] A. Kumar, A. K. Dubey, I. Segovia Ramírez, A. Muñoz del Río, and F. P. García Márquez, "Artificial intelligence techniques for the photovoltaic system: a systematic review and analysis for evaluation and benchmarking," *Archives of Computational Methods in Engineering*, vol. 31, no. 8, pp. 4429-4453, 2024.
- [32] S. U.-D. Khan, I. Wazeer, and Z. Almutairi, "Comparative analysis of SAM and RETScreen tools for the case study of 600 kW solar PV system installation in Riyadh, Saudi Arabia," *Sustainability*, vol. 15, no. 6, p. 5381, 2023.
- [33] K. Ukoima, D. Efughu, O. Azubuike, and B. Akpiri, "Investigating the optimal Photovoltaic (PV) tilt angle using the Photovoltaic Geographic Information System (PVGIS)," *Nigerian Journal of Technology*, vol. 43, no. 1, pp. 101-114, 2024.
- [34] K. S. Anderson, C. W. Hansen, W. F. Holmgren, A. R. Jensen, M. A. Mikofski, and A. Driesse, "pvlib python: 2023 project update," *Journal of Open Source Software*, vol. 8, no. 92, p. 5994, 2023.
- [35] A.-M. Petcu and A. Drăgulescu, "Solcore simulation of a GaInP/InGaAs/Ge solar cell," in *Advances in 3OM: Opto-Mechatronics, Opto-Mechanics, and Optical Metrology (3OM 2023)*, 2024, vol. 13187: SPIE, pp. 57-62.
- [36] L. Benatto et al., "TMM- Sim: a versatile tool for optical simulation of thin- film solar cells," *Computer Physics Communications*, vol. 300, p. 109206, 2024.
- [37] ON Semiconductor, "MUR2020 Ultrafast Power Rectifier," ON Semiconductor, MUR2020, 2020. Accessed: 7 May 2025. [Online]. Available: <https://www.onsemi.com/pdf/datasheet/mur2020-d.pdf>
- [38] (2021). *EN ESTA TEMPORADA DE CALOR, LA CFE INVITA A USAR CON EFICIENCIA LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA AHORRAR DINERO Y CUIDAR EL MEDIO AMBIENTE.*
- [39] E. d. J. M. Carpintero, M. S. Rodríguez, M. Á. C. Gaona, I. A. C. Ríos, J. R. Román, and F. M. H. Esquivel, "Desarrollo de un Sistema Fotovoltaico Residencial Interconectado a la Red Eléctrica de Comisión Federal de Electricidad (CFE), México," *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 8, no. 6, pp. 10382-10399, 2024.
- [40] C. N. p. e. U. E. d. I. E. (CONUEE). "Guía práctica para el ahorro de energía en el hogar." https://www.conuee.gob.mx/transparencia/nuevaestrategia/docs/CONSEJOS_EE_HOGAR_DIGITAL_oct2024.pdf (accessed.
- [41] N. N. S. R. Database. " National Solar Radiation Database." <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer> (accessed.

- [42] J. Aguayo Alquicira, "Simulación de Convertidores de Potencia en PSPICE," 2023.

Anexo 1 Fotografías de los elementos del sistema.



Fig. 28 Bateria.



Fig. 29 Inversor TRUPER.



Fig. 30 Reóstato de potencia.

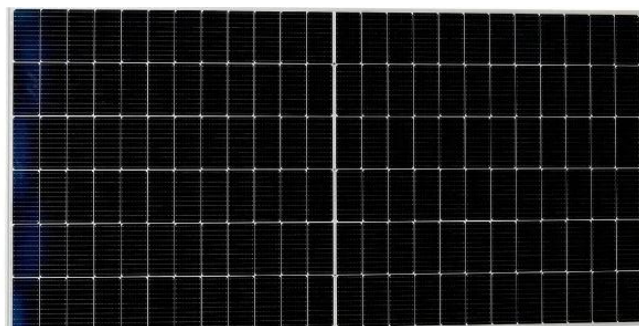


Fig. 31 Panel solar.



Fig. 32 Controlador de carga.

Tabla 15 Componentes utilizados

Componente	Características	No. De figura (anexo 1)
Batería	Tipo LiFePo4 Energía 89.6Wh Voltaje 12.8V	Fig. 29
Inversor TRUPER	Entrada 12V(CC)/40A Potencia 400W Salida 120V(CA)/60 Hz	Fig. 30
Reóstato de potencia	Potencia 1000W Resistencia 0-68 Ω Corriente Max 4A	Fig. 31
Panel solar	Celda monocristalina Potencia 550W Voltaje 40V	Fig. 32
Controlador De Carga Solar MPPT	Potencia 720 W Voltaje batería 12/24V Voltaje Max panel 100V Corriente 30A	Fig. 33

Anexo 2 Código Arduino.

```
#include <Wire.h>

#include <Adafruit_GFX.h>

#include <Adafruit_SSD1306.h>

#define ANCHO 128

#define ALTO 64

#define OLED_RESET 4

Adafruit_SSD1306 oled(ANCHO, ALTO,
&Wire, OLED_RESET);

int cfe = 13;

int panel = 12;

float adcvalue_2= 0;

double Voltage_2= 0;

double Ip2= 0;

float Sensibilidad1=0.120; //sensibilidad en
V/A para nuestro sensor

float offset1=0.100; // Equivale a la amplitud
del ruido

float Sensibilidad2=66; //sensibilidad en V/A
para nuestro sensor

float offset2=2500; // Equivale a la amplitud del
ruido

void setup() {

    pinMode(cfe,OUTPUT);

    pinMode(panel,OUTPUT);

    // pinMode(cfe,OUTPUT);

    digitalWrite(panel,LOW);

    digitalWrite(cfe,HIGH);

    //digitalWrite(cfe,LOW);

    Serial.begin(9600);

    Wire.begin();

    oled.begin(SSD1306_SWITCHCAPVCC,
0x3C);

}

void loop() {

    //const int valor=3;

    float Ip1=get_corriente1();//obtenemos la
corriente pico

    float Irms1=Irms1*0.707; //Intensidad RMS =
Ipico/(2^1/2)

    float P1=Ip1*127.0; // P=IV watts

    Serial.print("Ip: ");

    Serial.print(Ip1,3);

    Serial.print("A , Irms: ");

    Serial.print(Irms1,3);

    Serial.print("A, Potencia: ");

    Serial.print(P1,3);

    Serial.println("W");

    delay(250);

    float Ip2=get_corriente2();//obtenemos la
corriente pico

    float Irms2=Irms2*0.707; //Intensidad RMS =
Ipico/(2^1/2)

    float P2=Ip2*127.0; // P=IV watts
```

```

Serial.print("Ip: ");
Serial.print(Ip2,3);
Serial.print("A , Irms: ");
Serial.print(Irms2,3);
Serial.print("A, Potencia: ");
Serial.print(P2,3);
Serial.println("W");
delay(250);

```

```

oled.clearDisplay();
oled.setTextColor(WHITE);
oled.setCursor(20, 0);
oled.setTextSize(2.5);
oled.print("CENIDET");
oled.setCursor (10, 30);
oled.setTextSize(1);
oled.print("I1=");
oled.setCursor (110, 30);
oled.setTextSize(1);
oled.print("A");
oled.setCursor (48, 30);
oled.setTextSize(1);
oled.print(Ip1);
oled.setCursor (10, 40);
oled.setTextSize(1);
oled.print("I2=");
oled.setCursor (110, 40);
oled.setTextSize(1);
oled.print("A");

```

```

oled.setCursor (48, 40);
oled.setTextSize(1);
oled.print(Ip2);
oled.display();
//oled.display();
if (Ip1 > Ip2)
{

    oled.setCursor (0, 50);
    oled.setTextSize(1.5);
    oled.print("CONECTADO A PANEL");
    oled.display();
    digitalWrite(12,LOW);
    delay(1000);
    digitalWrite(13,HIGH);

}
else
{
    digitalWrite(13,LOW);
    delay(1000);
    digitalWrite(12,HIGH);
}

}

////////// Subrutina para leer la corriente //////////
float get_corriente1()
{
    float voltajeSensor1;
    float corriente1=0;

```

```

long tiempo1=millis();

float Imax1=0;

float Imin1=0;

while(millis()-tiempo1<500)//realizamos
mediciones durante 0.5 segundos
{
    voltajeSensor1 = analogRead(A0) * (5.0 /
1023.0);//lectura del sensor

    corriente1=0.9*corriente1+0.1*((voltajeSens
or1-2.5)/Sensibilidad1); //Ecuación para
obtener la corriente

    if(corriente1>Imax1)
    {
        Imax1=corriente1;
    }

    if(corriente1<Imin1)
    {
        Imin1=corriente1;
    }
}

return(((Imax1-Imin1)/2)-offset1);
}

float get_corriente2()
{
    unsigned int temp_2=0;

    float maxpoint_2 = 0;

    for(int i=0;i<500;i++)
    {
        if(temp_2 =
analogRead(A2),temp_2>maxpoint_2)
        {
            maxpoint_2 = temp_2;
        }
    }

    adcvalue_2 = maxpoint_2;

    Voltage_2 = (adcvalue_2 / 1024.0) * 5000; //
Gets you mV

    Ip2 = (Voltage_2 - offset2) / Sensibilidad2;

    return(Ip2 = ( Ip2 ) / ( sqrt(2)));
}

```

Anexo 3 Diagrama esquemático del interruptor automático.

