



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

**Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico**

Tesis de Maestría

**Análisis de Extracción de Energía de un Sistema
Fotovoltaico Parcialmente Sombreado Mediante la
Reconfiguración con Algoritmos Inteligentes y
Convertidor Multipuerto**

presentada por

Ing. Angel Uriel Córdova Ávila

como requisito para la obtención del grado de

**Maestra en Ciencias en Ingeniería
Electrónica**

Director de tesis

Dr. Jarniel García Morales

Codirector de tesis

Dra. Marisol Cervantes Bobadilla

Cuernavaca, Morelos, México. Septiembre de 2026.



Educación

Secretaría de Educación Pública



INSTITUTO TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca, Mor; 17/agosto/2026

Oficio No. DIE/187/2026

Asunto: Aceptación de documentos.

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. ANGEL URIEL CÓRDOVA ÁVILA**, con número de control **M24CE119** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"ANÁLISIS DE EXTRACCIÓN DE ENERGÍA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARCIALMENTE SOMBREADO MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN CON ALGORITMOS INTELIGENTES Y CONVERTIDOR MULTIPUERTO"**, 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. Jarniel García Morales
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 11106825

CODIRECTORA DE TESIS

Dra. Marisol Cervantes Bobadilla
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 11607393

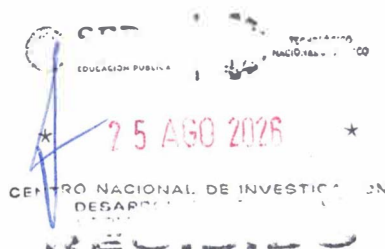
REVISOR 1

Dr. Rodolfo Amalio Vargas Méndez
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 9526506

REVISOR 2

Dr. Gerardo Vicente Guerrero Ramírez
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 3431842

.c.p. Mtra. Verónica Sotelo Boyas. Jefa del Departamento de Servicios Escolares
Estudiante
JGM/kmqh



2026
año de
Margarita
Maza

cenidet
CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO



Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C.P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 2225,
e-mail: pie@cenidet.tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, **25/agosto/2026**

Oficio No. SAC/268/2026

Asunto: Autorización de impresión de tesis

ANGEL URIEL CÓRDOVA ÁVILA
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 **"ANÁLISIS DE EXTRACCIÓN DE ENERGÍA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARCIALMENTE SOMBREADO MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN CON ALGORITMOS INTELIGENTES Y CONVERTIDOR MULTIPUERTO"**, 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.

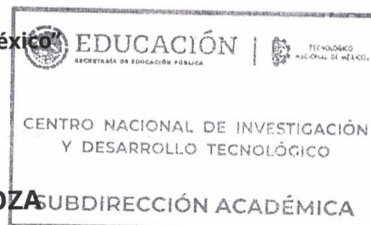
Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

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



2026
año de
Margarita
Maza

cenidet
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico



Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C.P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 4106,
e-mail: acad_cenidet@tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx

Resumen

La generación de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos ha adquirido gran relevancia debido a la necesidad de incrementar la participación de fuentes renovables, disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, el desempeño de los sistemas fotovoltaicos se ve afectado por condiciones de sombreado parcial, provocando limitaciones que han impulsado el desarrollo de estrategias orientadas a maximizar el aprovechamiento de la energía disponible. En este trabajo de investigación se propone una estrategia de reconfiguración dinámica para sistemas fotovoltaicos empleando un convertidor multipuerto, capaz de desacoplar los paneles sombreados de los no sombreados para maximizar la energía extraída del sistema. El sistema incorpora un algoritmo de optimización por Enjambre de Partículas (Particle Swarm Optimization, PSO) para el seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking, MPPT), permitiendo adaptar la configuración del sistema de acuerdo a las condiciones de irradiancia presentes.

Los resultados obtenidos demuestran que bajo condiciones de sombreado parcial, donde una configuración convencional en serie presenta pérdidas de potencia de hasta el 89.9 %, la estrategia propuesta logra recuperar una eficiencia promedio de hasta el 80.21 % en los escenarios de mayor severidad, además de mantener una extracción uniforme de potencia en los módulos desacoplados. Este avance presenta una alternativa basada en convertidores multipuerto y técnicas de optimización que incrementa la extracción de la energía solar disponible, contribuyendo al desarrollo de sistemas fotovoltaicos más eficientes y robustos para hacer frente a las principales limitaciones para el aprovechamiento eficiente de la energía solar fotovoltaica.

Abstract

Electrical power generation using photovoltaic systems has gained significant importance due to the increasing need to expand the share of renewable energy sources, reduce dependence on fossil fuels, and mitigate greenhouse gas emissions. However, the performance of photovoltaic systems is adversely affected by partial shading conditions, creating limitations that have driven the development of strategies aimed at maximizing the utilization of the available solar energy. This research proposes a dynamic reconfiguration strategy for photovoltaic systems based on a multiport converter capable of decoupling shaded panels from unshaded ones to maximize the energy extracted from the system. The proposed system incorporates a Particle Swarm Optimization (PSO) based Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm, enabling the system configuration to adapt according to the prevailing irradiance conditions.

The obtained results demonstrate that under partial shading conditions, where a conventional series connected configuration exhibits power losses of up to 89.9%, the proposed strategy achieves an average power recovery efficiency of up to 80.21% in the most severe shading scenarios while maintaining uniform power extraction from the decoupled modules. This work presents a promising alternative based on multiport converter technology and optimization techniques that enhances the extraction of available solar energy, contributing to the development of more efficient and robust photovoltaic systems capable of overcoming the major challenges associated with the efficient utilization of solar photovoltaic energy.

Agradecimientos

A mi querida madre, quien gracias a su amor, enseñanzas, ánimo y sacrificios pude realizarme como la persona que soy y me gusta ser, cada uno de mis logros es gracias a que ha estado a mi lado en cada momento y siempre será la fuente de mi inspiración para seguir adelante.

A mi familia, la cual me ha brindado su apoyo en todo momento y me ayudaron en la trayectoria de mi vida.

A quienes fueron mis directores de tesis, el Dr. Jarniel García Morales y la Dra. Marisol Cervantes Bobadilla, por todas sus enseñanzas y asesoramiento, por su paciencia, confianza y sobre todo por guiarme en esta travesía.

A quienes fueron mis revisores, el Dr. Rodolfo Amalio Vargas Méndez y el Dr. Gerardo Vicente Guerrero Ramírez, por brindarme las observaciones, consejos, lecciones y amabilidad para la culminación de este trabajo de investigación.

A mis amigos que he hecho a lo largo de mi vida, quienes me acompañaron en todos los momentos de forma unida desde el principio, ustedes forman parte esencial en mi vida y pese a la distancia nuestra amistad sigue estando presente.

Al Tecnológico Nacional de México (TecNM) y al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios y permitirme crecer tanto profesional y académicamente como personalmente.

A la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI) por permitir que los estudiantes puedan superarse y demostrar sus aptitudes.

Dedico esta tesis

A mi querida madre.

A mi familia.

A mis amigos.

A mis maestros.

Gracias por ser parte de mi vida.

Índice general

Resumen	IV
Abstract	V
Agradecimientos	VI
Dedicatoria	VII
Índice de Figuras	X
Índice de Tablas	XII
Acrónimos	XIII
Capítulo I	2
1.1 Introducción	2
1.2 Antecedentes	2
1.3 Planteamiento del Problema	3
1.4 Objetivos	4
1.4.1 Objetivo General	4
1.4.2 Objetivos Específicos	4
1.5 Metas	4
1.6 Alcances	5
1.7 Justificación	5
1.8 Hipótesis	5
1.9 Organización del documento	5
Capítulo II. Marco teórico	7
2.1 Modelo del panel fotovoltaico	7
2.2 Sistemas fotovoltaicos	10
2.3 Reconfiguración de los sistemas fotovoltaicos	10
2.4 Unidad de acondicionamiento de potencia	12
2.5 Sombreado Parcial	13
2.6 Estrategias del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)	14
2.6.1 Algoritmo de optimización P&O	16
2.6.2 Algoritmo de optimización PSO	17

2.7 Convertidores multipuerto	19
2.8 Topologías de convertidores aislados	20
2.9 Topologías de convertidores no aislados	21
2.10 Comparación de convertidores multipuerto	22
2.11 Análisis de la topología Boost	23
Capítulo III. Estado del arte	29
3.1 Técnicas de reconfiguración estática	29
3.2 Técnicas de reconfiguraciones dinámicas	31
3.3 Conclusión del estado del arte	35
Capítulo IV. Caso de estudio	36
4.1 Propuesta del sistema reconfigurable	36
4.2 Estrategia de reconfiguración (casos y modos de operación)	37
Capítulo V. Método de solución	43
5.1 Características de los paneles fotovoltaicos empleados.	43
5.2 Diseño del convertidor multipuerto de topología Boost elevador	44
5.3 Estrategia de la técnica de reconfiguración y MPP	46
5.4 Simulación del sombreado parcial	48
5.5 Esquema de simulación del sistema fotovoltaico en el entorno de MATLAB-SIMULINK®	49
Capítulo VI. Pruebas y resultados	51
6.1 Extracción de energía sin técnica de reconfiguración implementada	51
6.2 Extracción de energía con técnica de reconfiguración implementada	54
Capítulo VII. Conclusiones	62
7.1 Alcance	62
7.2 Conclusiones	62
7.3 Aportaciones	62
7.4 Trabajos futuros	63
Bibliografía	63
Anexos	70
Anexo 1. Producto Académico	70
Anexo 2. Programación de la técnica de reconfiguración empleando el algoritmo de optimización PSO	70

Índice de Figuras

2.1	Circuito representativo de una célula PV [1].	7
2.2	Árbol familiar de tecnologías PV [2].	10
2.3	Estructuras básicas de una matriz reconfigurable: a) Serie, b) Paralelo, c) Serie-Paralelo (Series-Parallel, SP), d) Totalmente cruzado (Total Cross Tied, TCT), e) Puenteado (Bridge Link, BL), f) Panal (Honey Comb, HC) [3]	11
2.4	Arquitecturas más utilizadas a) Inversor central, b) Inversor de cadena, c) Inversor modular y d) Inversor multi-cadena [4]	12
2.5	(a) Curvas (I-V) y (P-V) bajo condiciones de sombreado parcial (b) Curvas (I-V) y (P-V) bajo irradiancia uniforme [5].	14
2.6	Diagrama de flujo del algoritmo P&O [6,7].	17
2.7	Diagrama de flujo del PSO.	19
2.8	Clasificación de los convertidores multipuerto.	20
2.9	Convertidores multipuerto aislados.	21
2.10	Convertidores multipuerto no aislados.	22
2.11	Topología del convertidor Boost.	24
2.12	Intervalo DT_s de la topología Boost.	24
2.13	Intervalo $(1 - D) T_s$ de la topología Boost.	24
2.14	Formas de onda de los componentes del convertidor de topología Boost.	26
4.1	Esquema general del sistema fotovoltaico conectado en serie.	36
4.2	Sistema propuesto con topología Boost de 2 entradas y una salida con interruptores de reconfiguración.	37
4.3	Configuración 1 y 16.	39
4.4	Configuración 2 y 9.	39
4.5	Configuración 3 y 10.	40
4.6	Configuración 4 y 11.	40
4.7	Configuración 5 y 12.	41
4.8	Configuración 6 y 13.	41
4.9	Configuración 7 y 14.	42
4.10	Configuración 8 y 15.	42
5.1	Curvas características (I-V) y (P-V) del panel fotovoltaico EPCOM modelo EPL33024.	44
5.2	Diagrama de flujo de los modos de extracción de energía y seguimiento del MPPT.	47
5.3	Diagrama de flujo de la selección de los casos de reconfiguración.	48
5.4	Perfil de irradiancia.	49

5.5	Representación del sistema en estudio en MATLAB-SIMULINK®.	50
6.1	Potencia generada por el sistema en serie presentando sombreado parcial en PV4 sin técnica de reconfiguración (Primer caso).	52
6.2	Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema en serie con sombreado parcial en PV4 sin técnica de reconfiguración (Primer caso).	52
6.3	Potencia generada por el sistema en serie presentando sombreado parcial en PV1, PV3 y PV4 sin técnica de reconfiguración (Segundo caso).	53
6.4	Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema en serie con sombreado parcial en PV1, PV3 y PV4 sin técnica de reconfiguración (Segundo caso).	54
6.5	Potencia generada del sistema empleando la técnica de reconfiguración cuando se presenta un sombreado en el panel PV4 (Caso 2 y 9).	56
6.6	Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema empleando la técnica de reconfiguración cuando se presenta un sombreado en el panel PV4 (Caso 2 y 9).	56
6.7	Potencia generada del sistema empleando la técnica de reconfiguración cuando se presenta un sombreado en los paneles PV1, PV3 y PV4 (Caso 4 y 11).	58
6.8	Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema empleando la técnica de reconfiguración cuando se presenta un sombreado en los paneles PV1, PV3 y PV (Caso 4 y 11).	59
6.9	Energía en el capacitor 3 que no llega a transferirse hacia el Bus de CD expresada en Watts.	60
6.10	Potencia generada del sistema empleando la técnica de reconfiguración actualizando los ciclos de trabajo para 1 panel PV bajo irradiancia uniforme (Caso 2 y 9).	60
6.11	Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema empleando la técnica de reconfiguración actualizando los ciclos de trabajo para 1 panel PV bajo irradiancia uniforme (Caso 2 y 9).	61

Índice de Tablas

• Tabla 1. Comparación de topologías de convertidores multipuerto CD-CD no aislados [8].....	23
• Tabla 2. Agrupación de casos con su respectiva configuración.....	38
• Tabla 3. Características de los paneles fotovoltaicos.....	43
• Tabla 4. Parámetros generales del sistema propuesto.....	44
• Tabla 5. Valores de las notaciones.....	45
• Tabla 6. Valores de los componentes para el convertidor multipuerto de topología Boost.....	49
• Tabla 7. Extracción de la energía del sistema sin reconfiguración con sombreado parcial en PV4.....	51
• Tabla 8. Extracción de la energía del sistema sin reconfiguración con sombreado parcial en PV1, PV3, PV4.....	53
• Tabla 9. Extracción de la energía del panel PV4 empleando la técnica de reconfiguración.....	55
• Tabla 10. Extracción de la energía del panel PV4 esperada con respecto a la extraída empleando la técnica de reconfiguración.....	55
• Tabla 11. Extracción de energía de los paneles PV1, PV3 y PV4 empleando la técnica de reconfiguración.....	57
• Tabla 12. Extracción de la energía de los paneles PV1, PV3 y PV4 esperada con respecto a la extraída empleando la técnica de reconfiguración.....	58