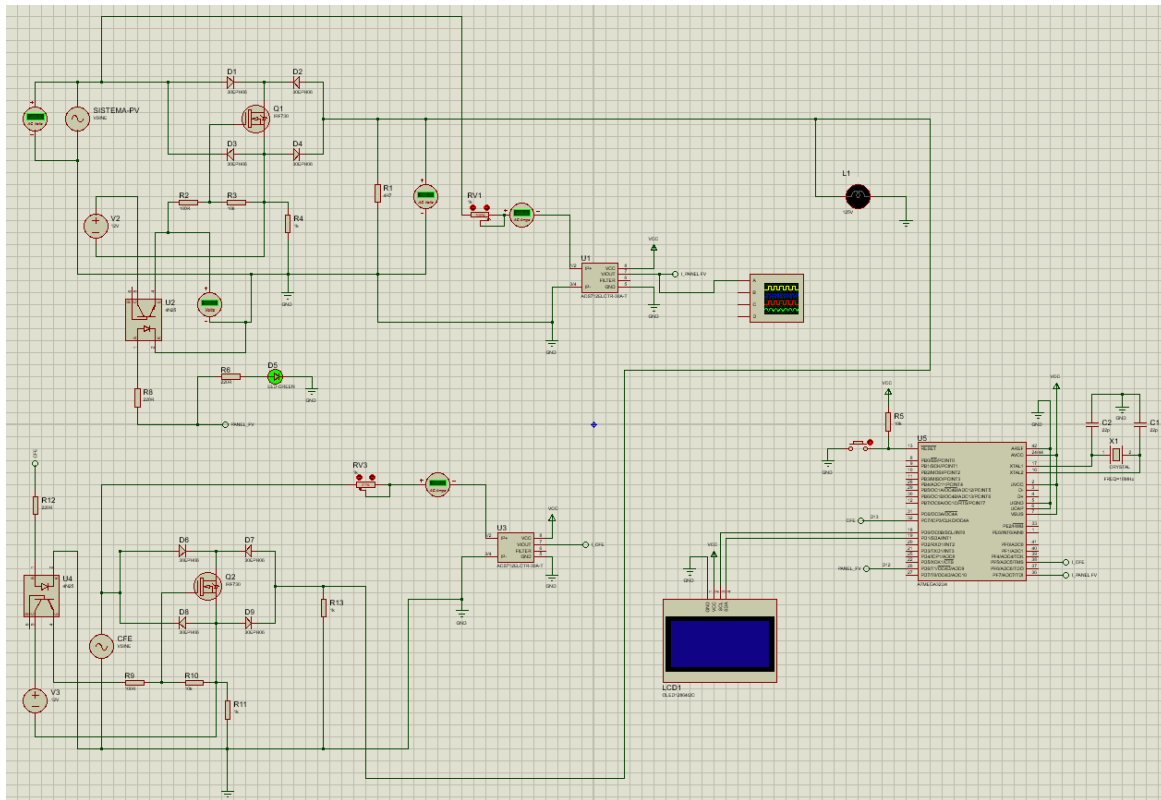


Fig. 33 Diagrama esquemático del interruptor en el simulador.

Anexo 4 Datos software PVSyst



PVsyst V8.0.14

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 1230 Wp

Guacamayas - Mexico

Author



Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.14

VC0. Simulation date:
11/08/26 11:07
with V8.0.14

Project summary

Geographical Site
Guacamayas
Mexico

Situation
Latitude 18.88 °(N)
Longitude -99.22 °(W)
Altitude 1342 m
Time zone UTC-6

Project settings
Albedo 0.20

Weather data
Guacamayas
NASA-SSE satellite data 1983-2006 - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1
Fixed plane
Tilt/Azimuth 20 / 0 °

Near Shadings
no Shadings

User's needs
Ext. defined as file
C:\Users\MEX-2216\Downloads\perfil_consumo_pvsyst

System Information

PV Array

Nb. of modules

2 units

Pnom total

1230 Wp

Inverters

Nb. of units

1 unit

Total power

1 kWac

Pnom ratio

1.23

Results summary

Produced Energy 2365.0 kWh/year

Specific production

1923 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

83.45 %

Used Energy 74.8 kWh/year

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	6
Predef. graphs	6
Single-line diagram	12
Cost of the system	13
CO ₂ Emission Balance	14



Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.14

VC0. Simulation date:
11/08/26 11:07
with V8.0.14

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane
Tilt/Azimuth 20 / 0 °

No 3D scene defined, no shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteorism
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Ext. defined as file

C:\Users\MEX-2216\Downloads\perfil_consumo_pvsyst_formato_ok.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
6.47	6.76	6.46	6.13	6.38	6.16	6.43	6.40	6.04	6.38	6.13	6.08	74.8	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model JAM66-D46-616-LB

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 616 Wp

Number of PV modules 2 units

Nominal (STC) 1230 Wp

Modules 1 strings x 2 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1141 Wp

U mpp 74 V

I mpp 16 A

Total PV power

Nominal (STC) 1.23 kWp

Total 2 modules

Module area 6.4 m²

Inverter

Manufacturer Generic

Model MIC 1000TL-X

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 1.00 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 1.0 kWac

Operating voltage 60-600 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.23

Total inverter power

Total power 1 kWac

Number of inverters 1 unit

Pnom ratio 1.23

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 1.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 79 mΩ

Loss Fraction 1.60 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.76 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 0.60 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	60°	60°	70°	76°	80°	86°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000



Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:

11/08/25 11:07

with V8.0.14

Main results

System Production

Produced Energy

2365.0 kWh/year

Used Energy

74.8 kWh/year

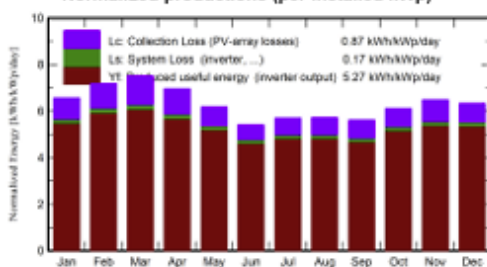
Specific production

1923 kWh/kWp/year

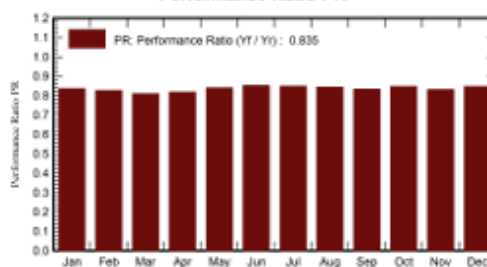
Perf. Ratio PR

83.46 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	160.9	32.86	16.88	203.6	199.1	216.0	6.47	0.00	209.2	6.47
February	170.8	32.20	18.28	201.4	197.6	211.3	6.76	0.00	204.6	6.76
March	216.8	41.23	20.06	233.1	227.6	239.6	6.46	0.00	232.0	6.46
April	211.8	62.60	21.77	208.8	203.2	216.8	6.13	0.00	209.8	6.13
May	206.6	64.79	21.83	191.6	186.7	204.6	6.38	0.00	197.9	6.38
June	180.3	67.80	20.48	162.6	166.9	176.1	6.16	0.00	170.3	6.16
July	194.7	67.68	20.20	176.6	170.2	190.4	6.43	0.00	184.2	6.43
August	186.0	66.96	20.28	177.8	172.0	190.4	6.40	0.00	184.2	6.40
September	162.9	60.60	19.62	168.7	163.7	178.6	6.04	0.00	172.9	6.04
October	166.6	49.91	18.96	189.3	184.3	203.3	6.38	0.00	197.0	6.38
November	167.8	34.60	18.10	194.6	190.2	206.2	6.13	0.00	198.7	6.13
December	161.9	31.93	17.07	196.3	192.2	211.0	6.08	0.00	204.3	6.08
Year	2166.8	602.86	19.46	2304.1	2242.6	2442.9	74.80	0.00	2366.0	74.80

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_User Energy supplied to the user