Acrónimos

(β) - *Método Beta*

ABC - *Algoritmo de Colonia de Abejas Artificiales (Artificial Bee Colony Algorithm)*

AEO - *Optimización Basada en Ecosistemas Artificiales (Artificial Ecosystem-Based Optimization)*

AVOA - *Algoritmo de Optimización de Buitre Africano (African Vulture Optimization Algorithm)*

BL - *Puenteado (Bridge Link)*

BOA - *Algoritmo de Optimización de Mariposa (Butterfly Optimization Algorithm)*

CA - *Corriente Alterna*

CBGT - *Teoría del Juego de Ajedrez (Chess Board Game Theory)*

CBM - *Mapa Caótico del Panadero (Chaotic Baker Map)*

CD - *Corriente Directa*

CDMRA - *Módulos en Diagonal Cruzada (Cross-Diagonal Module Rearrangement Approach)*

CM - *Convertidores Multipuerto*

CS - *Cuadrado de Competencia (Competence Square)*

DLCI - *Algoritmo de Inteligencia Colectiva Basada en Líder Dinámico (Dynamic Leader Based Collective Intelligence)*

DS - *Cuadrado de Dominancia (Dominance Square)*

EAR - *Reordenamiento Eléctrico del Arreglo (Electrical Array Rearrangement)*

FF - *Factor de Llenado (Fill Factor)*

FLC - *Control de Lógica Difusa (Fuzzy Logic Control)*

FPA - *Algoritmo de Polinización de Flores (Flower Pollination Algorithm)*

FSS - *SuDoKu de Cuatro Cuadrados (Four-Square Sudoku)*

GA - *Algoritmo Genético (Genetic Algorithm)*

GEI - *Gases de Efecto Invernadero*

GMPP - *Punto de Máxima Potencia Global (Global Maximum Power Point)*

GOA - *Algoritmo de Optimización de Saltamontes (Grasshopper Optimization Algorithm)*

GWO - *Optimizador de Lobos Grises (Gray Wolves Optimizer)*

HC - *Panal (Honey Comb)*

HHO - *Optimización de Halcones de Harris (Harris Hawks Optimization)*

HOA - *Algoritmo de Optimización del Hipopótamo (Hippopotamus Optimization Algorithm)*

IC - *Conductancia Incremental (Incremental Conductance)*

INC - *Algoritmo de Conductancia Incremental (Incremental Conductance Algorithm)*

IPDO - *Algoritmo de Optimización del Perrito de las Praderas Mejorado (Improved Prairie Dog Optimization)*

LMPPs - *Múltiples Puntos de Máxima Potencia Locales (Multiple Local Maximum Power Points)*

LN - *Largo y Angosto (Long & Narrow)*

LT - *Método de Tabla de Consulta (Lookup Table Method)*

LV & LC - *Método de Maximización de la Tensión y la Corriente de Carga (Load Voltage and Load Current Maximization Method)*

LW - *Largo y Ancho (Long & Wide)*

MP - *Máxima Potencia*

MPA - *Algoritmo de Depredadores Marinos (Marine Predators Algorithm)*

MPP - *Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point)*

MPPT - *Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracking)*

MRFO - *Optimización del Forrajeo de las Mantarrayas (Manta Ray Foraging Optimization)*

MS - *Cuadrado Mágico (Magic Square)*

P&O - *Perturbar y Observar*

PC - *Método de la Célula Piloto (Pilot Cell Method)*

PCU - *Unidad de Acondicionamiento de Potencia (Power Conditioning Unit)*

PGT - *Teoría de Juegos de Rompecabezas (Puzzle Game Theory)*

POA - *Algoritmo de Optimización de Pelicano (Pelican Optimization Algorithm)*

POS - *Método de la Potencia Fotovoltaica de Salida sin Sentido (Nonsense Photovoltaic Output Power Method)*

PSO - *Optimización por Enjambre de Partículas (Particle Swarm Optimization)*

PV - *Fotovoltaico (Photovoltaic)*

P-V - *Potencia-Voltaje*

RI - *Índice de Fila (Row Index)*

Run - *Optimizador Runge-Kutta (Runge Kutta Optimizer)*

SN - *Corto y Angosto (Short & Narrow)*

S-O - *Sub-Optimizadores*

SP - *Serie-Paralelo (Series-Parallel)*

SW - *Corto y Ancho (Short & Wide)*

TCT - *Totalmente Cruzado (Total-Cross-Tied)*

TS - *Búsqueda Tabú (Tabu Search)*

WSO - *Optimización de Tiburón Blanco (White Shark Optimization)*

Capítulo I.

1.1 Introducción

Hoy en día, se presenta mayor atención a la generación de energías renovables para satisfacer la creciente demanda de electricidad, reducir la dependencia de las reservas limitadas de combustibles fósiles y mitigar los impactos ambientales causados por gases de efecto invernadero (GEI) y otros contaminantes que contribuyen al cambio climático [9]. Por esta razón, alternativas como la energía solar y eólica han ganado gran interés. En la última década la generación de electricidad a partir de la luz solar de manera directa, es decir, fotovoltaica (Photovoltaic, PV) e indirecta mediante energía solar concentrada ha crecido exponencialmente alrededor del mundo.

La energía del sol se puede considerar la más prominente debido a su abundante disponibilidad, además, los beneficios adicionales que otorga el interés en la generación de energía solar son: cero ruidos, cero emisiones, menos mantenimiento [10]. Sin embargo, a pesar de sus ventajas, existen numerosos desafíos que limitan el uso efectivo de la energía solar.

Uno de estos desafíos es la intermitencia de la irradiancia correspondiente a factores como el movimiento de nubes, las sombras de árboles y edificios, el polvo y otros residuos. A este fenómeno se le conoce como sombreado parcial [11]. Cualquiera de estas condiciones de sombra parcial en un arreglo fotovoltaico provoca problemas como: Múltiples picos de potencia en las características de potencia-voltaje (P-V) de salida, puntos calientes y dificultad para rastrear la máxima potencia (MP). Para superar estas desventajas, se han introducido esquemas de reconfiguración que buscan aumentar la generación de potencia y mejorar la cantidad de energía generada [12]. Este trabajo de investigación está orientado a buscar alternativas para hacer frente a estos problemas.

1.2 Antecedentes

En el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET) se busca encontrar soluciones para contrarrestar los problemas ambientales presentes en la actualidad posicionándose como un referente en investigaciones avanzadas dentro del campo de la electrónica de potencia aplicada a las energías renovables, con este enfoque, los investigadores han desarrollado múltiples proyectos que abordan distintas áreas de la energía solar PV.

Estos trabajos muestran un panorama de las innovaciones realizadas en este campo, destacando el desarrollo de trabajos con convertidores multipuerto (CM), en estos trabajos se investiga el potencial de estas tecnologías para mejorar la eficiencia y facilitar su integración dentro del sistema energético global. Se presentan a continuación los proyectos con mayor impacto.

De los Reyes L. Utiliza un sistema de cosecha de energía fotovoltaico compuesto por una técnica de reconfiguración dinámica en un sistema fotovoltaico de 2 paneles, un CM CD-CD de

topología Boost y el uso del algoritmo P&O (Perturbar y Observar) [13]. En este trabajo, el seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking, MPPT) de los paneles fotovoltaicos se realizó en condiciones de sombreado parcial. Se reportó como resultado una recuperación de las pérdidas de potencia en un 31% de la capacidad del panel no sombreado bajo condiciones de sombreado parcial, y una respuesta de mejora en la extracción de energía de los paneles en serie operando sin sombreado.

Prado J. Implementa una nueva topología integrando un panel o arreglo PV, una batería de 48 V y un bus de CD de 180V derivada de un convertidor Cuk bidireccional no aislado [14]. Mediante una estructura multipuerto reconfigurable por medio de interruptores, logra un funcionamiento con modalidades Cuk, Boost y Buck. Se reportó una mejora en la eficiencia en los modos de operación sistema PV – Batería y sistema PV - Bus de CD (por encima del 90%) en comparación con los modos Batería - Bus de CD y Bus de CD – Batería (por encima del 85%).

Sánchez Maldonado H. Implementa una nueva topología con 2 convertidores multi-entrada Forward, acoplados a un mismo transformador y con un filtro de salida común, permitiendo extraer la máxima potencia de diferentes paneles PV de manera independiente, destinada al suministro de energía en una estación de carga de CD y almacenamiento de baterías de 24 V a 8Ah [15]. Se llevaron a cabo pruebas experimentales en diversos escenarios de generación de las fuentes de entrada, obteniendo resultados positivos ante cualquier condición en dichas condiciones. No obstante, aún es necesario optimizar la eficiencia del convertidor cuando trabaja con potencias superiores a 50 W.

Hilario Huerta C. Desarrolla un sistema basado en un convertidor Buck síncrono de seis fases, diseñado a partir de una topología multifase de 2.2 kW para la recolección y almacenamiento de energía solar en una microred de corriente directa [16]. Utilizando módulos B1215S-1W, incrementa el voltaje de 12 VCD a 15 VCD y aíslan la fuente de entrada de su salida, lo que permite activar tanto los transistores superiores como los síncronos con una única fuente de bajo voltaje, reduciendo el tamaño total del dispositivo. Se realizaron pruebas del prototipo en físico obteniendo una eficiencia de 88.2% a su carga máxima, muy cerca del 90% que se tenía estimado, demostrando que la topología Buck multifase es una excelente alternativa en aplicaciones de alta potencia.

1.3 Planteamiento del Problema

Las condiciones ambientales afectan significativamente la eficiencia de los sistemas PV, los niveles desiguales de irradiancia ocurren debido a obstrucciones como nubes, árboles, edificios o acumulación de polvo. Este fenómeno se conoce como sombreado parcial, el cual reduce la corriente generada en las celdas afectadas, las celdas sombreadas se comportan como una carga y absorben potencia de las celdas no sombreadas, lo cual genera puntos calientes dañando los módulos. Para mitigar estos efectos, se han implementado diodos de bypass que permiten que la corriente esquivе las celdas sombreadas. Sin embargo, estos diodos introducen múltiples picos

en la curva de potencia-voltaje (P-V) del sistema, lo que dificulta localizar el punto de máxima potencia (MPP) y reduce la eficiencia global. Por otro lado, las técnicas de reconfiguración estática y dinámica mejoran la dispersión de la sombra en los paneles, pero tienden a ignorar el impacto del tipo y la cantidad de convertidores requeridos, lo que incrementa tanto los costos operativos como la complejidad del sistema. Ante este contexto, surge la pregunta: ¿Es posible optimizar la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados mediante una reconfiguración dinámica que incorpore algoritmos inteligentes y convertidores multipuerto?

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Obtener un sistema fotovoltaico con reconfiguración dinámica utilizando algoritmos inteligentes y un convertidor multipuerto, capaz de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia mediante un algoritmo de optimización.

1.4.2 Objetivos Específicos

1. Analizar y diseñar el convertidor multipuerto (dos entradas) adecuado para extraer energía de un sistema de paneles fotovoltaicos con una salida para alimentar un bus de CD.
2. Definir una estrategia basada en un algoritmo inteligente para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia del sistema fotovoltaico en modo de configuración 1 (arreglo matricial de los paneles sin sombreado).
3. Proponer una estrategia basada en un algoritmo inteligente para realizar la reconfiguración dinámica del sistema de paneles fotovoltaicos que sea capaz de canalizar los paneles sombreados a un puerto del convertidor y los no sombreados al otro puerto del convertidor.
4. Proponer una estrategia para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia del sistema fotovoltaico en modo de configuración 2 (paneles no sombreados por el puerto 1 y paneles sombreados por el puerto 2).
5. Evaluar el sistema fotovoltaico con reconfiguración dinámica utilizando un convertidor multipuerto, capaz de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia.
6. Obtener una primera aproximación de la extracción de energía del sistema fotovoltaico.

1.5 Metas

Obtener mediante un software de simulación un análisis de la extracción de energía de un

sistema fotovoltaico con reconfiguración dinámica, utilizando algoritmos inteligentes y convertidor multipuerto capaz de extraer la máxima energía del conjunto de paneles con sombreado parcial y de los paneles no sombreados.

1.6 Alcances

Este estudio de investigación se propone como alcance la simulación, en un software especializado, de un sistema de energía solar fotovoltaica capaz de realizar una reconfiguración dinámica utilizando un convertidor multipuerto y algoritmos inteligentes para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia en condiciones de sombreado parcial.

1.7 Justificación

En los trabajos actuales de reconfiguraciones en sistemas PV, se plantea el uso de un único convertidor en el que todos los paneles solares están conectados a una sola entrada. Esta configuración, aunque funcional, no permite extraer la máxima cantidad de energía posible, especialmente cuando se enfrentan a sombreado. En este esquema, los paneles con sombreado parcial reducen la eficiencia del sistema, debido a que los paneles en serie o en paralelo comparten la misma corriente o voltaje, y cualquier reducción en la producción de uno de ellos afecta negativamente a toda la cadena.

La reconfiguración dinámica propuesta, busca dirigir los paneles con sombreado parcial a una entrada del convertidor multipuerto y los paneles sin sombreado a otra. Esto permite gestionar de manera más eficaz las variaciones en la generación de energía, optimizando el rendimiento del sistema PV. Además, actualmente se buscan implementar tecnologías novedosas emergentes como los postes solares inteligentes, que suelen ser más vulnerables a las sombras. En este contexto, la reconfiguración es clave para mantener un rendimiento óptimo incluso en situaciones adversas, lo que contribuye a hacer estos sistemas más eficientes y rentables a largo plazo.

1.8 Hipótesis

Se pueden reorganizar los paneles de una matriz PV mediante una reconfiguración dinámica, respaldado por un algoritmo inteligente y un algoritmo de optimización capaz de dirigir en una de las entradas de un convertidor multipuerto los paneles que se encuentren bajo condiciones de sombreado y en otra entrada los paneles sin sombreado para obtener una mejor extracción de potencia en la salida.

1.9 Organización del documento

El presente documento se organiza de forma clara y detallada con el fin de facilitar su en-

tendimiento y análisis. La sección 1 presenta una visión general de los antecedentes y de los avances logrados en investigaciones relacionadas con la energía solar fotovoltaica y los convertidores multipuerto desarrollados en el CENIDET. Además, se plantea el problema que da origen a este estudio, junto con los objetivos, hipótesis, metas y la justificación del proyecto. La sección 2 presenta el estudio realizado de los temas directamente relacionados con la investigación. Se describen los elementos principales en el funcionamiento de un sistema fotovoltaico para la extracción de energía, así como el sombreado parcial, estrategias del seguimiento del punto de máxima potencia, convertidores multipuerto y el análisis de la topología Boost. La sección 3 lleva a cabo un análisis profundo del estado del arte, abordando investigaciones previas sobre la reconfiguración de sistemas fotovoltaicos el cual se divide en técnicas de reconfiguración dinámicas y estáticas, destacando los puntos más importantes y resultados obtenidos, además de una conclusión final de la investigación realizada. La sección 4 contiene el caso de estudio donde se expone un ejemplo específico que ilustra la aplicación práctica de los conceptos y tecnologías previamente descritos. La sección 5 presenta el método de solución orientado a atender la problemática planteada, proporcionando un enfoque claro para enfrentar los desafíos identificados. La sección 6 describe las pruebas y resultados obtenidos durante la investigación, destacando los principales hallazgos y aportaciones alcanzadas. Finalmente, la sección 7 concluye con la evaluación del alcance del estudio, así como las conclusiones derivadas de los resultados, resaltando las contribuciones más relevantes al área de conocimiento.

Capítulo II. Marco teórico

2.1 Modelo del panel fotovoltaico

Para representar matemáticamente un sistema fotovoltaico (PV), se consideran los diferentes factores que afectan el comportamiento de los módulos solares, así como las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante. En la literatura se han propuesto diversos modelos matemáticos para describir el funcionamiento de estos sistemas, dichos modelos pueden clasificarse en teóricos y empíricos. Los modelos teóricos se fundamentan en las ecuaciones que describen el comportamiento físico de las celdas fotovoltaicas y se obtienen a partir de su circuito eléctrico equivalente. En contraste, los modelos empíricos emplean parámetros obtenidos de la curva característica corriente-voltaje (I-V) de los módulos fotovoltaicos, ajustando una función analítica que aproxima el comportamiento eléctrico del panel [1, 17–20].

En el trabajo presente se empleará el modelo de un diodo para las células fotovoltaicas. Este modelo está constituido por una fuente de corriente generada gracias a la radiación solar, una resistencia y un diodo conectados en paralelo a la fuente y una resistencia en serie. El modelo se presenta mediante el circuito de la Figura 2.1 [1].

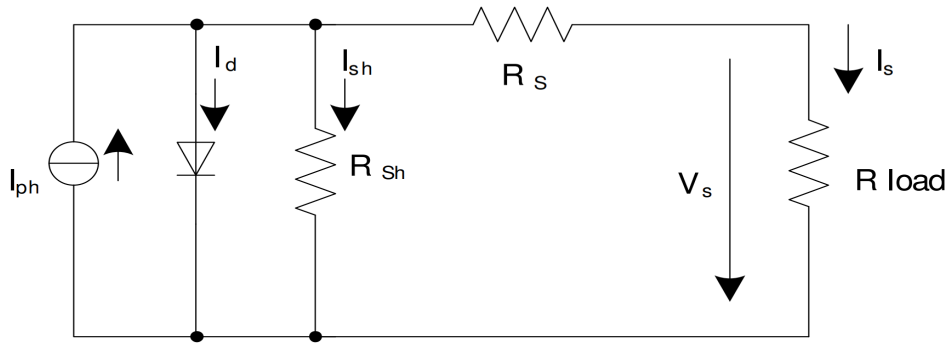


Figura 2.1 Circuito representativo de una célula PV [1].

Del análisis del circuito de la Figura 2.1 se obtiene la Ecuación 1.

$$I_{ph} = N_P \left[\frac{G}{G_{ref}} * (I_{SC} + k_I * (T_{OP} - T_{ref})) \right]$$

Ec. (1)

Dónde:

- I_{ph} es la corriente generada por el módulo fotovoltaico formado por "N" células conectadas en paralelo (N_P).
- G y G_{ref} son la radiación recibida y la radiación de referencia en W/m^2 .

- I_{SC} es la corriente nominal de cortocircuito.
- K_I es una constante de dependencia con la temperatura de operación de I_{SC} (porcentaje de cambio por cada grado por arriba o por debajo de 25°C).
- T_{OP} y T_{ref} son la temperatura operacional y de referencia.

Para calcular la corriente de fuga I_{sh} se emplea la Ecuación 2.

$$I_{sh} = \frac{V_S * I * R_S}{R_{SH}}$$

Ec. (2)

Dónde:

- R_{SH} es una resistencia parásita en paralelo

Para encontrar el valor de la corriente I_d que circula a través del diodo se emplea la Ecuación 3.

$$I_d = N_P * I_0 * \left[e^{\frac{(V_S + R_S * I_C)}{a * V_T}} - 1 \right]$$

Ec. (3)

Dónde:

- V_S es el voltaje del panel PV.
- R_S es la resistencia intrínseca de la celda.
- I_C es la corriente total producida por la celda.
- a es el factor de idealidad del diodo (1.0 ~ 1.5).
- V_T es la tensión térmica del conjunto con "N" células conectadas en serie (N_S).

Para calcular V_T se emplea la Ecuación 4.

$$V_T = \frac{k * N_S * T_{OP}}{q}$$

Ec. (4)

Dónde:

- k es la constante de Boltzmann ($1.38 * 10^{-23} \frac{J}{K}$).
- q es la carga del electrón. ($1.602 * 10^{-19} C$).

Para encontrar el valor de la corriente de saturación inversa I_0 del diodo se calcula mediante la Ecuación 5.

$$I_0 = I_{rs} * \left(\frac{T_{OP}}{T_{ref}} \right)^3 * e^{\left[\frac{q * E_g}{a * k} * \left(\frac{1}{T_{OP}} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right]}$$

Ec. (5)

Dónde:

- E_g es la energía de banda prohibida de la célula ($1.2 eV$ para el silicio a $25^\circ C$) .
- I_{rs} es la corriente nominal de saturación inversa del diodo.

Para calcular I_{rs} se utiliza la Ecuación 6.

$$I_{rs} = \frac{I_{SC}}{\left[e^{\left(\frac{V_{OC}}{a * V_T} \right)} - 1 \right]}$$

Ec. (6)

Dónde:

- V_{OC} es el voltaje de circuito abierto.

Para encontrar el valor de la corriente entregada por el panel fotovoltaico I_S se emplea la Ecuación 7.

$$I_S = I_{ph} - I_d - I_{sh}$$

Ec. (7)

2.2 Sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico funciona mediante numerosos módulos solares de tecnología cristalino o de película delgada. Estos módulos están formados por células fotovoltaicas individuales interconectadas que operan de manera conjunta como una sola unidad. Además, se ensamblan en forma de panel para facilitar la instalación e integración en el sistema. Las células fotovoltaicas están fabricadas con materiales semiconductores que reaccionan con la luz. Cuando los fotones de la luz las impactan, liberan electrones que generan una corriente eléctrica. Hay dos principales tecnologías utilizadas en estas células: el silicio cristalino, que es más tradicional, y la tecnología de película delgada, una innovación más reciente que se está volviendo cada vez más popular [2]. En la Figura 2.2, se puede observar algunos tipos de células fotovoltaicas y el material del que se componen.

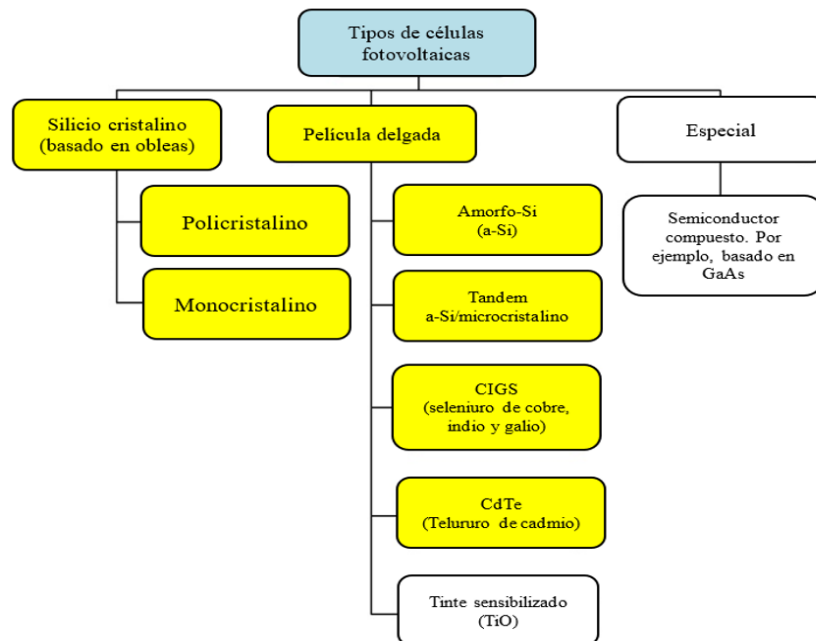


Figura 2.2 Árbol familiar de tecnologías PV [2].

2.3 Reconfiguración de los sistemas fotovoltaicos

A pesar de las numerosas ventajas de la energía solar, la energía generada por un solo módulo fotovoltaico es limitada, ya que su salida es altamente dependiente de las condiciones

ambientales, la disponibilidad irregular y no lineal. Por lo tanto, es común combinar paneles fotovoltaicos en serie o paralelo o una combinación de ambos para formar un arreglo fotovoltaico [10–12, 21]. Los diferentes esquemas de interconexión disponibles para formar un arreglo fotovoltaico se muestran en la Figura 2.3.

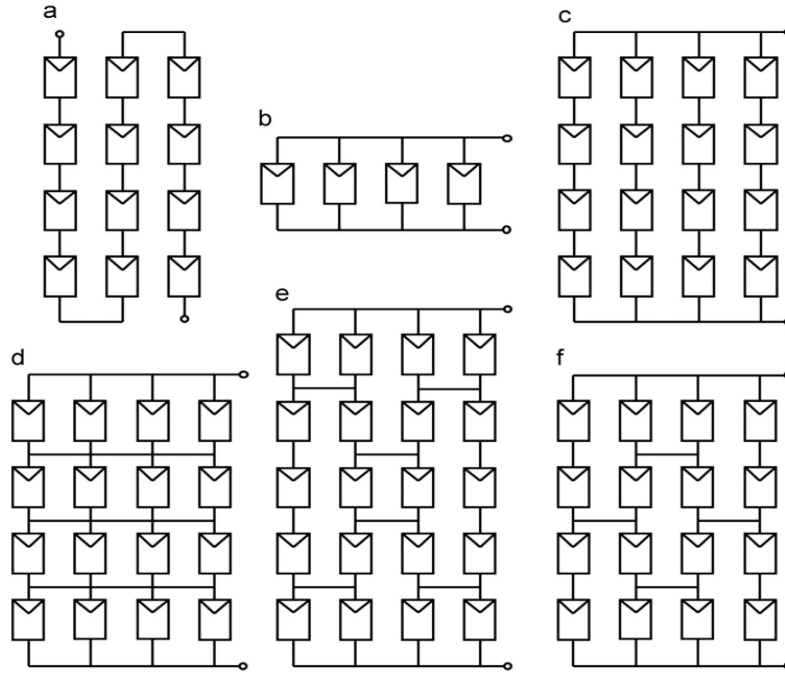


Figura 2.3 Estructuras básicas de una matriz reconfigurable: a) Serie, b) Paralelo, c) Serie-Paralelo (Series-Parallel, SP), d) Totalmente cruzado (Total Cross Tied, TCT), e) Puenteado (Bridge Link, BL), f) Panal (Honey Comb, HC) [3]

Las condiciones ambientales tienen una gran influencia en el comportamiento y la calidad de la energía generada por los sistemas fotovoltaicos. El fenómeno de sombreado parcial es uno de los principales factores que afecta negativamente la vida útil de las matrices fotovoltaicas y la eficiencia del sistema en su conjunto. El concepto de reconfigurabilidad permite que un sistema se adapte a diferentes entornos mediante la utilización eficiente de los recursos disponibles. En este sentido, los métodos de reubicación física o también llamados reconfiguración estática, han demostrado ser eficientes y económicos para lograr una mejor dispersión de la sombra, ya que no requieren arreglos de conmutación complejos ni controladores avanzados para la reconfiguración [22, 23].

La reconfiguración de matrices fotovoltaicas solares es una de las soluciones para las pérdidas por desajuste eléctrico en un sistema fotovoltaico, ya que los sistemas reconfigurables modifican las interconexiones entre los módulos solares en una matriz fotovoltaica [13]. Este enfoque de reconfiguración es aplicable solo a inversores centrales, inversores en cadena e inversores de múltiples cadenas. La reconfiguración dinámica implica cambiar la conexión de los paneles en tiempo real para adaptarse a condiciones variables mediante el reordenamiento eléctrico del arreglo (Electrical Array Rearrangement, EAR), lo que suele implementarse con algoritmos de optimización avanzados que reajustan los módulos en función de los patrones de sombra de-

tectados, maximizando así la producción de energía en condiciones cambiantes. Este tipo de reconfiguración puede ser muy efectivo en áreas donde el sombreado es dinámico a lo largo del día [24].

2.4 Unidad de acondicionamiento de potencia

La principal función de la Unidad de Acondicionamiento de Potencia (Power Conditioning Unit, PCU) es convertir la corriente continua solar generada en corriente alterna utilizable. La PCU suele estar formada por un convertidor CD-CD y un inversor CD-CA. Los lados de CD y CA se conectan al generador fotovoltaico solar y a la carga de CA. La PCU es un subsistema importante en el diseño de sistemas PV, ya que el número de inversores y etapas de conversión de potencia y sus configuraciones afectan significativamente al rendimiento, la fiabilidad, el rechazo de desajustes y los costes del sistema. Las arquitecturas más utilizadas son el inversor central, el inversor de cadena, el inversor multi-cadena y el inversor modular [4, 21]. La Figura 2.4, presenta las arquitecturas de forma más detallada.