E_Solar Energy from the sun

E_Grid Energy injected into grid

EFrGrid Energy from the grid

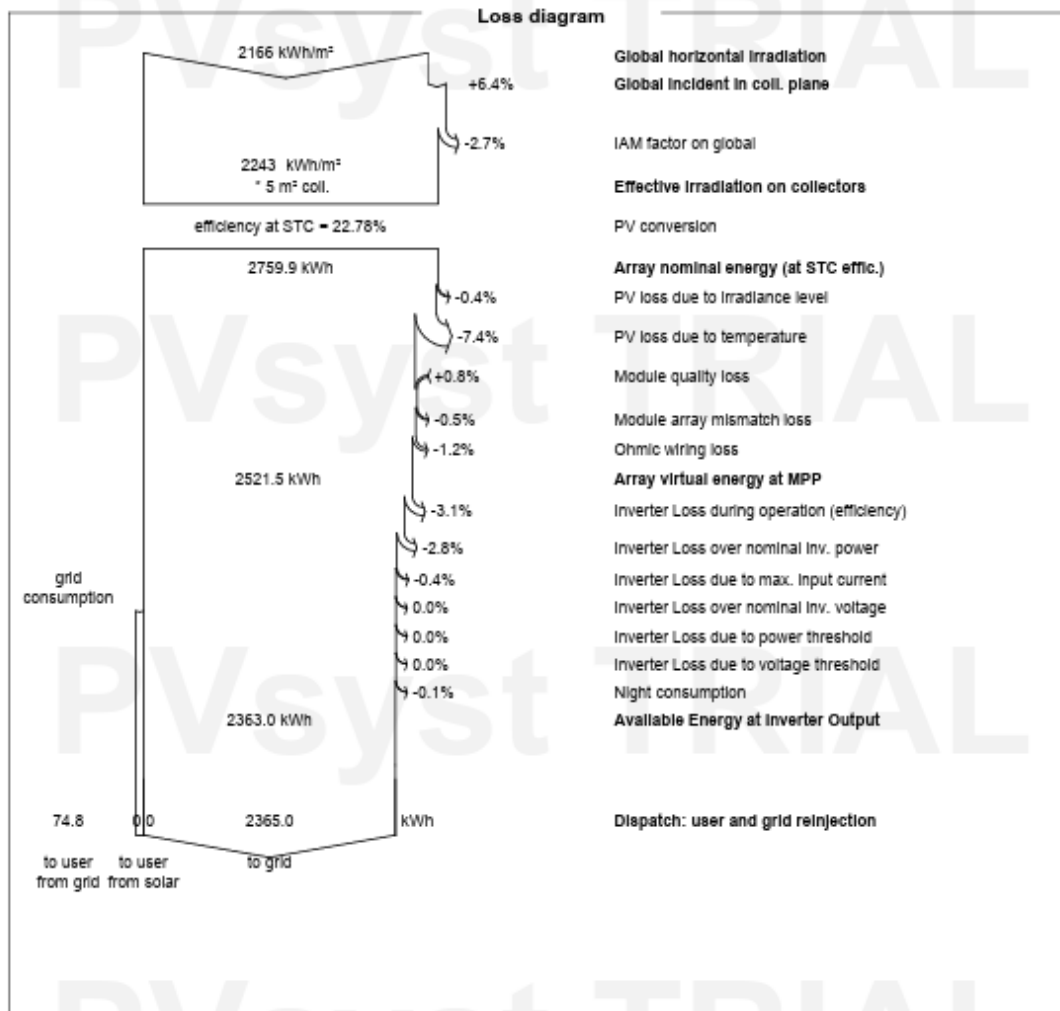


Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:
11/08/25 11:07
with V8.0.14





Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.14

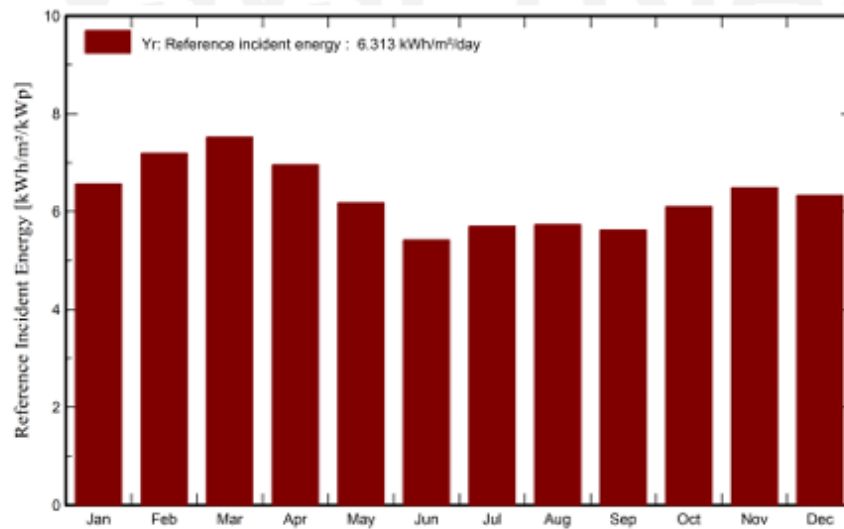
VCO, Simulation date:

11/08/26 11:07

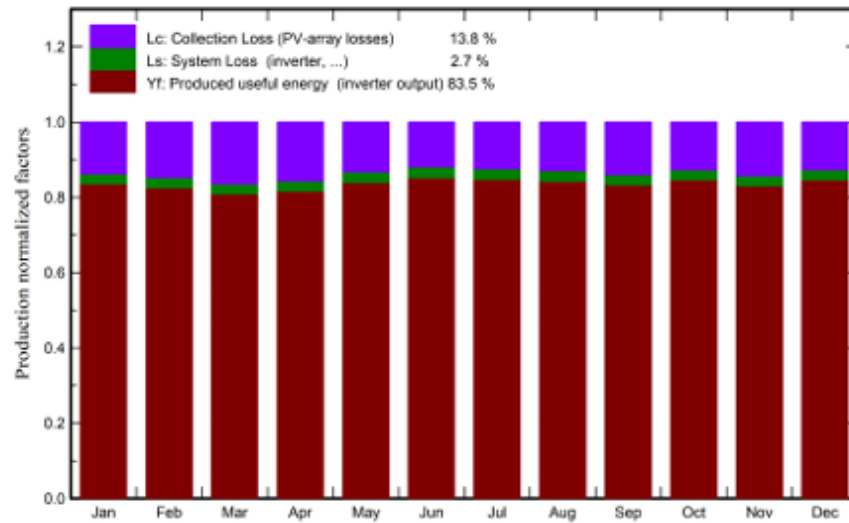
with V8.0.14

Predef. graphs

Reference Incident Energy In Collector Plane



Normalized Production and Loss Factors





Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

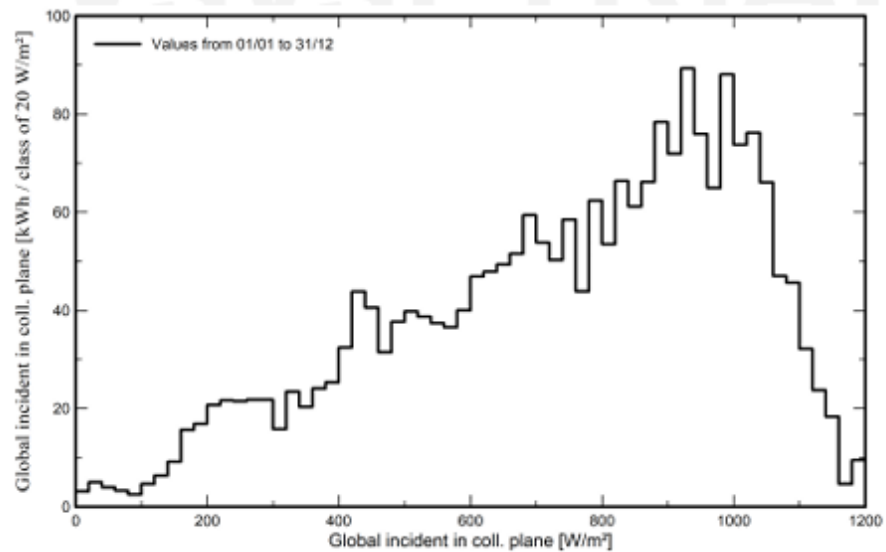
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.14

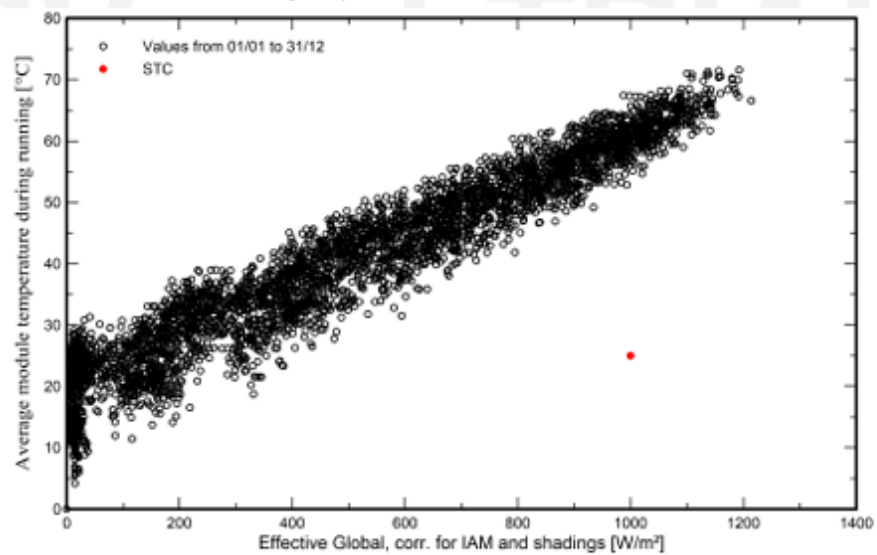
VC0, Simulation date:
11/08/26 11:07
with V8.0.14