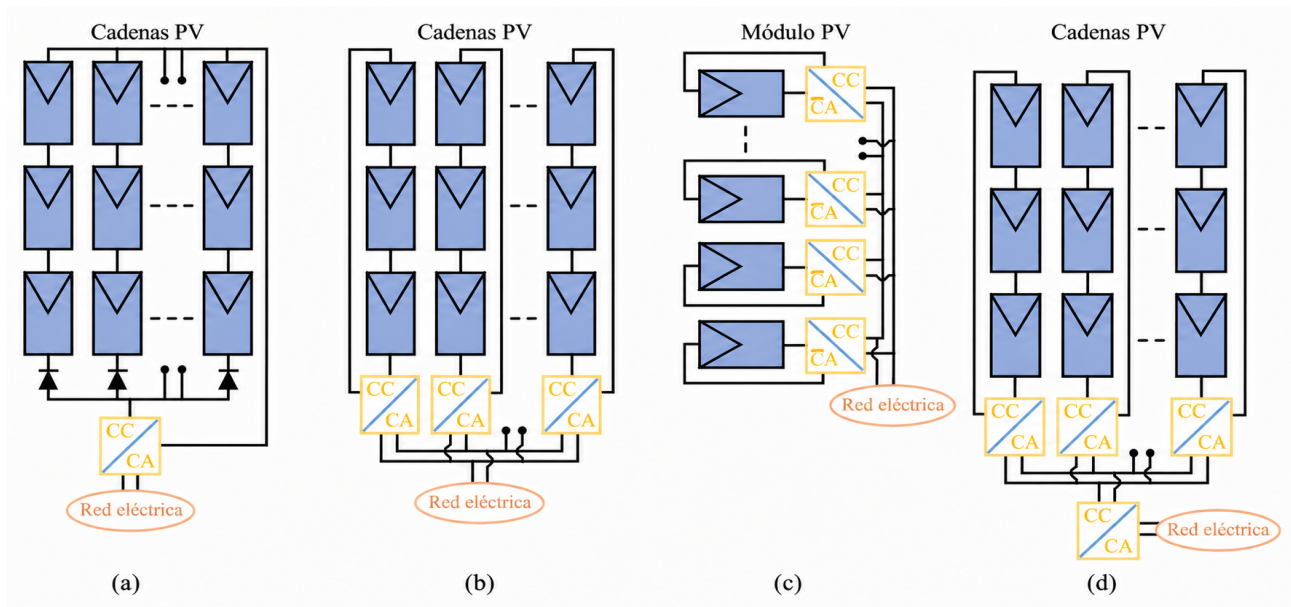


Figura 2.4 Arquitecturas más utilizadas a) Inversor central, b) Inversor de cadena, c) Inversor modular y d) Inversor multi-cadena [4]

- a) Inversor central: En esta arquitectura, todos los módulos PV se encuentran conectados de manera paralela en un único inversor central, alcanzando una alta tensión. Para evitar corriente inversa en condiciones de sombreado parcial o el apagado de cualquier célula PV, se conecta un diodo en serie denominado como diodo de bloqueo, en esta arquitectura se utilizan diferentes configuraciones de matrices PV como Serie, SP, TCT, BL y HC [4, 23].
- b) Inversor de cadena: Se conectan los módulos PV en cadenas individuales conectadas a un inversor individual, esto elimina el uso de diodos de bloqueo y reduce las pérdidas por desajuste, presentando una estructura sencilla, rendimiento energético mayor y reducción

de pérdidas por desajuste [4, 23].

- c) Inversor multi-cadena: Combina las configuraciones centralizadas y de cadena, donde cada cadena PV tiene su propio convertidor CD-CD. Esto minimiza las pérdidas por desajuste y mantiene una arquitectura simple y rentable [4, 23].
- d) Inversor modular: Cada módulo PV está conectado a un micro inversor, lo que elimina las pérdidas por desajuste entre módulos y aumenta el rendimiento energético. Se realiza con convertidores CD-CD conectados a una barra de CD común. Utiliza convertidores CD-CD conectados a una barra de CD común, cada cadena se encuentra conectada a un convertidor CD-CD que ha implementado un algoritmo de MPPT [4, 23].

2.5 Sombreado Parcial

Para lograr la máxima eficiencia en los sistemas fotovoltaicos, es necesario operar en el MPPT, el cual varía con las condiciones ambientales, es decir, la temperatura o los niveles de irradiancia. Para incrementar la salida energética, se conectan múltiples paneles PV en arreglos mixtos de serie y paralelo. Sin embargo, bajo condiciones de irradiancia desigual, algunos módulos pueden ver reducido su voltaje y comportarse como una carga, disminuyendo así la eficiencia general del sistema. Las condiciones ambientales afectan significativamente la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, los niveles desiguales de irradiancia ocurren debido a obstrucciones como nubes, árboles, edificios o polvo, que causan una distribución desigual de irradiancia en los módulos [22, 23].

Este fenómeno se conoce como sombreado parcial, el cual da lugar a un efecto de desajuste. Por consiguiente reduce la corriente generada en las celdas afectadas, obligándolas a funcionar en serie con celdas no sombreadas lo cual genera puntos calientes dañando los módulos. Para mitigar estos problemas, se utilizan comúnmente diodos de derivación, también conocidos como “Diodos de Bypass” que se conectan en paralelo a las células solares, sin embargo, aunque se usan para mitigar el problema, estos no evitan el sombreado de las células, ni mejoran la respuesta eléctrica en esas situaciones, su función principal es limitar el voltaje inverso en las células sombreadas, minimizando así las pérdidas. No obstante, cuando todas las células reciben una irradiación uniforme, estos diodos permanecen inactivos [22, 23, 25]. Una consecuencia del uso de estos diodos es que, si un solo módulo en una cadena de paneles fotovoltaicos sufre sombreado, la potencia total del sistema se ve afectada. Esto ocurre porque los diodos permiten que la corriente fluya por una ruta alternativa, haciendo que las células sombreadas ya no conduzcan la misma corriente que las células no afectadas. Como resultado, la curva potencia-voltaje (P-V) presenta varios máximos locales en lugar de un único punto de máxima potencia. En la Figura 2.5, se muestran las curvas corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V) [5].

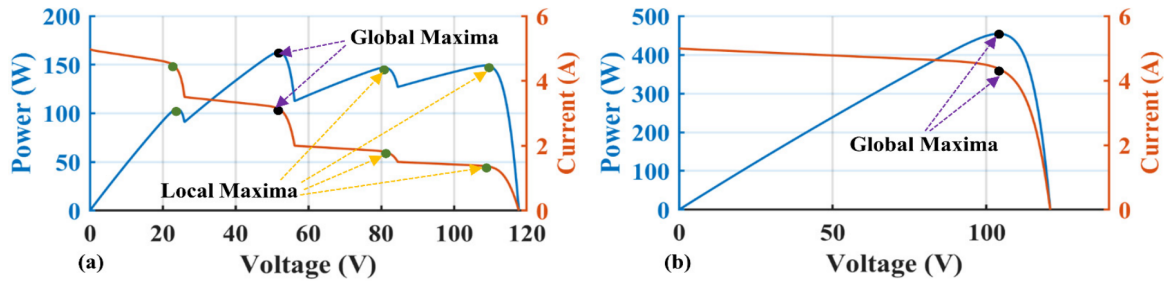


Figura 2.5 (a) Curvas (I-V) y (P-V) bajo condiciones de sombreado parcial (b) Curvas (I-V) y (P-V) bajo irradiancia uniforme [5].

Para enfrentar los problemas de eficiencia ocasionados por el sombreado parcial, se han desarrollado diversas metodologías que permiten rastrear el MPPT con el objetivo de optimizar la producción de energía solar en condiciones no uniformes de irradiancia.

2.6 Estrategias del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

Con el objetivo de maximizar la potencia generada por un sistema fotovoltaico, los métodos del MPPT emplean datos sobre la radiación solar y la temperatura para estimar tanto la potencia como la tensión del módulo fotovoltaico. Sin embargo, la naturaleza no lineal de la irradiancia y las fluctuaciones térmicas afectan negativamente la eficiencia del sistema [24, 26]. Bajo estas condiciones, se generan múltiples puntos de máxima potencia locales (Multiple Local Maximum Power Points, LMPPs) en las curvas (I-V) y (P-V), particularmente cuando el sistema experimenta irradiación desigual. Estos múltiples picos dificultan el rastreo del punto de máxima potencia global (Global Maximum Power Point, GMPP) por parte del algoritmo MPPT, lo que reduce la energía extraída por el sistema. Para mejorar el rendimiento en estos escenarios, se han desarrollado diversas estrategias MPPT. Sin embargo, una dificultad importante radica en seleccionar el algoritmo más adecuado según la configuración del sistema y las condiciones de operación, ya que cada enfoque presenta ventajas y limitaciones particulares.

Los algoritmos MPPT actúan monitoreando continuamente el voltaje y corriente, para ajustar la resistencia del sistema de carga con el fin de mantener el panel en su punto de máxima potencia. Existen diferentes algoritmos para determinar el punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos, entre los que destacan:

- **Algoritmos convencionales “online”:** Se monitorean continuamente los valores instantáneos de tensión y corriente de salida del sistema fotovoltaico para generar señales de control que permitan rastrear el punto de máxima potencia en tiempo real, incluso bajo condiciones meteorológicas variables. Una vez calculada la potencia del sistema, la señal de control resultante se utiliza para ajustar la perturbación en la potencia, modificando la relación del ciclo de trabajo del convertidor de corriente continua (CD). Este ajuste puede llevarse a cabo mediante control directo o mediante el uso de controladores como

los proporcionales-integrales (PI) o proporcionales-integrales-derivativos (PID). Entre las técnicas más utilizadas en esta categoría se encuentran: Perturbar y Observar (P&O), Conductancia Incremental (Incremental Conductance, IC), Método Beta (β) y Control de Lógica Difusa (Fuzzy Logic Control, FLC) [24, 27–30].

- **Algoritmos convencionales “offline”:** También denominado enfoque basado en modelos, se fundamenta en la utilización de parámetros físicos del módulo fotovoltaico para diseñar un algoritmo de control personalizado. A partir de esta información, el algoritmo establece el punto de operación óptimo del sistema, guiándolo hacia condiciones que maximicen la generación de energía, dentro de los límites previamente definidos por el usuario. No requieren mediciones en tiempo real, ya que operan con parámetros previamente establecidos de los paneles solares. Son eficaces cuando se dispone de datos confiables del fabricante, aunque su precisión disminuye ante cambios en las condiciones ambientales. Dentro de esta categoría, las más utilizadas son: Método de la Célula Piloto (Pilot Cell Method, PC), Método de Tabla de Consulta (Lookup Table Method, LT), Método de Maximización de la Tensión y la Corriente de Carga (Load Voltage and Load Current Maximization Method, LV & LC) y el Método de la Potencia Fotovoltaica de Salida Sin Sentido (Nonsense Photovoltaic Output Power Method, POS) [24, 27–30].
- **Algoritmos metaheurísticos:** Se trata de técnicas inspiradas en la naturaleza que combinan la optimización computacional y la inteligencia artificial con el objetivo de encontrar la configuración óptima de un sistema fotovoltaico, maximizando así la producción de energía. Estos algoritmos se fundamentan en principios biológicos, el comportamiento de organismos vivos o fenómenos naturales, y se utilizan para resolver problemas de optimización complejos. Emulan procesos como la evolución, el comportamiento de colonias e incluso la búsqueda de alimento en animales, entre otros. Estos algoritmos ajustan los parámetros operativos del sistema a partir de la retroalimentación obtenida y de la evaluación del desempeño de las soluciones propuestas. En esta clasificación se destacan métodos como: Optimización por Enjambre de Partículas (Particle Swarm Optimization, PSO), Redes Neuronales Artificiales (Artificial Neural Networks, ANN), Optimización por Colonia de Hormigas (Ant Colony Optimization, ACO), Optimización por Enjambre de Luciérnagas (Firefly Algorithm, FA) y Algoritmos Genéticos (Genetic Algorithm, GA) [24, 27–30].
- **Algoritmos de optimización híbrida:** Integran diferentes técnicas de optimización con el propósito de maximizar la producción energética de un sistema fotovoltaico, ajustando dinámicamente su operación para mantenerse en el MPPT. Estos algoritmos combinan estrategias de búsqueda global, como los métodos de inteligencia artificial, con técnicas de búsqueda local más precisas, propias de los algoritmos convencionales. Estos algoritmos son capaces de explorar y explotar el espacio de búsqueda de manera más eficiente, logrando soluciones de alta calidad en tiempos de cómputo razonables. Su capacidad de adaptación y flexibilidad los convierte en herramientas muy efectivas para optimizar sistemas foto-

voltaicos, especialmente bajo condiciones de irradiancia no uniforme o en presencia de sombreado parcial. Algunos ejemplos representativos de algoritmos híbridos son: Perturbar y Observar con Algoritmo Genético (P&O-GA) Perturbar y Observar con Optimización por Enjambre de Partículas (P&O-PSO) Conductancia Incremental con Optimización por Enjambre de Partículas (INC-PSO) Red Neuronal Artificial Mejorada con Optimización por Enjambre de Partículas (IANN-PSO) Medición Fraccional de la Corriente de Cortocircuito con Perturbar y Observar (FSCC-P&O) [24, 27–30].

Los MPPT convencionales pueden presentar mayor simplicidad en su implementación, sin embargo al enfrentar condiciones reales no lineales se reduce la eficiencia de extracción de energía. Por otro lado, los algoritmos de optimización híbrida muestran una capacidad sobresaliente para realizar el seguimiento preciso del Punto de Máxima Potencia Global (Global Maximum Power Point, GMPP) bajo condiciones de sombreado parcial. No obstante, su implementación resulta compleja, ya que requieren conocimientos avanzados en programación y experiencia en el uso de herramientas de software especializadas.

En contraste, los algoritmos metaheurísticos son capaces de encontrar soluciones de alta calidad en tiempos computacionales razonables. Su capacidad de adaptación rápida ante variaciones en la irradiancia solar permite una respuesta eficiente y precisa en la operación del sistema fotovoltaico. Además, presentan una menor complejidad en comparación con los algoritmos híbridos, lo que facilita su implementación. Es por ello que se decidió realizar la evaluación de 2 algoritmos metaheurísticos, P&O y PSO.

2.6.1 Algoritmo de optimización P&O

El diseño del algoritmo P&O en el sistema MPPT puede interpretarse como una búsqueda del valor de potencia máxima generada por el sistema PV en un momento dado. La capacidad de potencia que puede ser proporcionada por el panel PV en el instante de tiempo (t) [6].

El algoritmo P&O se fundamenta en el siguiente principio: si el voltaje de operación del arreglo fotovoltaico (V_{pv}) se modifica en una determinada dirección y como resultado la potencia extraída del sistema aumenta, se infiere que el punto de operación se ha desplazado hacia el MPP. En consecuencia, el voltaje debe seguir perturbándose en la misma dirección. Por el contrario, si la potencia disminuye, esto indica que el punto de operación se ha alejado del MPP, por lo que la dirección de la perturbación debe invertirse [6, 7, 31].

La Figura 2.6, presenta el diagrama de flujo correspondiente al algoritmo P&O. En dicho esquema, (P_{act}) representa la potencia actual medida, (P_{ant}) la potencia medida en el ciclo anterior, (PWM) corresponde al valor del ciclo útil (D) utilizado para ajustar el voltaje del arreglo fotovoltaico, (V_{act}) el voltaje actual y (V_{ant}) el voltaje medido en el ciclo anterior.

El algoritmo compara la potencia actual con la potencia previa y, con base en dicha comparación,

decide si se mantiene la dirección de perturbación o si esta debe invertirse en el siguiente ciclo [6, 7].

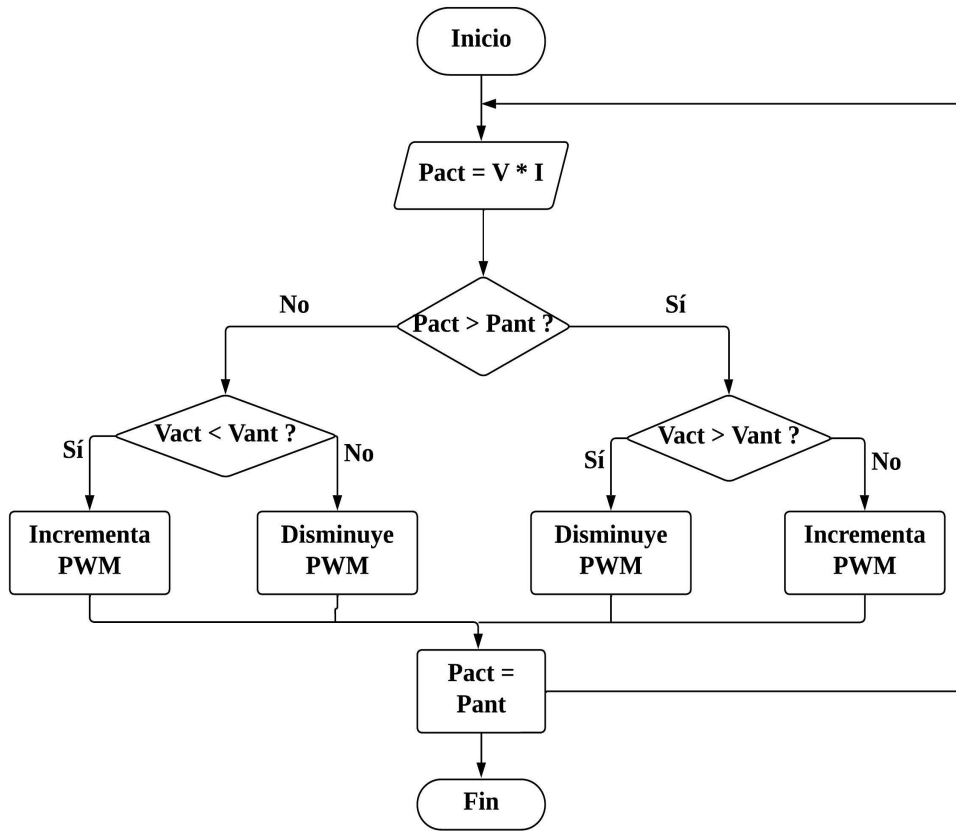


Figura 2.6 Diagrama de flujo del algoritmo P&O [6, 7].

2.6.2 Algoritmo de optimización PSO

El Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), desarrollado por Kennedy [32], se inspira en el comportamiento colectivo de las bandadas de aves. Como método evolutivo, utiliza un conjunto de partículas, donde cada una representa una posible solución al problema, explorando el espacio de búsqueda mediante la colaboración e intercambio de información entre ellas. El algoritmo se basa en la interacción entre las partículas dentro de la población para mejorar sus posiciones y encontrar la mejor solución posible, cada partícula ajusta su posición en función de su experiencia individual (P_{best}) y de la mejor solución encontrada en la población (G_{best}) [33].

Se utiliza un conjunto de partículas en un espacio n-dimensional. Cada partícula mantiene una posición actual (X_i^k) la cual es inicializada de forma aleatoria, y una velocidad (θ_i^k), la cual comienza típicamente en cero: ($\theta_i^{(k+1)} = 0$). Cada partícula persigue dos puntos fundamentales: Seguir la partícula con mejor rendimiento dentro del enjambre y determinar las mejores condiciones obtenidas por la propia partícula. A través de estos mecanismos, cada partícula es atraída tanto hacia el éxito propio como hacia el éxito colectivo, promoviendo así

una convergencia hacia una solución óptima o cercana a ella.

El algoritmo se caracteriza por las siguientes ecuaciones:

Ecuación 8: actualización de posición.

$$X_i^{(k+1)} = X_i^k + \theta_i^{(k+1)}$$

Ec. (8)

Ecuación 9: actualización de velocidad.

$$\theta_i^{(k+1)} = w\theta_i^k + c_1r_1 [P_{\text{best}} - X_i^k] + c_2r_2 [G_{\text{best}} - X_i^k]$$

Ec. (9)

Dónde:

- X_i^{k+1} es la posición de la partícula i .
- θ_i^k representa su velocidad.
- k es el número de iteración.
- w es el factor de inercia.
- r_1 y r_2 son valores aleatorios entre $[0,1]$.
- c_1 y c_2 son los coeficientes cognitivo y social, respectivamente.
- P_{best} almacena la mejor posición encontrada por la partícula.
- G_{best} es la mejor posición encontrada por todo el enjambre [34].

La Figura 2.7, muestra el diagrama de flujo del PSO. El proceso comienza con la inicialización del algoritmo, donde se definen los valores iniciales de las partículas. Luego, el algoritmo evalúa la aptitud de cada partícula, determinando qué tan buena es su solución.

A continuación, se comparan los valores obtenidos con los mejores registros previos. Si una partícula encuentra un valor de aptitud superior a su mejor solución anterior, se actualiza su mejor valor individual (P_{best}). Luego, si este nuevo valor es mejor que cualquier otro encontrado por el grupo, se actualiza el mejor valor global (G_{best}). Una vez evaluadas todas las partículas,

se actualizan la velocidad y posición con base en las ecuaciones del modelo. Finalmente, se verifican los criterios de convergencia; si se cumplen, el proceso finaliza, de lo contrario, se repite hasta alcanzar una solución óptima.

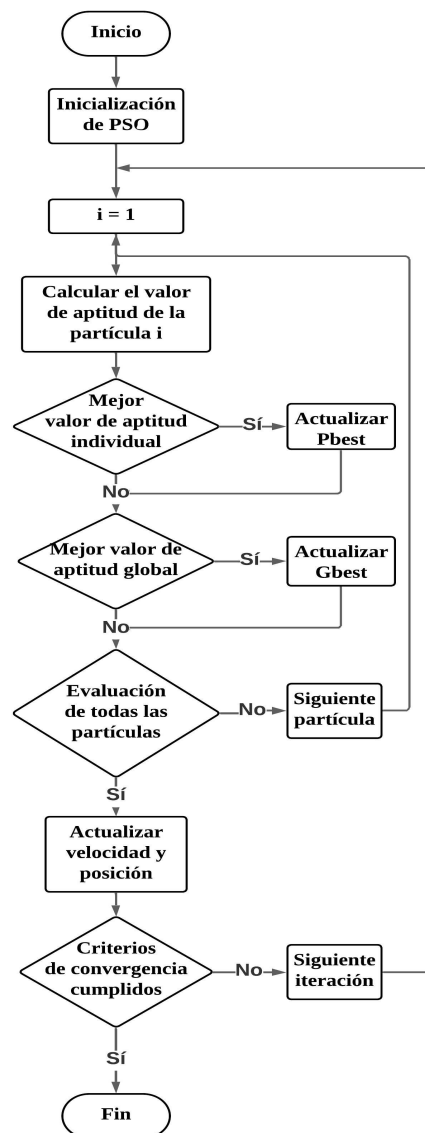


Figura 2.7 Diagrama de flujo del PSO.

2.7 Convertidores multipuerto

Las fuentes de energía renovable dependen de condiciones variables como la irradiancia y la velocidad del viento, lo que dificulta mantener una salida constante de voltaje y frecuencia. Para combatir esto, se utilizan estrategias como la interconexión de dispositivos de almacenamiento a través de buses de CD, sin embargo, esto reduce la eficiencia.

Los convertidores multipuerto (CM), permiten integrar diversas fuentes de energía sin perder estabilidad, estos convertidores pueden manejar flujos de energía unidireccionales y bidireccionales, optimizando la transferencia y mejorando la fiabilidad del sistema [25]. Los CM se clasifican de acuerdo a la cantidad de entradas y salidas que poseen, topología y el tipo de

conversión de energía, en la Figura 2.8, se muestra la clasificación de los CM [26].

En color verde se aprecian las características del CM a la que está orientado el tema de investigación. La búsqueda bibliográfica se centra en CM de múltiples entradas - una salida de topología aislada, enfocada en la conversión de energía de tipo CD - CD, ya que el convertidor se conectará a un Bus de CD.

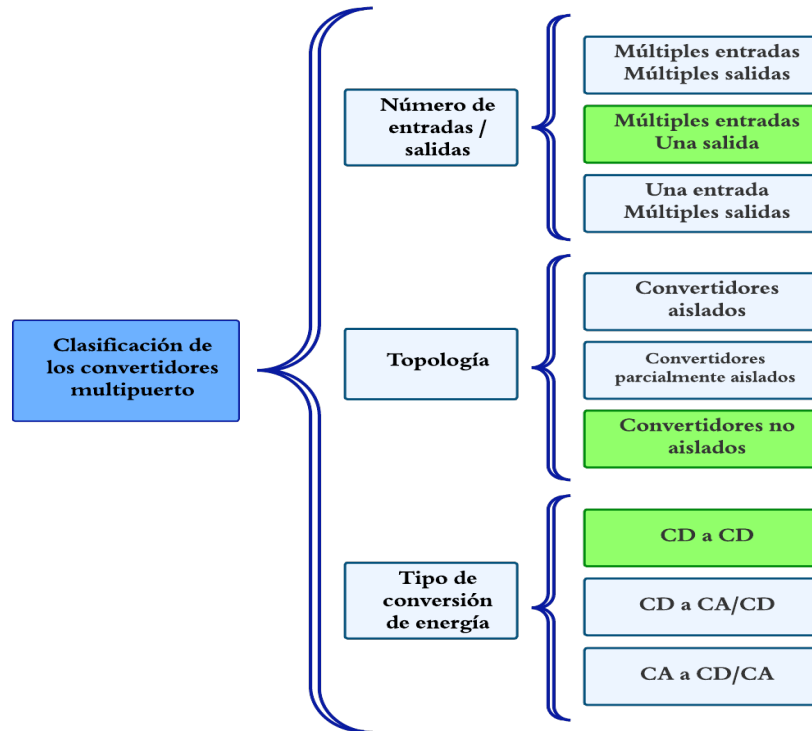


Figura 2.8 Clasificación de los convertidores multipuerto.

2.8 Topologías de convertidores aislados

Los convertidores multipuerto aislados emplean transformadores para separar eléctricamente cada uno de sus puertos, esto les proporciona una seguridad alta ante fallas y les brinda la capacidad de manejar niveles elevados de tensión. Las diferentes configuraciones que poseen estos convertidores ofrecen características como modularidad, resonancia y transferencia simultánea de potencia. Sin embargo, son sistemas no lineales con múltiples entradas y salidas con un alto grado de acoplamiento entre estados, provocando que su modelado y control sean complejos.

Estos convertidores permiten adaptar niveles de voltaje, reducir esfuerzos eléctricos en los semiconductores y controlar el flujo de potencia mediante el ajuste del desfase en el transformador, generalmente con etapas de rectificación e inversión. Aunque son más flexibles y pueden manejar diversos modos de operación, especialmente en configuraciones bidireccionales, presentan desventajas como menor eficiencia, menor densidad de potencia, mayor complejidad, y un incremento en costo y tamaño debido al uso de núcleos magnéticos [8,35,36]. En la Figura 2.9, se presentan algunos de los convertidores aislados más utilizados en sistemas de extracción

de energía solar.

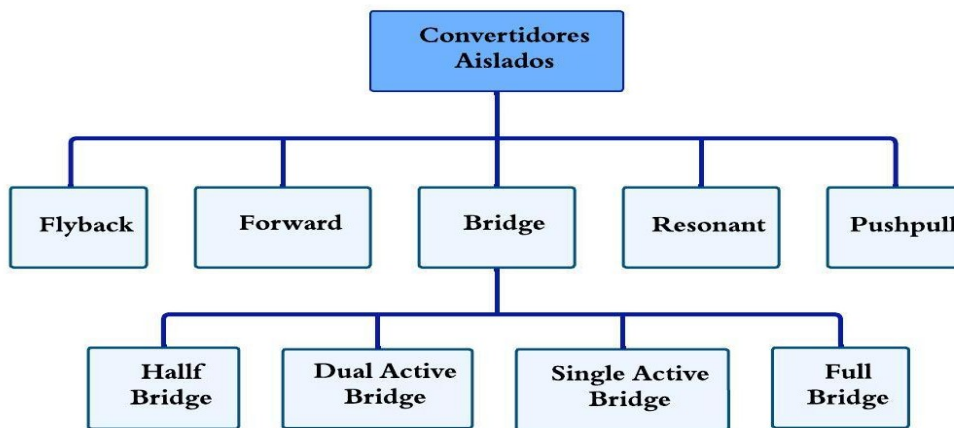


Figura 2.9 Convertidores multipuerto aislados.