Predef. graphs

Incident Irradiation Distribution



Array Temperature vs. Effective Irradiance





Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

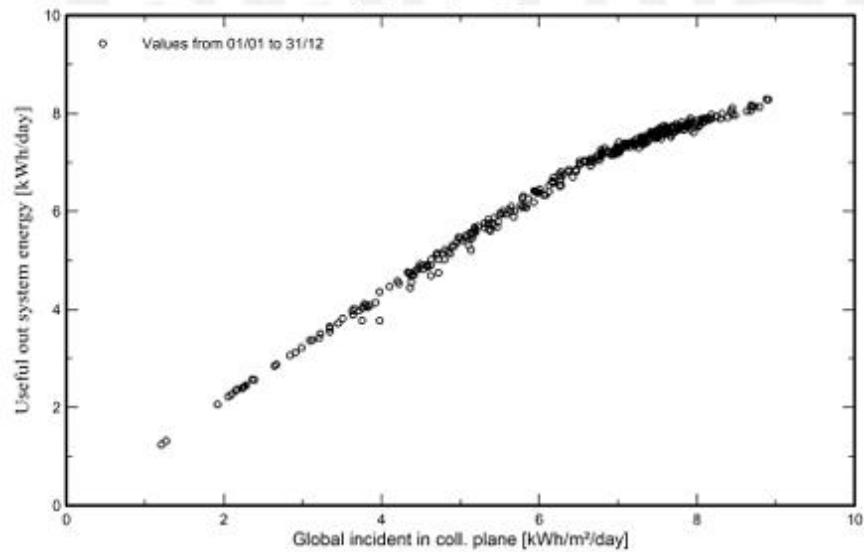
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.14

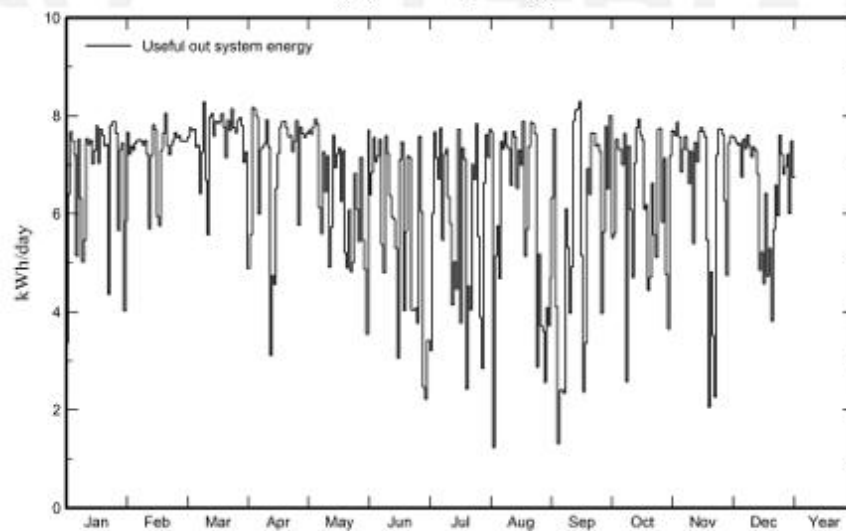
VC0, Simulation date:
11/08/26 11:07
with V8.0.14

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



Daily System Output Energy



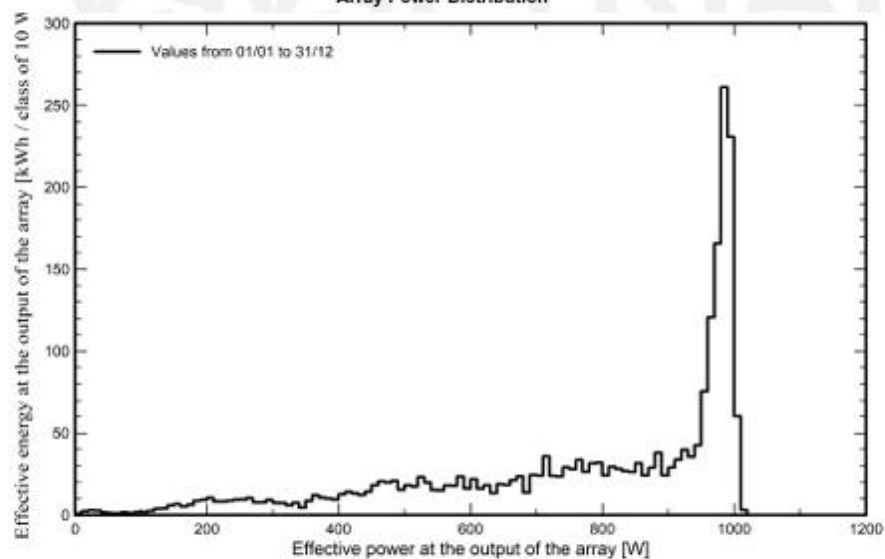


PVsyst V8.0.14

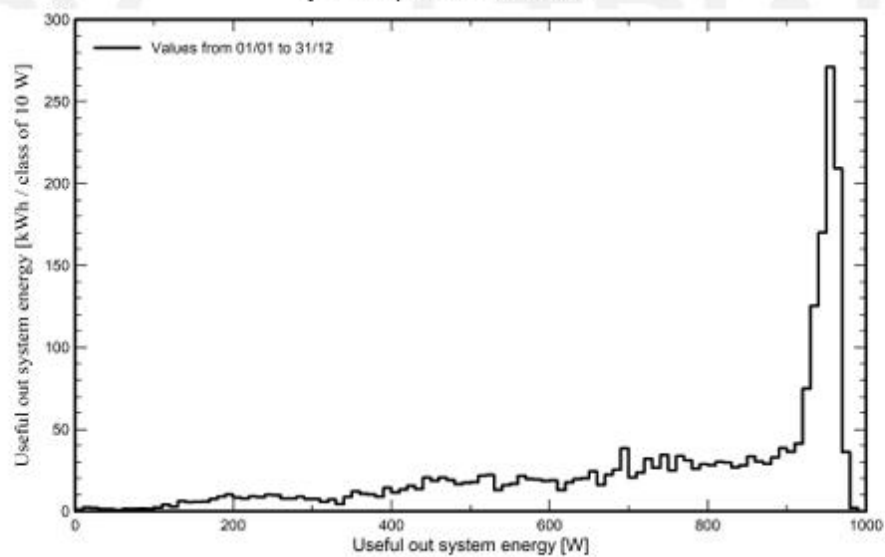
VC0, Simulation date:
11/08/26 11:07
with V8.0.14

Predef. graphs

Array Power Distribution



System Output Power Distribution



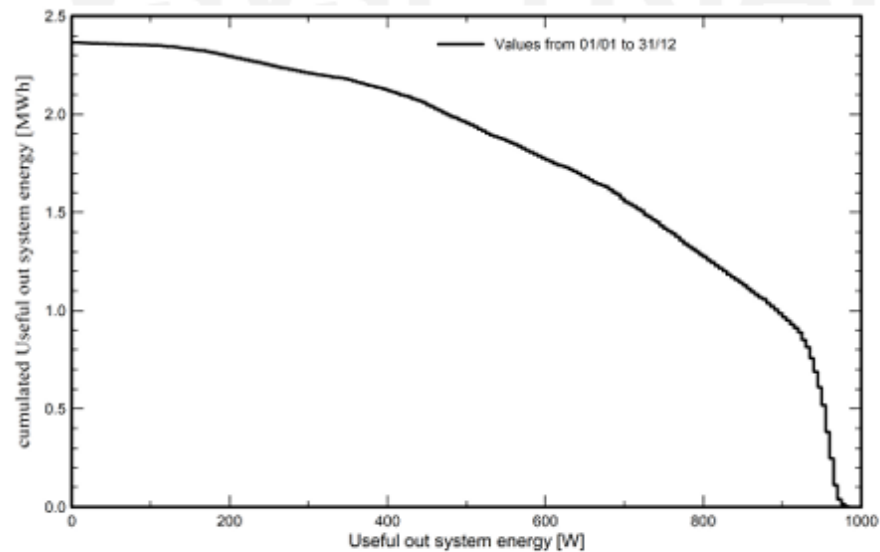


PVsyst V8.0.14

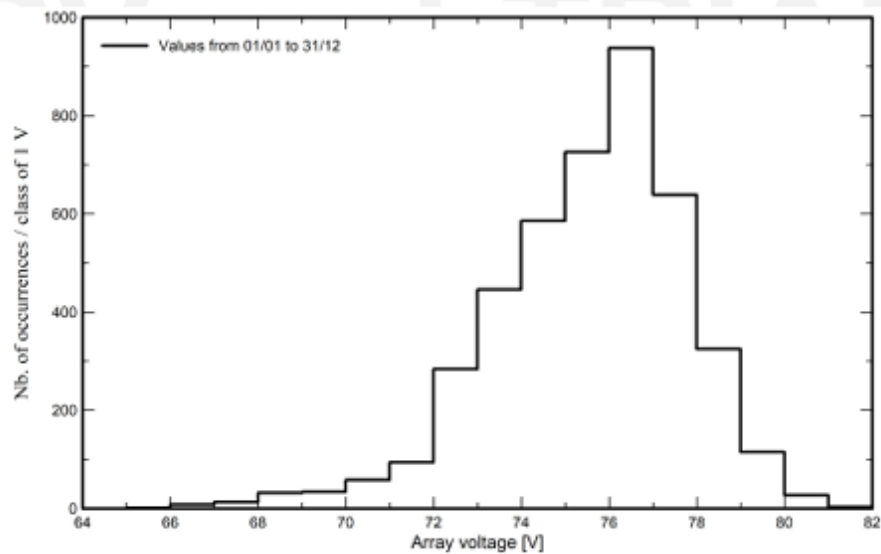
VC0. Simulation date:
11/08/26 11:07
with V8.0.14