2.9 Topologías de convertidores no aislados

Estos convertidores se caracterizan por no utilizar transformadores, lo que simplifica su diseño y les permite alcanzar altas eficiencias y densidades de potencia. No obstante, esta simplicidad puede limitar su capacidad bidireccional, limitando la cantidad de modos de flujo de potencia. Asimismo, la ausencia de aislamiento galvánico restringe su uso en aplicaciones donde existen grandes diferencias de voltaje. Algunas soluciones basadas en la combinación de convertidores convencionales ofrecen mayor flexibilidad, escalabilidad y madurez tecnológica, aunque sacrifican eficiencia y densidad de potencia frente a las topologías integradas. Estos sistemas pueden diseñarse para manejar únicamente puertos de corriente continua o una combinación de corriente alterna y continua.

En aplicaciones de energías renovables que no necesitan un aislamiento eléctrico, como vehículos eléctricos, sistemas híbridos de almacenamiento de energía y generación de energía Solar PV, los convertidores CD-CD no aislados son ampliamente utilizados. Sin embargo, en aplicaciones de energías renovables, es necesario trabajar con altas frecuencias de conmutación para disminuir el tamaño y el peso de los convertidores CD-CD no aislados, en estas condiciones también se manejan niveles elevados de tensión y corriente, lo que genera pérdidas durante la conmutación en los dispositivos semiconductores (como transistores y diodos de potencia). En este tipo de convertidores, especialmente cuando operan con alta tensión, alta corriente y alta frecuencia, las pérdidas por conmutación suelen ser predominantes. Por ello, para lograr un convertidor eficiente y viable en la práctica, es fundamental minimizar o reducir dichas pérdidas [8, 35, 36]. En la Figura 2.10, se muestran los principales convertidores CD-CD no aislados.



Figura 2.10 Convertidores multipuerto no aislados.

2.10 Comparación de convertidores multipuerto

Los CM, permiten integrar diversas fuentes de energía sin perder estabilidad y pueden manejar flujos de energía unidireccionales y bidireccionales. En este sistema, toda la estructura se trata como un único convertidor de potencia, optimizando la transferencia y mejorando la fiabilidad. Es posible establecer comparaciones entre distintas topologías multipuerto considerando criterios clave como el costo, la confiabilidad, la flexibilidad y la eficiencia. Sin embargo, es importante señalar que dichas comparaciones se basan únicamente en configuraciones topológicas simples, sin contemplar los esquemas de control que puedan estar asociados a cada una de ellas.

Costo: Los convertidores multipuerto comparten componentes en sus etapas de entrada y salida, no requieren transformadores voluminosos para el aislamiento entrada-salida. Los convertidores Buck y Boost son menos costosos debido a la menor cantidad de componentes en su circuito. Entre estas dos topologías, los convertidores Boost tienen ventaja sobre los Buck [8]. Generalmente requiere un solo inductor compartido entre las fuentes de entrada, mientras que el Buck suele necesitar un inductor por cada salida). Además, el convertidor Boost presenta ventajas sobre el Buck:

- La corriente del MOSFET en el convertidor Boost es menor en comparación con los convertidores Buck.
- Requieren una inductancia alta para lograr un bajo rizado de corriente en comparación con los convertidores Buck.
- Requieren un capacitor grande para suavizar la corriente de entrada discontinua.
- El diodo de rueda libre puede servir como diodo de bloqueo en el convertidor Boost, mientras que en el convertidor Buck este es un componente adicional.

Confiabilidad: Esta puede analizarse a partir de dos factores fundamentales: el número de componentes activos y pasivos (no requieren una fuente de energía externa para operar y

no amplifican la señal eléctrica, solo almacenan, disipan o transforman la energía) compartidos en el circuito, y el nivel de tensión eléctrica al que dichos componentes están expuestos (Un alto estrés eléctrico puede provocar fallos prematuros, degradación o sobrecalentamiento de los componentes). Topologías de convertidores como Buck-Boost, Cuk y SEPIC incorporan una mayor cantidad de elementos pasivos y presentan mayores niveles de tensión en componentes críticos como interruptores, diodos y capacitores. Como consecuencia, estas configuraciones tienden a mostrar una menor confiabilidad en comparación con topologías más simples como los convertidores Buck y Boost [8, 35, 37].

Flexibilidad: Esto quiere decir, la compatibilidad de la topología con diferentes tipos de fuentes de entrada. El objetivo principal de los convertidores multipuerto es combinar diferentes fuentes de entrada para proporcionar la salida deseada, la interfaz de entrada de la topología es muy importante, debe ser capaz de integrar diferentes fuentes de entrada y proporcionar un amplio rango de voltajes de salida. Los convertidores Cuk y SEPIC ofrecen mayor flexibilidad, ya que sus corrientes de entrada son continuas y sin ondulaciones, y al mismo tiempo pueden aumentar o reducir el voltaje de entrada [8, 35, 37].

Eficiencia: Los convertidores Buck y Boost se consideran las topologías más eficientes dentro de la categoría de convertidores no aislados debido a sus menores pérdidas en componentes y su estructura sencilla. En aplicaciones donde es necesario subir o bajar voltaje, convertidores como Cuk o SEPIC pueden ser más flexibles, aunque con menor eficiencia [8, 35, 37].

La Tabla 1. muestra una comparación de topologías de convertidores multipuerto CD-CD no aislados [8]. Un mayor número de estrellas "♦" indica un mayor atributo en la topología.

Tabla 1. Comparación de topologías de convertidores multipuerto CD-CD no aislados [8].

Topología	Costo	Confiabilidad	Flexibilidad	Eficiencia
Buck	♦♦	♦♦	♦♦	♦♦♦
Boost	♦	♦♦	♦♦♦	♦♦♦♦
Buck-Boost	♦♦♦	♦	♦♦	♦
Cuk	♦♦♦	♦	♦♦♦♦	♦
SEPIC	♦♦♦	♦	♦♦♦♦	♦♦

La implementación de la topología Boost ofrece una ventaja significativa al aprovechar el inductor ubicado en la entrada. Este componente permite la extracción de corriente de manera no pulsante desde el panel PV, creando así condiciones adecuadas para la eficiente extracción de potencia.

2.11 Análisis de la topología Boost

La topología Boost permite incrementar el nivel de voltaje, de modo que el voltaje a la salida del convertidor (Bus de CD) sea mayor que el proveniente de la fuente (Figura 2.11). Su funcionamiento se describe mediante dos estados principales determinados por intervalos de tiempo de encendido y apagado: Cuando el interruptor se encuentra encendido (Estado ON), el inductor (L) almacena energía mientras el capacitor 2 ($C2$) se encarga de entregar energía a la salida del convertidor (Figura 2.12). Cuando el interruptor se encuentra apagado (Estado OFF), el inductor libera la energía almacenada junto con la energía de la fuente entregando un voltaje mayor en la salida (Figura 2.13).

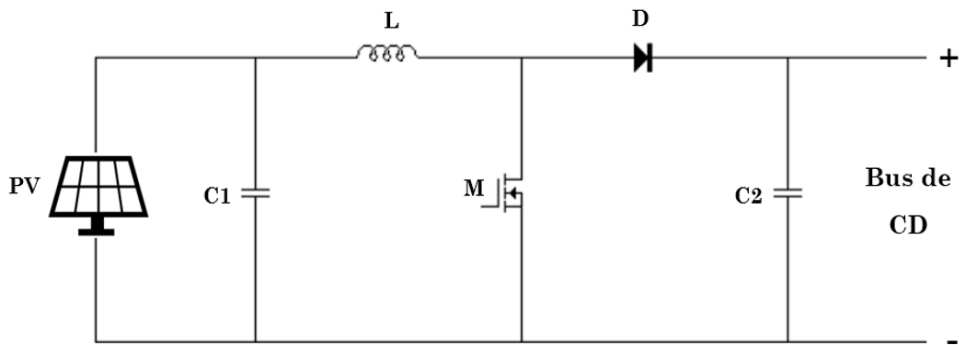


Figura 2.11 Topología del convertidor Boost.

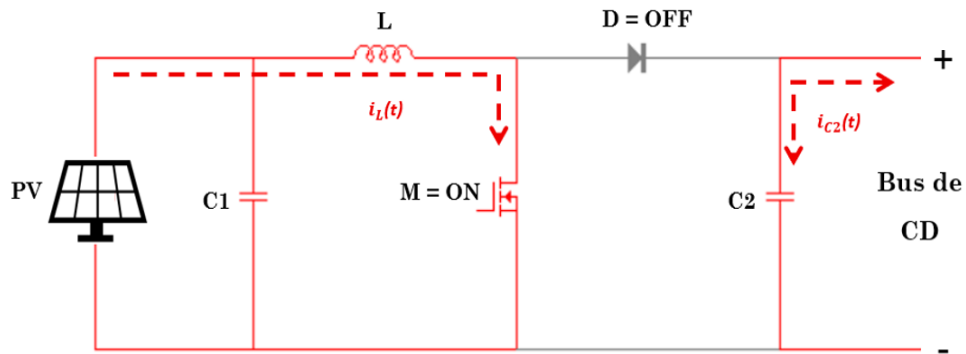


Figura 2.12 Intervalo DT_s de la topología Boost.

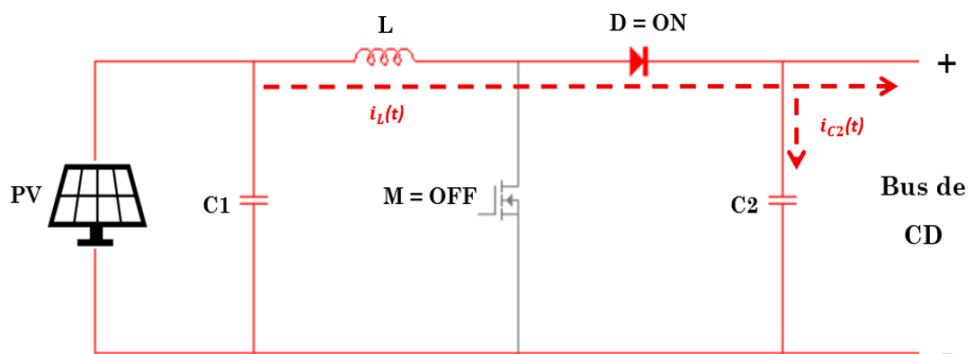


Figura 2.13 Intervalo $(1 - D) T_s$ de la topología Boost.

A partir de los circuitos equivalentes en los estados de encendido y apagado, es posible determinar las formas de onda de los distintos componentes del convertidor (Figura 2.14).

Dónde:

- V_{GS_M} es el voltaje entre la compuerta y la fuente del interruptor M.
- DT_S y $(1-D)T_S$ son los intervalos de encendido y apagado dentro del período de conmutación del interruptor.
- V_L es el voltaje en el inductor.
- V_{PV} es el voltaje de entrada proveniente del panel fotovoltaico.
- V_{IN} es el voltaje de entrada del convertidor, correspondiente al voltaje proporcionado por el panel.
- V_{OUT} es el voltaje de salida del convertidor, correspondiente al voltaje entregado al bus de CD.
- i_L es la corriente que circula a través del inductor.
- Δ_L es el rizado de corriente del inductor, es decir, la diferencia entre la corriente máxima y mínima durante el período de conmutación.
- i_{PV} es la corriente proporcionada por el panel fotovoltaico.
- i_M es la corriente que circula a través del interruptor.
- i_{C2} es la corriente que circula por el capacitor C_2 .
- I_O es la corriente de salida del convertidor.
- V_{C2} es el voltaje en el capacitor C_2 .
- ΔV_{C2} es el rizado del voltaje del capacitor C_2 , es decir, la diferencia entre su voltaje máximo y mínimo durante el período de conmutación.
- i_D es la corriente que circula a través del diodo.
- t es el tiempo.

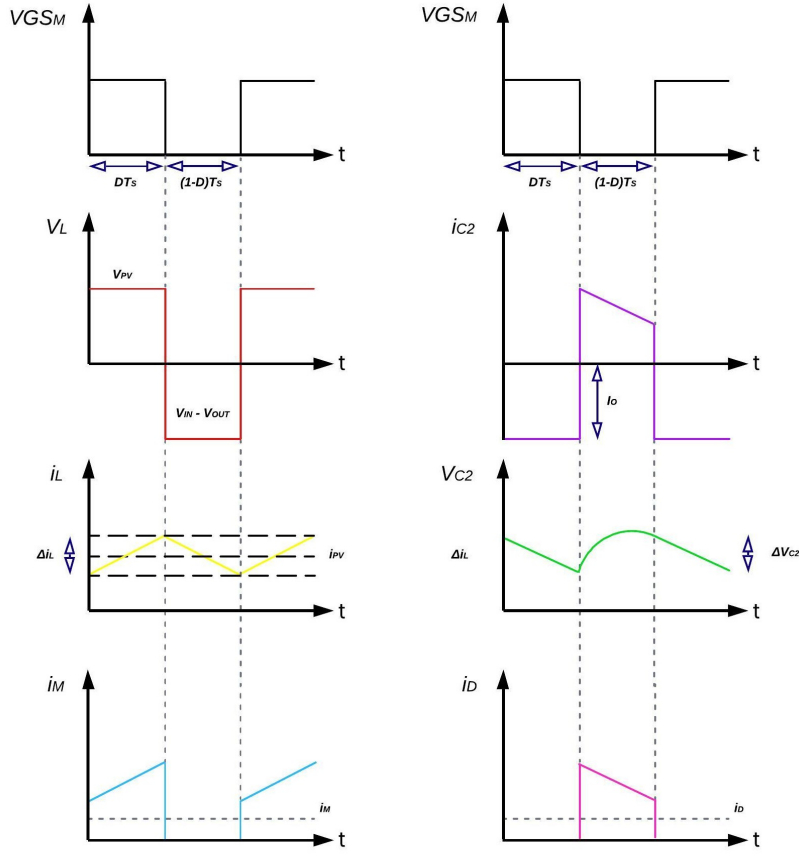


Figura 2.14 Formas de onda de los componentes del convertidor de topología Boost.

A partir del estudio de la gráfica del voltaje del inductor presentada en la Figura 2.14, se puede determinar la ecuación de la ganancia CD empleando el principio de balance volt-segundo presente en el comportamiendo de dicho componente.

$$V_{IN}DT_S = (V_{OUT} - V_{IN})(1 - D)T_S$$

Ec. (10)

$$V_{IN}D + V_{IN}(1 - D) = V_{OUT}(1 - D)$$

Ec. (11)

$$V_{IN} = V_{OUT}(1 - D)$$

Ec. (12)

$$\frac{V_{OUT}}{V_{IN}} = \frac{1}{1 - D} = M$$

Ec. (13)

Al despejar la variable "D" de la Ecuación 13, se obtiene el ciclo de trabajo del convertidor en función de la ganancia.

$$D = 1 - \frac{1}{M}$$

Ec. (14)

Para determinar la expresión del inductor "L", se considera la relación existente entre su voltaje y corriente. Considerando que, durante el estado de encendido, el voltaje aplicado al inductor es igual al voltaje del panel fotovoltaico, se obtiene la Ecuación 17.

$$V_L = L \frac{di}{dt} \therefore V_{PV} = L \frac{\Delta i_L}{DT_S}$$

Ec. (15)

$$L = \frac{V_{IN} * DT_S}{\Delta i_L}$$

Ec. (16)

$$L = \frac{V_{IN} * D}{\Delta i_L * f_{SW}}$$

Ec. (17)

La obtención de la expresión correspondiente al capacitor C_2 se basa en la relación existente entre su voltaje y corriente. Considerando que, durante el intervalo de encendido, la corriente del capacitor coincide con la corriente de salida, se obtiene la Ecuación 20.

$$i_{C_2} = C_2 \frac{dv}{dt} \therefore I_0 = C_2 \frac{\Delta i_{C_2}}{DT_S}$$

Ec. (18)

$$C_2 = \frac{I_{OUT} * DT_S}{\Delta V_{C2}}$$

Ec. (19)

$$C_2 = \frac{P_{OUT} * D}{\Delta V_{OUT} * \Delta V_{C2} * f_{SW}}$$

Ec. (20)

Para calcular el capacitor de entrada C_1 conectado en paralelo con los paneles fotovoltaicos, es necesario considerar los parámetros eléctricos del sistema, como la corriente y el voltaje correspondientes al punto de máxima potencia, además de la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico. Mediante el método propuesto en [36], se obtiene la Ecuación 21.

$$C_1 = \frac{\sqrt{\left(\frac{\Delta i_{IN}}{\Delta v}\right)^2 - \left(\frac{I_{MPP_{IN}} - I_{SC_{IN}}}{V_{MPP_{IN}}}\right)^2}}{2\pi f_{SW}}$$

Ec. (21)

Capítulo III. Estado del arte

3.1 Técnicas de reconfiguración estática

Rani, et al. Proponen una técnica de reconfiguración basada en el patrón del rompecabezas SuDoKu, la cual reorganiza físicamente los módulos fotovoltaicos de un arreglo totalmente cruzado (Total Cross Tied, TCT) de 9×9 sin modificar sus conexiones eléctricas. La metodología distribuye los módulos de una misma fila en diferentes posiciones del arreglo, reduciendo la concentración del sombreado y disminuyendo la activación de los diodos bypass. El método fue evaluado mediante análisis teórico y simulaciones en MATLAB-SIMULINK[®] bajo cuatro escenarios de sombreado: corto y ancho (Short & Wide, SW), corto y angosto (Short & Narrow, SN), largo y ancho (Long & Wide, LW) y largo y angosto (Long & Narrow, LN), comparándose con la configuración TCT demostrando una mayor generación de potencia al distribuir uniformemente el efecto del sombreado, además, al tratarse de una disposición permanente de los módulos, la propuesta elimina la necesidad de sensores, interruptores y algoritmos de control, facilitando su implementación en sistemas fotovoltaicos de gran escala [38].

Dhanalakshmi, et al. Proponen una técnica de reconfiguración estática utilizando el método de “Cuadrado de competencia” (Competence Square, CS) a partir de la configuración TCT. La validación del rendimiento se realizó mediante simulación en MATLAB-SIMULINK[®] en donde se analizaron 4 casos de patrones de sombreado diferentes y se comparó con los métodos TCT y Dominance Square (DS) logrando un aumento de potencia de hasta un 24.4% respecto a los métodos TCT y DS, mostrando que produce la mayor potencia máxima incrementando en 8.7% en el primer caso corto SW y el cuarto LN [39].

Gautam, et al. Presentan una técnica de reconfiguración estática inspirado en el rompecabezas matemático conocido como “Killer Sudoku”. De esta manera permite reestructurar las conexiones entre las celdas solares como una solución potencial dispersando el sombreado. Se realizó una comparación de la técnica TCT y Sumoku en el software MATLAB-SIMULINK[®] con resultados de potencia más uniforme obteniendo un aumento de potencia del 2% superior de la técnica TCT [40].

Sreekantha, et al. Presentan una técnica de reconfiguración basada en un rompecabezas de Cuadrado Mágico (Magic Square, MS) sin cambiar las conexiones eléctricas. Utilizando el algoritmo genético (Genetic Algorithm, GA) en MATLAB[®] se obtuvieron los resultados óptimos para generar el MS de 9×9 buscando la mejor configuración que logre la suma obteniendo la constante mágica (495) en filas, columnas y diagonales. Se realizaron simulaciones de 5 escenarios de sombreado parcial comparando las técnicas TCT, SuDoKu y SuDoKu Óptimo, logrando obtener un promedio del factor de llenado (Fill Factor, FF) mayor de 63.59% y una eficiencia promedio mayor de 11.41% en comparación con las otras configuraciones [41].

Sujono, et al. Proponen una técnica de extracción de la potencia máxima de salida bajo sombreado parcial utilizando el algoritmo P&O en el MPPT para paneles estáticos. Se rea-

lizaron distintas simulaciones en el software PSIM comparando la potencia de salida con y sin el algoritmo P&O y una resistencia de carga variable, demostrando un incremento de la potencia máxima de salida de 55.55 W cuando se implementa el algoritmo y una potencia máxima de 12.26 W cuando no, posteriormente se realizaron pruebas con sombreado parcial de 50% y 25%, en donde se observa una potencia de salida menor de 19.33 W en un sombreado parcial del 50% en comparación con la potencia de salida de 39.60 W con un sombreado parcial del 25% [6].

Khalil, et al. Presentan una técnica de reconfiguración basada en el movimiento del caballo de ajedrez modificado, el cual combina reconfiguración dinámica y estática, es estática porque realiza la reconfiguración en un solo paso y, al mismo tiempo, es dinámica porque verifica la huella de sombra cada diez minutos, logrando una reconfiguración óptima en un solo paso. Se realizaron comparaciones de cinco escenarios de sombreado distintos usando las técnicas de Índice de fila (Row index, RI), Optimización por Enjambre de Partículas (Particle Swarm Optimization, PSO), Caballo de ajedrez, Sudoku y Caballo de ajedrez modificado demostrando una dispersión de la sombra más uniforme mediante una mejor adaptación a los cambios de irradiación, además de una mitigación de pérdidas de salida de hasta un 27% aprovechando mejor la irradiación disponible [42].

En [43–47]. se realizaron revisiones y análisis de diferentes esquemas de reconfiguración estática y dinámica de arreglos PV, destacando las ventajas y limitaciones bajo condiciones de sombreado parcial. Se realizaron comparaciones de las técnicas Serie, SP, TCT, BL y HC considerando diferentes patrones de sombreado y utilizando una variedad de valores para simular la irradiancia solar con las que se analizaron parámetros como la potencia máxima, FF, las pérdidas de potencia y la dispersión del sombreado. Se concluyó que las técnicas de reconfiguración estática presentaron mayor problema en la dispersión del sombreado, sin embargo, son más económicas que las reconfiguraciones dinámicas, las cuales, a pesar de haber presentado gran efectividad, no son ideales en aplicaciones a gran escala debido a la complejidad que presentan, reduciendo su fiabilidad. Las técnicas de reconfiguraciones TCT y HC mostraron el mejor rendimiento en términos de potencia máxima, mientras que la configuración SP presentó un FF mayor. Sin embargo, los resultados variaron dependiendo del patrón de sombreado y el tipo de configuración aplicada.

Pachauri, et al. Proponen una técnica de reconfiguración basada en la “Teoría del Juego de Ajedrez” (Chess Board Game Theory, CBGT), la cual emplea los movimientos del caballo, alfil y reina para redistribuir los módulos fotovoltaicos y dispersar el efecto del sombreado parcial sobre todo el arreglo. La metodología fue validada experimentalmente en un arreglo 9×9 y comparada con las configuraciones SP, TCT, Teoría de Juegos de Rompecabezas (Puzzle Game Theory, PGT) y SuDoKu, bajo cuatro escenarios de sombreado logrando una reducción de las pérdidas de potencia y un incremento del punto de máxima potencia global (GMPP), alcanzando valores máximos de potencia de 315.8 W, 273.6 W, 232.8 W y 262.1 W por encima de las estrategias evaluadas con valores máximos de 307.4 W, 299.9 W, 289.6 W y 246.2 W. Asimismo, se obtuvieron porcentajes de recuperación de potencia que es capaz de entregar el

arreglo después de aplicar la técnica de reconfiguración de 77.97 %, 67.55 %, 57.48 % y 64.71 % superando a las configuraciones SP, TCT, SuDoKu y PGT [48].

Singh, et al. Proponen una técnica de reconfiguración utilizando el método “Enfoque de Reordenamiento de Módulos en Diagonal Cruzada” (Cross-Diagonal Module Rearrangement Approach, CDMRA), una técnica de reconfiguración estática aplicable a arreglos fotovoltaicos de cualquier dimensión, basada en el reordenamiento de los módulos dentro de la misma columna sin modificar las conexiones eléctricas, lo que reduce la complejidad del cableado y elimina la necesidad de sensores e interruptores adicionales. La metodología fue validada mediante simulaciones en MATLAB-SIMULINK® sobre un arreglo 9×9 bajo cuatro escenarios de sombreado y comparada con las configuraciones TCT, Mapa Caótico del Panadero (Chaotic Baker Map, CBM), SudoKu, OpSudoKu y CBGM, demostrando una reducción del 89.9 % en la pérdida de potencia por desajuste y mejorando en 70.4 % la minimización de la discrepancia de corriente entre filas respecto a la configuración TCT, [49].

Saiprakash, et al. presentan una técnica de reconfiguración inspirada en la estructura química del benceno denominada “Configuración de benceno” (Benzene Configuration, BZ). La metodología fue validada mediante simulaciones en MATLAB-SIMULINK® y validación experimental bajo diversos escenarios de sombreado y comparada con las configuraciones TCT, BL y HC, logrando una mayor potencia de salida en la mayoría de los casos de sombreado, reduciendo las pérdidas por desajuste y mantiene un desempeño comparable o superior utilizando menos de la mitad de las conexiones transversales requeridas por la configuración TCT en arreglos de gran tamaño, disminuyendo el costo del cableado y mejora la eficiencia del sistema, obteniendo potencias máximas en los diferentes casos de sombreado de 6796.616 W, 6631.650 W, 6427.981 W, 5925.764 W y 5530.919 W superiores a TCT, BL y HC [50].

3.2 Técnicas de reconfiguraciones dinámicas

Kadhim, et al. Proponen una técnica de reconfiguración basada en las tácticas de caza grupales de los tiburones blancos, el algoritmo de “Optimización de Tiburón Blanco” (White Shark Optimization, WSO) se evaluó bajo 4 escenarios de sombreado y se comparó con las técnicas TCT, algoritmo de optimización de mariposa (Butterfly Optimization Algorithm, BOA), optimización de halcones de Harris (Harris Hawks Optimization, HHO) y algoritmo de polinización de flores (Flower Pollination Algorithm, FPA) demostrando un aumento en la potencia máxima global reportando un notable incremento del 18.51% en el primer caso de SW y del 10% en los demás casos, además de comparaciones de FF, pérdida de potencia y eficiencia, demostrando una mejora en las respuestas con un incremento en promedio 0.96% en eficiencia [51].

Wang, et al. Proponen el algoritmo de inteligencia colectiva denominado como “Líder Dinámico” (Dynamic Leader Based Collective Intelligence, DLCI), el cual agrupa diferentes algoritmos divididos como sub-optimizadores (S-O), los cuales son independientes y buscan la mejor optimización en iteraciones, el S-O que logre obtener una solución óptima se designa

como líder dinámico, el cual transmite la solución obtenida a los demás S-O. La verificación se realizó mediante simulación donde se compararon sus S-O, GA y BOA en 10 casos de sombreado parcial, destacándose con incrementos de hasta 8.16% y 7.59% mayores en FF en comparación con los otros algoritmos, además de las menores pérdidas de potencia con valores de hasta 5.13% menos. Sin embargo, al realizar un gran número de búsquedas de los S-O incrementa significativamente el tiempo de cálculo [52].

Li, et al. Presentan un algoritmo metaheurístico inspirado en el comportamiento y las estrategias de caza de los pelícanos, el “Algoritmo de Optimización de Pelicano” (Pelican Optimization Algorithm, POA), introduce una función que combina la optimización de potencia y la optimización de las acciones de conmutación de manera ponderada con el objetivo de priorizar la optimización de las posiciones eléctricas de las celdas fotovoltaicas que presenten mayores valores de sombreado. Se realizaron simulaciones bajo cuatro escenarios de sombreado comparando los métodos de algoritmo de optimización de buitres africanos (African Vulture Optimization Algorithm, AVOA), algoritmo de optimización de saltamontes (Grasshopper Optimization Algorithm, GOA) y optimizador de lobos grises (Gray Wolves Optimizer, GWO), demostrando un incremento de la potencia de salida de 30% en SW, obteniendo la mayor potencia de salida [53].