Predef. graphs

System Output Power cumulative distribution



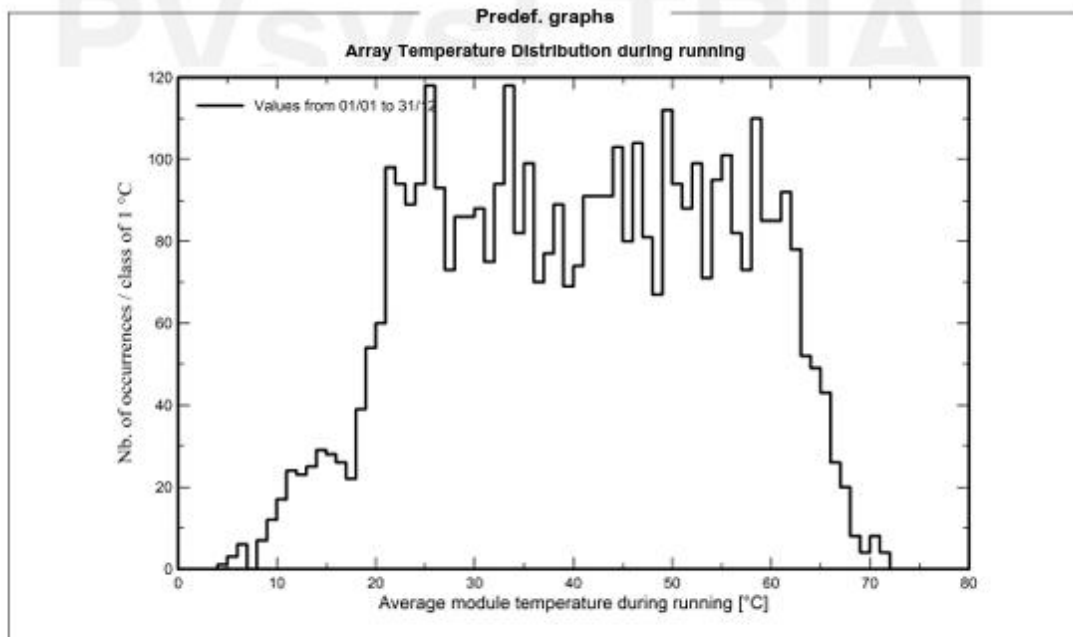
Array Voltage Distribution

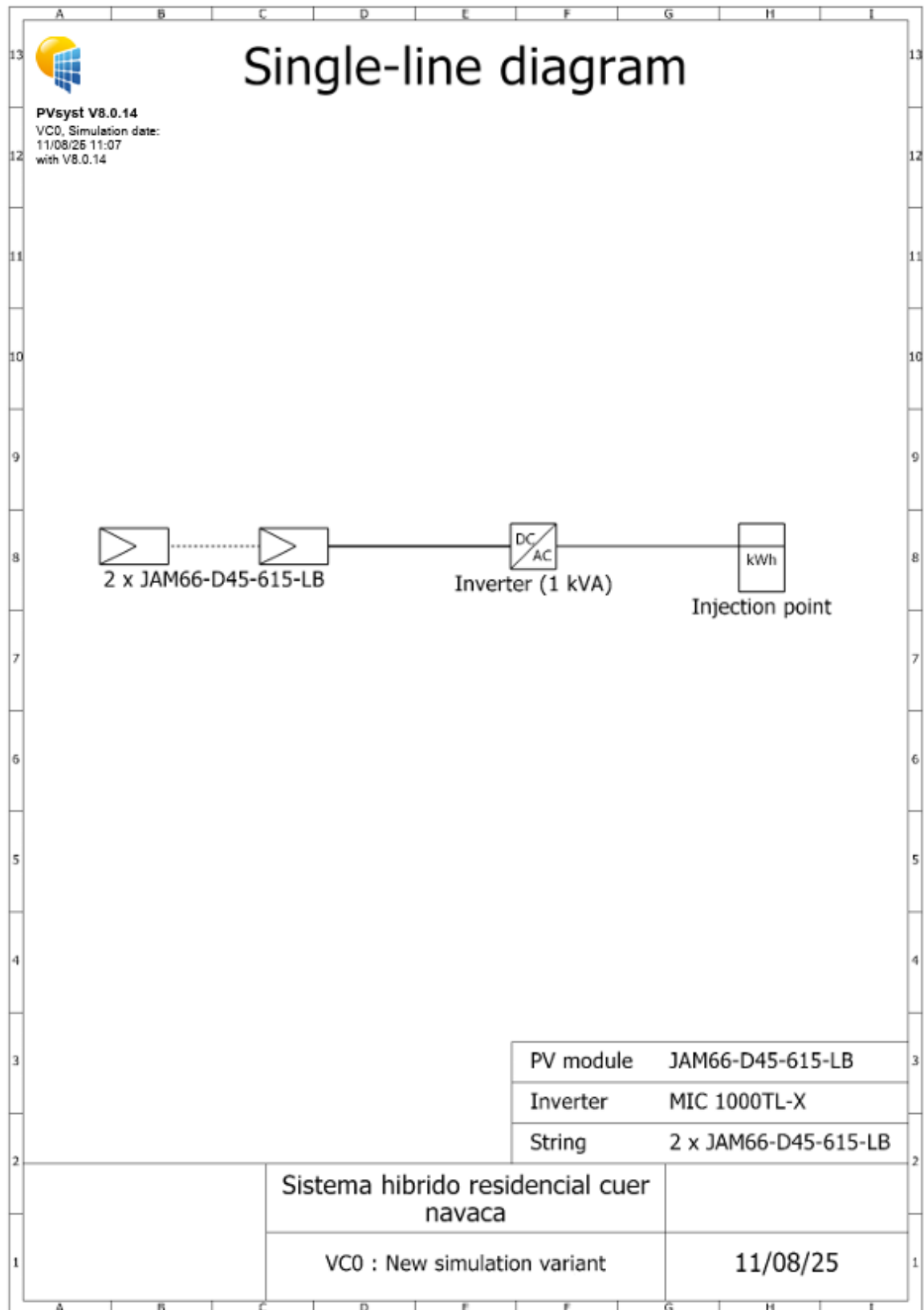




PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:
11/08/26 11:07
with V8.0.14







Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.14

VC0, Simulation date:
11/08/26 11:07
with V8.0.14

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost MXN	Total MXN
		Total	0.00
		Depreciable asset	0.00

Operating costs

Item	Total MXN/year
Total (OPEX)	0.00

System summary

Total installation cost	0.00 MXN
Operating costs	0.00 MXN/year
Useful energy from solar	0.0 kWh/year
Energy sold to the grid	2366 kWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0000 MXN/kWh



Project: Sistema hibrido residencial cuernavaca

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.14

VC0. Simulation date:

11/08/26 11:07

with V8.0.14

CO₂ Emission Balance

Total: 25.1 tCO₂

Generated emissions

Total: 2.45 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 31.7 tCO₂

System production: 2366.19 kWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 447 gCO₂/kWh

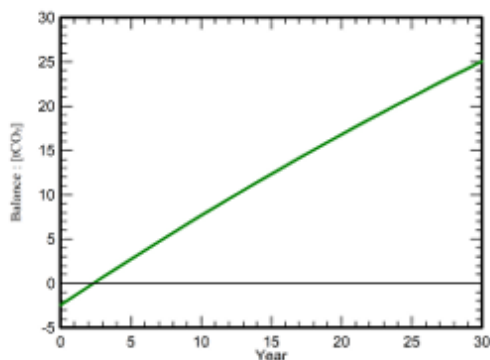
Source: IEA List

Country: Mexico

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

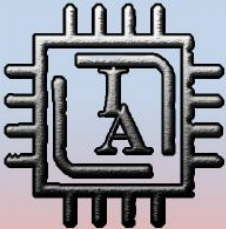
Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	1.23 kWp	2107
Supports	2.98 kgCO ₂ /kg	20.0 kg	69.6
Inverters	296 kgCO ₂ /	1.00	296

Anexo 5 Reconocimiento de Publicación



***Revista Investigación Aplicada,
un Enfoque en la Tecnología***
<https://www.investigacionaplicadarevista.com/>

Otorga el presente

RECONOCIMIENTO

A:

Rafael de Jesús González Chávez
Jesús Aguayo Alquicira
Víctor Hugo Olivares Peregrino
Oscar Sánchez Vargas
Dryden Gilberto Estrada Téllez

Por su colaboración con el artículo:

**«Diseño e integración de un sistema de conmutación
automática en un sistema fotovoltaico híbrido para uso
doméstico»**

Publicado en la Edición número 19 (Enero-Junio 2025).

La revista es **arbitrada** y revisada en pares por evaluadores con amplia experiencia en la investigación. **Reserva de Derechos al Uso Exclusivo** No. 04-2017-061312174600-203, ISSN: 3594-035X, ambos otorgados por el Instituto Nacional del Derecho de Autor. International Standard Serial Number – International Centre, dirigido por la Red ISSN, con sede en París. Instituto Nacional del Derecho de Autor - Centro Nacional ISSN México (México, Internacional), Latindex. Folio: 28438, ORCID, Researcher ID, AGJ-9088-2022, Academia.edu, Google Académico, DOI de la revista **10.60968/iaet.3594-035X**, MENDELEY (ELSEVIER) SJIF (Scientific Journal Impact Factor), Portal UNAM-Latindex, Livre, RePEc (Research Papers in Economics), LatinREV (Red latinoamericana de revistas académicas en ciencias sociales y humanidades).

Se extiende el presente el día 24 de Junio de 2025.


Dra. Zulma Sánchez Estrada
Comité editorial


Dr. Jorge Noriega Zenteno
Comité editorial

DOI: 10.60968/iaet.3594-035X.875
IAET-PUB-UN-1245



Anexo 6 Tabla del estado del arte.

Ref	Año	Tipo	Revista	Aplicación	Que reali	BIA'S	Objetivo	Resultados
A. Al-Shahri et al., "Solar photovoltaic energy optimization methods, challenges and issues: A comprehensive review," Journal of Cleaner Production, vol. 284, p. 125465, 2021.	2021	Revista	ELSEVIER	Métodos de optimización de la energía solar fotovoltaica, retos y problemas: Una revisión exhaustiva	Optimización en sistemas de energías renovables, como son los sistemas de energía solar, así como métodos de optimización inteligente más recientes utilizados en sistemas de energía solar	GA, PSO, Otros	Costo, Carga, Tamaño, Otros	Los algoritmos de optimización han demostrado excelentes resultados en aplicaciones fotovoltaicas solares con respecto a la demanda de carga y la generación de energía
J. Kour and A. Shukla, "Enhanced energy harvesting from rooftop PV array using Block Swap algorithm," Energy Conversion and Management, vol. 247, p. 114691, 2021.	2021	Revista	ELSEVIER	Mejora de la captación de energía de paneles fotovoltaicos en tejados mediante el algoritmo Block Swap	Propone una técnica de reconfiguración de matrices fotovoltaicas implementable en campo denominada Block Swap-inspired Fixed Column (BSFC). La técnica de reconfiguración propuesta realiza las conexiones una sola vez (en el momento de la instalación del conjunto fotovoltaico)	Block Swap	Conseguir una dispersión eficaz de la sombra y una mejora de la potencia sin reubicar físicamente los paneles fotovoltaicos	Comparativa. El análisis comparativo de BSFC con otras técnicas de reconfiguración como SP, TCT, OE y OEP confirma la superioridad del enfoque propuesto en potencia, las bajas variaciones de corriente en la fila y la dispersión uniforme de la sombra.
A. F. Mirza, M. Mansoor, Q. Ling, B. Yin, and M. Y. Javed, "A Salp-Swarm Optimization based MPPT technique for harvesting maximum energy from PV systems under partial shading conditions," Energy Conversion and Management, vol. 209, p. 112625, 2020.	2020	Revista	ELSEVIER	Una técnica MPPT basada en la optimización Salp-Swarm para cosechar la máxima energía de los sistemas fotovoltaicos en condiciones de sombreado parcial.	Este artículo presenta una novedosa técnica bioinspirada para sistemas fotovoltaicos (FV) bajo diversas condiciones climáticas, que utiliza Salp Swarm Optimization (SSO) para un MPPT efectivo. Hace uso de la propiedad de explotación confinada de las salpas para máxima potencia disponible, especialmente en condiciones de sombreado parcial	SSO, ABC, PSO, CS, DFO, Otros	Busca el punto de máxima potencia	Los resultados, el análisis analítico y los datos estadísticos muestran que la técnica propuesta supera significativamente a las técnicas existentes en términos de tiempo de seguimiento, eficiencia de conversión de potencia y robustez.
M. A. Sameh, M. I. Marei, M. Badr, and M. A. Attia, "An optimized PV control system based on the emperor penguin optimizer," Energies, vol. 14, no. 3, p. 751, 2021.	2021	Revista	ELSEVIER	Un sistema de control fotovoltaico optimizado basado en el optimizador Emperor Penguin	Se realiza un control optimizado mediante la aplicación de algoritmos de optimización relativamente nuevos a sistemas fotovoltaicos en condiciones de sombreado parcial	MPPT, PS, EPO, PSO, CFA	Optimizar el control del sistema en condiciones de sombreado parcial.	El algoritmo EPO es bastante fácil de implementar y su carga matemática es menor que la del CFA. Además, los resultados muestran que considerar el término de energía en la función objetivo da lugar a un tiempo de respuesta más rápido sin oscilaciones en comparación con la función objetivo basada únicamente en la potencia cosechada.
M. Y. Javed et al., "A comprehensive review on a PV-based system to harvest maximum power," Electronics, vol. 8, no. 12, p. 1480, 2019.	2019	Revista	MDPI	Revisión exhaustiva de un sistema fotovoltaico para cosechar la máxima potencia.	Se hace un repaso exhaustivo de los componentes esenciales del sistema fotovoltaico y se analizan sus características comparativas.	MPPT, DE, FPA, P&O-PSO, ACO, GA	Técnicas MPPT convencionales	Se revisan varias tecnologías MPPT y se describen el diagrama de bloques, el diagrama esquemático, el principio de funcionamiento, el algoritmo y sus ventajas e inconvenientes.
B. Yang et al., "Novel bio-inspired memetic salp swarm algorithm and application to MPPT for PV systems considering partial shading condition," Journal of cleaner production, vol. 215, pp. 1203-1222, 2019.	2019	Revista	ELSEVIER	Novedoso algoritmo memético de enjambre salp bioinspirado y aplicación al MPPT para sistemas fotovoltaicos considerando condiciones de sombreado parcial.	Método de optimización bioinspirado denominado algoritmo de enjambre salp memético (MSSA). Se desarrolla extendiendo el algoritmo de enjambre salp original (SSA) con múltiples cadenas salp independientes	MSSA, SSA, GA, PSO, ABC, CSA, GWO, TLBO, GMPP, LMPP	Propone un novedoso algoritmo de enjambre salp memético (MSSA) para MPPT de sistemas fotovoltaicos bajo PSC	MSSA puede hacer que el sistema fotovoltaico genere la mayor energía que otros enfoques en diferentes condiciones meteorológicas y estaciones,

A. F. Mirza, M. Mansoor, and Q. Ling, "A novel MPPT technique based on Henry gas solubility optimization," <i>Energy Conversion and Management</i> , vol. 225, p. 113409, 2020.	2020	Revista	ELSEVIER	Una novedosa técnica MPPT basada en la optimización de la solubilidad del gas Henry	Este trabajo propone una nueva técnica MPPT basada en la optimización de la solubilidad del gas de Henry (HGO).	PSO, GHO, P&O	Una nueva técnica de optimización aplicado en MPPT	muestran que el HGO cosecha la mayor cantidad de energía con la mayor potencia media
S. Motahhir et al., "Optimal energy harvesting from a multistrings PV generator based on artificial bee colony algorithm," <i>IEEE Systems Journal</i> , vol. 15, no. 3, pp. 4137-4144, 2020.	2020	Revista	IEEE	Recolección óptima de energía de un generador fotovoltaico multistrings basada en el algoritmo de colonia de abejas artificiales.	Se propone un algoritmo centralizado de seguimiento global de la potencia máxima (GMPPT) para un sistema fotovoltaico multistring sujeto a condiciones de sombreado parcial. El algoritmo se basa en colonias artificiales de abejas (ABC) como método de optimización para proporcionar los ciclos de trabajo óptimos que permitan la extracción de la potencia máxima global óptima de cada subcadena	ABC, PSO, P&O,	Optimizar la recolección de energía proponiendo un algoritmo de colonia de abeja artificial.	Han demostrado la eficacia y la precisión del enfoque propuesto para encontrar la potencia óptima disponible de todo el sistema fotovoltaico. La solución propuesta de extraer la potencia óptima disponible en topología multistring puede implementarse fácilmente en varios sistemas FV prácticos
Z. Almusaid, B. Asiabanpour, and S. Aslan, "Optimization of solar energy harvesting: An empirical approach," 2018.	2018	Revista	Hindawi	Optimización de la captación de energía solar: un enfoque empírico.	Identificar los factores significativos, su rango y los ajustes óptimos para mejorar el rendimiento del panel fotovoltaico. Los factores controlables son la inclinación, la orientación (acimut), el viento y el nivel de limpieza.	RSM	Buscar el punto más óptimo para captar la energía solar	Los cuatro factores investigados en este estudio para optimizar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos tienen un impacto significativo en la producción de energía.
Z. Z. Jamil and M. M. Hamed, "An empirical approach towards solar energy harvesting optimization," in <i>Journal of Physics: Conference Series</i> , 2019, vol. 1362, no. 1: IOP Publishing, p. 012141.	2019	Congreso	IOP	Un enfoque empírico para la captación de energía solar: Optimización.	El objetivo central era orientar mejoras en el rendimiento de los paneles solares. En particular, el objetivo del estudio fue identificar y optimizar los parámetros que afectan.	RSM	El grado en que la ubicación de los paneles fotovoltaicos está en su máximo rendimiento	Cuando la orientación del panel FV era hacia el este, los recorridos antes del mediodía alcanzaron las máximas diferencias de potencia. Por otro lado, fue después de que el panel FV orientado hacia el oeste alcanzó las máximas diferencias de potencia. En general, los resultados señalaron la importancia crítica del seguimiento del sol para la optimización de los resultados de los paneles FV.
A. Mohammadnia, A. Rezanian, B. M. Ziapour, F. Sedaghati, and L. Rosendahl, "Hybrid energy harvesting system to maximize power generation from solar energy," <i>Energy conversion and management</i> , vol. 205, p. 112352, 2020.	2020	Revista	ELSEVIER	Sistema híbrido de captación de energía para maximizar la generación de electricidad a partir de energía solar.	Propone un novedoso sistema híbrido de generación para mejorar la conversión de la radiación solar en electricidad.	NA	El rendimiento de los paneles fotovoltaicos durante el día,	Muestran que la CPV generó la mayor fracción de potencia eléctrica entre los mecanismos de captación de energía considerados en este estudio
E. Mendez, A. Ortiz, P. Ponce, I. Macias, D. Balderas, and A. Molina, "Improved MPPT algorithm for photovoltaic systems based on the earthquake optimization algorithm," <i>Energies</i> , vol. 13, no. 12, p. 3047, 2020.	2020	Revista	MDPI	Algoritmo MPPT mejorado para sistemas fotovoltaicos basado en el algoritmo de optimización de terremotos.	Este trabajo presenta una novedosa alternativa para MPPT, basada en el Algoritmo de Optimización de Terremoto (EA) que permite una solución con una fácil calibración de parámetros y un comportamiento dinámico mejorado	MPPT, PSO, P&O, EA	Un algoritmo eficiente para la aplicación MPPT	Las pruebas realizadas mostraron un 17,12% y un 12,4% de reducción en la energía desperdiciada en un lapso de tiempo de 10 s, en comparación con el MPPT basado en P&O y PSO respectivamente. Por su parte, la propuesta consiguió reducir la potencia desperdiciada en el mismo periodo de 10 s, con un 33,8% respecto a la solución PSO y un 36,48% respecto a la clásica P&O.

A. K. Ioannou, N. E. Stefanakis, and A. G. Boudouvis, "Design optimization of residential grid-connected photovoltaics on rooftops," <i>Energy and Buildings</i> , vol. 76, pp. 588-596, 2014.	2014	Revista	ELSEVIER	Optimización del diseño de sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red en tejados	Ilustrar la importancia de la interacción entre los paneles fotovoltaicos y la geometría de las filas fotovoltaicas creadas en lo que respecta al diseño óptimo de campos fotovoltaicos con las restricciones adecuadas.	GRG, SQP	La metodología propuesta incluye un modelo de producción de energía fotovoltaica que tiene en cuenta las pérdidas por auto sombreado y su efecto en la producción de energía	El método propuesto incorpora un modelo empírico que calcula las pérdidas por autosombreado, en función de la anchura entre módulos, el factor de espaciado y la relación entre radiación difusa y radiación global.
T. Khatib, A. Mohamed, and K. Sopian, "A review of photovoltaic systems size optimization techniques," <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> , vol. 22, pp. 454-465, 2013.	2013	Revista	ELSEVIER	Revisión de las técnicas de optimización del tamaño de los sistemas fotovoltaicos	Se revisa el estado actual de la investigación sobre la optimización del tamaño de los sistemas fotovoltaicos, teniendo en cuenta los sistemas fotovoltaicos autónomos, los sistemas híbridos con generador diésel, eólicos y los fotovoltaicos/eólicos/generador diésel y los sistemas conectados a la red.	Usaron métodos convencionales y de IA como GA	Dimensionamiento e instalación óptimos de sistemas de energía fotovoltaica.	Los principales métodos de optimización utilizados son métodos basados en la simulación (métodos numéricos) que utilizan largas series temporales de datos meteorológicos. Por su parte, las técnicas de IA, como algoritmo genético y la RNA desempeñan un papel importante en la mejora de la aplicabilidad de las técnicas de optimización
Y. Gurkaynak and A. Khaligh, "Control and power management of a grid connected residential photovoltaic system with plug-in hybrid electric vehicle (PHEV) load," in <i>2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition</i> , 2009: IEEE, pp. 2086-2091.	2009	Revista	IEEE	Control y gestión de potencia de un sistema fotovoltaico residencial conectado a la red con carga de vehículo eléctrico híbrido enchufable (PHEV)	Este trabajo propone el control y la gestión de potencia de un sistema fotovoltaico residencial conectado a la red, que puede utilizarse para cargar la batería de un PHEV.	MPPT	Controla el flujo de energía entre el conjunto fotovoltaico, la batería, la carga y la compañía eléctrica.	Este algoritmo ejecuta el sistema para lograr el flujo de energía óptimo durante el día, de acuerdo con la hora del día y el SOC del paquete de baterías. Se realiza una simulación anual para probar el sistema y se demuestra que es robusto incluso en los peores días.
M. Emmanuel and R. Rayudu, "Evolution of dispatchable photovoltaic system integration with the electric power network for smart grid applications: A review," <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> , vol. 67, pp. 207-224	2017	Revista	ELSEVIER	Evolución de la integración de sistemas fotovoltaicos gestionables con la red eléctrica para aplicaciones de redes inteligentes: Una revisión	En este documento se examina la evolución de los sistemas de control, supervisión y comunicación en la red de distribución activa, las repercusiones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, las tecnologías de inversores interactivos y las configuraciones de redes de comunicación para la integración de unidades fotovoltaicas gestionables en el sistema de energía eléctrica.	NA	examina la evolución de los sistemas de control, supervisión y comunicación en la red de distribución activa, las repercusiones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red	Presenta varias tecnologías de inversores interactivos con la red eléctrica. Se ha descubierto que estos inversores deben ser capaces de transferir el funcionamiento de modo conectado a la red a modo aislado y viceversa sin problemas para reducir el impacto adverso de la intermitencia inherente de la fuente fotovoltaica.
M. Sechilariu, B. Wang, and F. Locment, "Building Integrated Photovoltaic System with Energy Storage and Smart Grid Communication," <i>IEEE Transactions on Industrial Electronics</i> , vol. 60, no. 4, pp. 1607-1618, 2013	2013	Revista	IEEE	Sistema fotovoltaico integrado en edificios con almacenamiento de energía y comunicación de red inteligente	Este trabajo propone, para zonas urbanas, un sistema fotovoltaico integrado en edificios (BIPV) principalmente para la autoalimentación de edificios equipados con paneles fotovoltaicos y almacenamiento. Con el objetivo de eliminar las conversiones múltiples de energía, se considera una distribución de red de CC.	NA	Eliminar las conversiones múltiples de energía.	Este estudio muestra la relevancia de la BIPV de CC y la importancia de la conexión a la red eléctrica y permite trazar más pasos en la gestión integrada de la energía. La supervisión de la gestión integrada de la energía predice las etapas de la integración en la red inteligente.
Q. Peng, A. Sangwongwanich, Y. Yang, and F. Blaabjerg, "Grid-friendly power control for smart photovoltaic systems," <i>Solar Energy</i> , vol. 210, pp. 115-127, 2020/11/01/ 2020	2020	Revista	ELSEVIER	Control de potencia para sistemas fotovoltaicos inteligentes que no dañan la red	Este artículo presenta una visión general de los recientes avances en el control flexible de la potencia activa (FAPC) que permite la integración en la red de sistemas fotovoltaicos inteligentes.	NA	Presenta una visión general de las estrategias FAPC para los sistemas fotovoltaicos modernos de fácil conexión a la red	A partir de las demandas de la red, los sistemas FV Se desea que proporcionen un apoyo adicional, que pueda resistir eficazmente diversos problemas como la sobrecarga, la fluctuación de la tensión y la desviación de la frecuencia, etc. Estas potentes funciones pueden realizarse con la ayuda de los ESS, la gestión del lado de la red o un controlador FV rediseñado

M. A. J. Priya, B. A. Kumar, and S. Senthilrani, "Phase Locked Loop for controlling inverter interfaced with grid connected solar PV system," in 2018 National Power Engineering Conference (NPEC), 9-10 March 2018 2018	2018	Revista	IEEE	Phase Locked Loop para controlar el inversor interconectado con un sistema solar fotovoltaico conectado a la red	Se describe una topología de conversión fotovoltaica que se sincroniza con la red mediante PLL. Inicialmente, el módulo fotovoltaico está diseñado y analizado utilizando diferentes parámetros como la irradiación, temperatura y corriente en serie	MPPT, PO	Se utiliza el algoritmo Perturbar y Observar. Es el Método directo y sencillo para encontrar el punto de máxima potencia en el panel solar.	Se diseña un panel solar fotovoltaico y sus características de tensión-potencia y tensión-corriente. Variación de temperatura, variación de resistencia y variación de irradiación en el módulo fotovoltaico
C. L. Nge, I. U. Ranaweera, O.-M. Midtgård, and L. Norum, "A real-time energy management system for smart grid integrated photovoltaic generation with battery storage," Renewable Energy, vol. 130, pp. 774-785, 2019/01/01/ 2019	2019	Revista	ELSEVIER	Un sistema de gestión de la energía en tiempo real para la generación fotovoltaica integrada en la red inteligente con almacenamiento en baterías	Este artículo propone un sistema de gestión de la energía (EMS) para inversores fotovoltaicos conectados a la red con almacenamiento en baterías. El EMS está conectado a una red inteligente que emplea el modelo de respuesta a la demanda. El EMS tiene como objetivo Maximizar los ingresos totales durante un periodo de tiempo determinado.	NA	Propone un sistema de gestión de la energía (SGE) en tiempo real adecuado para instalaciones fotovoltaicas sobre tejado con almacenamiento en baterías	El EMS propuesto ofrece resultados razonables para alcanzar el objetivo de maximizar los ingresos en supuestos prácticos en los que la potencia fotovoltaica se pronostica y la capacidad de almacenamiento de la batería está limitada
M. Qadrdan, N. Jenkins, and J. Wu, "Chapter II-3-D - Smart Grid and Energy Storage," in McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition), S. A. Kalogirou Ed.: Academic Press, 2018, pp. 915-928	2018	Revista	ELSEVIER	Redes inteligentes y almacenamiento de energía	Garantizar que los grandes generadores centrales puedan seguir funcionando y que el sistema se mantenga estable.	NA	Garantizar que los grandes generadores centrales puedan seguir funcionando	Se espera que las baterías desempeñen un papel vital en el funcionamiento fiable de los futuros sistemas eléctricos con una gran proporción de generación renovable variable
R. Panigrahi, S. K. Mishra, S. C. Srivastava, A. K. Srivastava, and N. N. Schulz, "Grid Integration of Small-Scale Photovoltaic Systems in Secondary Distribution Network—A Review," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 56, no. 3, pp. 3178-3195, 2020	2020	Revista	IEEE	Integración en red de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en la red de distribución secundaria	Reúne y resume todos los aspectos mencionados de un sistema fotovoltaico integrado en la red, incluidas diversas normas, arquitecturas de etapas de potencia, métodos de sincronización con la red, funcionamiento en condiciones extremas y metodologías de control, en relación con las plantas fotovoltaicas de pequeña escala	NA	Funcionamiento en condiciones extremas y metodologías de control, en relación con las plantas fotovoltaicas de pequeña escala	Ayudará a los investigadores noveles a familiarizarse con el tema y les presentará algunas de las principales cuestiones que se plantean en este ámbito. los principales problemas que se plantean en este campo
M. S. Javadi, M. Gough, M. Lotfi, A. Esmaeel Nezhad, S. F. Santos, and J. P. S. Catalão, "Optimal self-scheduling of home energy management system in the presence of photovoltaic power generation and batteries," Energy, vol. 210, p. 118568, 2020/11/01/ 2020	2020	Revista	ELSEVIER	Auto programación óptima del sistema de gestión de la energía doméstica en presencia de generación fotovoltaica y baterías	En este artículo se propone un diseño eficaz de HEMS para la autoprogramación de los activos de un usuario final residencial. El modelo sugerido considera la existencia de un esquema de precios dinámicos, como el precio en tiempo real (RTP), el tiempo de uso (TOU) y la tarifa en bloque inclinada (IBR), que son programas eficaces de respuesta a la demanda (DRP) puestos en marcha para aliviar la factura energética	NA	Se estudian las repercusiones de diversas estructuras tarifarias en la autoprogramación óptima de los dispositivos de los prosumidores. El prosumidor típico examinado en este estudio tiene un panel fotovoltaico instalado en el tejado y una BEES estacionaria.	En este documento se considera un modelo sencillo de consumo de energía constante para los aparatos con determinados intervalos de funcionamiento
L. Yao, C. C. Lai, and W. H. Lim, "Home Energy Management System Based on Photovoltaic System," in 2015 IEEE International Conference on Data Science and Data Intensive Systems, 11-13 Dec. 2015 2015, pp. 644-650	2015	Revista	IEEE	Sistema de gestión de la energía doméstica basado en Sistema fotovoltaico	Se ha desplegado un sistema de gestión de la energía doméstica (HEMS) para investigar la evaluación colaborativa de una estrategia de RD basada en precios dinámicos. Un sistema de generación de energía renovable a pequeña de energía renovable a pequeña escala y un ESS	NA	Se propone una estrategia de despacho de energía cantidad de electricidad que debe comprarse a la compañía eléctrica en tiempo real	Concluye que el trabajo propuesto es eficaz para reducir la factura de electricidad mediante la plena utilización la energía solar generada por el módulo fotovoltaico y la energía almacenada en el ESS

H. İzmitligil and H. Apaydn Özkan, "A home energy management system," Transactions of the Institute of Measurement and Control, vol. 40, no. 8, pp. 2498-2508, 2018/05/01 2018	2018	Revista	SAGE	Sistema de gestión de la energía doméstica	Un sistema offline de gestión de la energía doméstica que reduce el gasto eléctrico y los picos de demanda sin deteriorar la satisfacción de los residentes.	NA	Reduce el gasto eléctrico y los picos de demanda sin deteriorar la satisfacción de los residentes	El sistema propuesto (OF-HEM) consta de electrodomésticos inteligentes, recursos energéticos (sistema fotovoltaico, red batería de respaldo), una red de comunicación, uno o más PHEV y un controlador principal.
J.-W. Choi, Y.-K. Kim, and H.-G. Kim, "Digital PLL control for single-phase photovoltaic system," IEE Proceedings-Electric Power Applications, vol. 153, no. 1, pp. 40-46, 2006	2006	Revista	IEEE	Control digital PLL para sistemas fotovoltaicos monofásicos	Presenta un novedoso algoritmo digital de bucle de enganche de fase (PLL) para sistemas fotovoltaicos monofásicos. El algoritmo utiliza dos fases virtuales, y su rendimiento se demuestra bajo diversas condiciones de utilidad para mostrar la eficacia del algoritmo propuesto	NA	Este documento presenta un nuevo algoritmo digital PLL (bucle de enganche de fase) para sistemas fotovoltaicos monofásicos	Cuando se combina el generador bifásico con el controlador de fase, se obtienen diez métodos de PLL digital. Los resultados experimentales demostraron que los métodos que utilizan una tabla de memoria y un filtro eran superiores
A. Y. Mohammed, F. I. Mohammed, and M. Y. Ibrahim, "Grid connected Photovoltaic system," in 2017 International Conference on Communication, Control, Computing and Electronics Engineering (ICCCCEE), 16-18 Jan. 2017 2017, pp. 1-5	2017	Revista	IEEE	Sistema fotovoltaico conectado a la red	Presenta la interconexión de un sistema fotovoltaico trifásico conectado a la red. Se utiliza un convertidor CC-CC seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima potencia obtenida del sol y transferirla a la red. red	MPPT, PO	Está desarrollando una interfaz electrónica de potencia para un sistema fotovoltaico trifásico conectado a la red, capaz de extraer la máxima potencia de las matrices fotovoltaicas en todos los niveles de insolación e implementación del inversor	El algoritmo MPPT con perturbación y observación (P&O) ha extraído la máxima cantidad de energía del generador fotovoltaico con alta eficiencia en un tiempo de respuesta dinámico
A. Anzalchi and A. Sarwat, "Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems," Energy Conversion and Management, vol. 152, pp. 312-327, 2017/11/15/ 2017,	2017	Revista	ELSEVIER	Especificaciones técnicas de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red	Ofrece una visión general de las técnicas presentadas, las normas y la interfaz de red de los sistemas fotovoltaicos en los niveles de distribución y transmisión	NA	Compara los distintos estudios publicados recientemente y ofrece un amplio estudio sobre las especificaciones técnicas de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.	En este documento se describen brevemente los sistemas de almacenamiento de energía en su conjunto, los problemas que plantea la integración a gran escala de las energías renovables fotovoltaicas y los usos de los sistemas de almacenamiento de energía para resolver dichos problemas.
F. B. Naceur, C. B. Salah, A. J. Telmoudi, and M. A. Mahjoub, "Intelligent approach for optimal sizing in photovoltaic panel-battery system and optimizing smart grid energy," Transactions of the Institute of Measurement and Control, vol. 0, no. 0, p. 01423312211027027	2021	Revista	SAGE	Enfoque inteligente para el dimensionamiento óptimo en sistemas de paneles fotovoltaicos y baterías y la optimización de la energía en redes inteligentes	Se desarrolla un algoritmo de estimación de aprendizaje profundo para predecir instantáneamente el consumo de energía, la potencia fotovoltaica y la potencia inyectada o extraída de la red para optimizar la energía en la red inteligente.	NA	La potencia fotovoltaica instantánea estimada se utiliza en un algoritmo óptimo para dimensionar una central eléctrica con batería PVP para alimentar una carga de CA de 1,5 kW	Los resultados han demostrado la contribución de nuestro algoritmo de previsión en la gestión de la energía en la red inteligente, ya sea para la gestión del uso de las cargas teniendo en cuenta los parámetros del precio de la electricidad y de la hora punta, o para la producción equitativa de electricidad, lo que conduce a un equilibrio producción-consumo.
I. Worighi, A. Maach, A. Hafid, O. Hegazy, and J. Van Mierlo, "Integrating renewable energy in smart grid system: Architecture, virtualization and analysis," Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 18, p. 100226, 2019/06/01/ 2019	2019	Revista	ELSEVIER	Integración de las energías renovables en un sistema de red inteligente: Arquitectura, virtualización y análisis	Propone una arquitectura de red inteligente compuesta por una red principal y múltiples microrredes integradas. Principal y múltiples microrredes integradas. Además, se ha prestado especial atención a los sistemas de microrredes proponiendo un "Modelo de Elementos Clave de Microrredes" (MKEM).	NA	Los sistemas de almacenamiento de energía pueden desempeñar un papel importante para superar o mitigar los retos mencionados y hacer frente a las variaciones de la energía fotovoltaica.	El sistema se analizó con distintas penetraciones fotovoltaicas y diferentes eficiencias fotovoltaicas para demostrar la eficacia y el rendimiento del marco propuesto, así como el enfoque empleado.