Yousri, et al. Presentan un algoritmo metaheurístico basado en las acciones de las presas y los depredadores presentes en la naturaleza, el “Algoritmo de Depredadores Marinos” (Marine Predators Algorithm, MPA), prioriza el encontrar soluciones óptimas en un espacio mediante agentes de búsqueda definidos como presa y depredador, las soluciones se actualizan mediante iteraciones en función de cómo interactúan estos agentes de búsqueda. Para la validación se realizaron simulaciones considerando arreglos PV de gran escala de 9 x 9, 16 x 16 y 25 x 25, bajo dos escenarios de sombreado donde se comparan las técnicas TCT, Optimización del Forrajeo de las Mantarrayas (Manta Ray Foraging Optimization, MRFO), HHO y PSO, obteniendo una mejora en la potencia en los arreglos PV de 28.6% en el caso de 9 x 9, 2.7% en de 16 x 16 y 5.7% en el de 25 x 25, además de presentar el menor tiempo de ejecución en comparación con las técnicas MRFO, HHO y PSO [54].

Sheryar, et al. Proponen una técnica de reconfiguración dinámica enfocada a cambiar las conexiones eléctricas de módulos PV sin modificar las ubicaciones físicas mediante el algoritmo PSO, el cual busca reorganizar las conexiones eléctricas entre los módulos para reducir las diferencias de corriente que pueden existir entre las filas de paneles PV. El algoritmo PSO proporciona información relevante como la configuración de los módulos, el nivel de irradiancia, las corrientes de los módulos y las corrientes en cada fila, así como la potencia generada por cada módulo. El algoritmo PSO organiza la distribución de la irradiancia de manera equilibrada en una matriz PV 4 x 4 mejorando el rendimiento de los paneles PV en condiciones de sombreado [55].

Fathy, Presenta un algoritmo metaheurístico basado en el sentido de olfato de las mariposas

para encontrar la ubicación de néctar, el “Algoritmo de Optimización de Mariposa” (Butterfly Optimization Algorithm, BOA), explora el espacio para encontrar soluciones mediante 2 tipos de movimientos, los movimientos globales donde la mariposa actualiza su posición hacia la mejor solución global conocida y en el movimiento local, la mariposa ajusta su posición según otras mariposas cercanas, permitiendo distribuir los módulos PV sombreados y extraer mayor potencia. Se evaluaron cinco patrones de sombreado y se compararon con las técnicas SP, TCT y optimizador del lobo gris (Grey Wolf Optimizar, GWO), obteniendo el máximo aumento de potencia del 27.43% en comparación con las técnicas evaluadas [56].

Sai, et al. Proponen una técnica de reconfiguración inspirado en el comportamiento de forrajeo de los hipopótamos, el “Algoritmo de Optimización del Hipopótamo” (Hippopotamus Optimization Algorithm, HOA), se emplea como un método de optimización poblacional para localizar el GMPP bajo condiciones de sombreado parcial, ajustando dinámicamente la disposición de los módulos fotovoltaicos para reducir el efecto de los múltiples máximos locales en la curva (P-V). La metodología fue validada mediante simulaciones en un arreglo TCT de 9×9 bajo escenarios de sombreado SW, LN, diagonal y SN, y comparada con GA. Obteniendo potencias de salida mayor y una mejor capacidad de adaptación frente a cambios en los escenarios de sombreado, además, cuenta con la capacidad de mantener niveles de corriente más altos en rangos amplios de tensiones, asegurando que los arreglos fotovoltaicos puedan operar de manera más eficiente incluso cuando ciertas partes del arreglo están sombreadas, maximizando la potencia generada [57].

Fang, et al. Proponen una técnica de reconfiguración dinámica para maximizar la potencia generada en arreglos fotovoltaicos distribuidos con configuraciones TCT y SP, controlada por un algoritmo de optimización basada en una matriz de conmutación que modifica las conexiones entre las cadenas fotovoltaicas y los inversores, sin alterar la disposición física ni las conexiones entre módulos. Se realizaron simulaciones en MATLAB-SIMULINK[®] sobre arreglos 9×9 bajo diferentes escenarios de sombreado parcial y fallas aleatorias de módulos. Logrando una reducción de las pérdidas por desajuste y un incremento promedio de la potencia máxima de 8.56 % en arreglos TCT y 6.43 % en arreglos SP. Además, la solución presenta una arquitectura escalable, reduce el número de inversores requeridos y simplifica la implementación del algoritmo MPPT al disminuir la presencia de múltiples máximos en las curvas (P-V) [58].

Cisneros, et al. Presentan un algoritmo de control neurodifuso, que combina lógica difusa, redes neuronales artificiales y una matriz de conmutación. La técnica utiliza únicamente tres variables globales del sistema (temperatura, voltaje y corriente), reduciendo significativamente el número de sensores, el procesamiento de datos y el costo de implementación. El método fue validado experimentalmente en un arreglo 2×3 con configuración SP, utilizando un simulador solar y un sistema de control implementado en Arduino Mega. Los resultados demostraron una efectividad del 97 % para detectar pérdidas de potencia ocasionadas por sombreado parcial y del 100 % para identificar el patrón de sombreado y localizar los módulos afectados, además de incrementar la potencia de salida en un 10 % en promedio, alcanzando mejoras de hasta 26

% en algunos casos. No obstante, los autores señalan que la propuesta presenta limitaciones de escalabilidad debido al elevado volumen de datos requerido para el entrenamiento de la red neuronal [59].

Yang, et al. Presentan una técnica reconfiguración dinámica empleando el “Algoritmo de Optimización del Perrito de las praderas Mejorado” (Improved Prairie Dog Optimization, IPDO), el cual considera a la celda fotovoltaica como la unidad mínima de reconfiguración para maximizar la potencia generada bajo condiciones de sombreado parcial. La metodología incorpora una estrategia de autocorrección que evita la reubicación de celdas con irradiancias iguales, reduciendo un 80 % las operaciones de conmutación, además de una matriz de conmutación optimizada que disminuye el número de interruptores y el costo de implementación. El método fue validado mediante simulaciones en MATLAB® sobre arreglos 20×30 y 30×30 bajo ocho patrones de sombreado y comparado con PSO, Recocido Simulado (Simulated Annealing, SA), SuDoKu de Cuatro Cuadrados (Four-Square Sudoku, FSS), Optimización Basada en Ecosistemas Artificiales (Artificial Ecosystem-Based Optimization, AEO) y Optimizador Runge Kutta (Runge Kutta Optimizer, Run). Logrando reducciones en las pérdidas de potencia de hasta 30.63 %, incrementos en la potencia generada de hasta 43.69 %, mejoras en el FF, confirmando su viabilidad para aplicaciones en arreglos fotovoltaicos de gran escala [60].

Varma, et al. Proponen una reconfiguración dinámica orientada a sistemas de bombeo de agua bajo condiciones de sombreado parcial para un arreglo TCT. La técnica emplea sensores de irradiancia e interruptores electrónicos para redistribuir los módulos fotovoltaicos e igualar las corrientes entre las filas del arreglo, logrando que el GMPP se ubique en la región de mayor voltaje de la curva (P-V) reduciendo la probabilidad de que el algoritmo MPPT converja hacia máximos locales, evitando la necesidad de implementar algoritmos MPPT complejos. El sistema utiliza un convertidor Boost con el Algoritmo de Conductancia Incremental (Incremental Conductance Algorithm, INC), un controlador PI para regular el voltaje del enlace de CD y un control Voltaje-Frecuencia para accionar el motor de inducción. La propuesta fue validada mediante simulaciones y pruebas experimentales, obteniendo un incremento de 10.8 % en la potencia, una extracción adicional de hasta 234 W respecto al sistema convencional TCT y mejoras de hasta 73.5 % en la potencia bajo condiciones de reconfiguración, incrementando además el par y la velocidad del motor sin afectar la estabilidad del sistema [61].

Yang, et al. Presentan un algoritmo metaheurístico inspirado en los procesos democráticos de una sociedad, el “Algoritmo Político Democrático” (Democratic Political Algorithm, DPA). La técnica incorpora dos factores de ponderación que mejoran el equilibrio entre la exploración global y la exploración local del espacio de búsqueda, acelerando la convergencia hacia soluciones óptimas. El algoritmo fue validado mediante simulaciones en arreglos fotovoltaicos de 10×10 , 15×15 y 20×20 bajo diez patrones de sombreado, comparándose con Algoritmo de Colonia de Abejas Artificiales (Artificial Bee Colony Algorithm, ABC), Optimización por Colonia de Hormigas (Ant Colony Optimization, ACO), GA, GWO, PSO, SA, y Búsqueda Tabú (Tabu Search, TS). Los resultados demostraron incrementos de potencia promedio de 21.47 %, 21.55

% y 20.98 % para los diferentes tamaños de arreglo, además de una reducción de pérdidas por desajuste de hasta 48.21 % respecto a la configuración TCT en el arreglo 20×20 . Aunque presenta mayor tiempo de cálculo conforme aumenta el tamaño del arreglo, el DPA muestra una convergencia superior [62].

3.3 Conclusión del estado del arte

El análisis del estado del arte revela que la mayoría de los estudios existentes no especifican claramente el tipo ni la cantidad de convertidores utilizados en sus investigaciones. El esquema de interconexión más comúnmente empleado es el TCT, en el que los paneles solares se conectan en serie y paralelo con otros dos paneles. Este tipo de conexión presenta el inconveniente de que los paneles siguen viéndose afectados por otros paneles que presentan sombreado, lo que reduce la potencia del sistema PV y evita que se extraiga la mayor cantidad de energía posible del sistema.

En la mayoría de las técnicas de las reconfiguraciones actuales, se centran principalmente en la optimización de la salida de potencia, lo cual determina dos enfoques principales, la reconfiguración estática se caracteriza por su simplicidad y es ideal para instalaciones en condiciones de luz constante, y la reconfiguración dinámica destaca por su capacidad de adaptación a diferentes condiciones de operación.

El valor de sombreado de las celdas PV tiene un papel fundamental en la determinación de la potencia de salida de los arreglos fotovoltaicos. A medida que el grado de sombreado de una celda aumenta, el impacto en la potencia total de salida del arreglo afecta de manera significativa la eficiencia del sistema. Por lo tanto, es crucial considerar tanto la reconfiguración dinámica como la gestión de las acciones de conmutación para mejorar la eficiencia global de los sistemas fotovoltaicos cuando se presenta sombreado.

Capítulo IV. Caso de estudio

4.1 Propuesta del sistema reconfigurable

En este trabajo se analiza un sistema PV reconfigurable conformado por cuatro paneles fotovoltaicos organizados en una estructura 4×1 , denominados como PV1, PV2, PV3 y PV4. El propósito del sistema es evaluar la capacidad de extraer energía en presencia de sombreado parcial mediante una estrategia de reconfiguración dinámica apoyada por un convertidor multipuerto y un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia.

El sistema propuesto incorpora una etapa de acondicionamiento de potencia basada en un convertidor Boost multipuerto propuesto por [13], cuya función es canalizar la energía proveniente de los paneles hacia un bus de CD, permitiendo operar con diferentes agrupaciones de módulos según la condición de sombreado presente. A diferencia de una conexión fija en serie, esta arquitectura ofrece la posibilidad de separar los paneles no sombreados de aquellos afectados por sombreado parcial, con el fin de mejorar la extracción de energía del conjunto. En la Figura 4.1 Se puede observar el esquema en general del sistema fotovoltaico cuando no existe sombreado parcial y los paneles se encuentran en serie al puerto 1 del convertidor multipuerto.

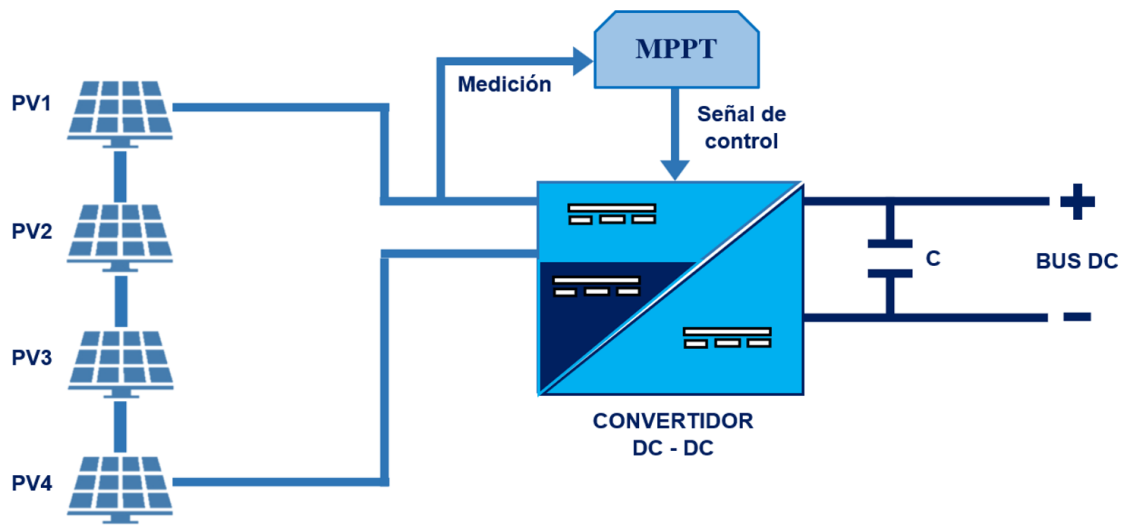


Figura 4.1 Esquema general del sistema fotovoltaico conectado en serie.

La configuración analizada parte de un arreglo fotovoltaico de cuatro paneles y de un arreglo de interruptores de reconfiguración que permite modificar la conexión eléctrica entre los módulos y los puertos de entrada del convertidor. Bajo esta propuesta, los paneles que operan sin sombreado pueden dirigirse a un puerto del convertidor, mientras que los paneles afectados por sombreado parcial pueden canalizarse/dirigirse hacia otro puerto. De esta manera, el sistema evita que los módulos con menor irradiancia limiten directamente la operación del resto del arreglo. La topología seleccionada se basa en un convertidor Boost de 2 entradas y una salida con interruptores de reconfiguración, retomando como referencia el convertidor propuesto por [13]. La Figura 4.2, ilustra el sistema a implementar.

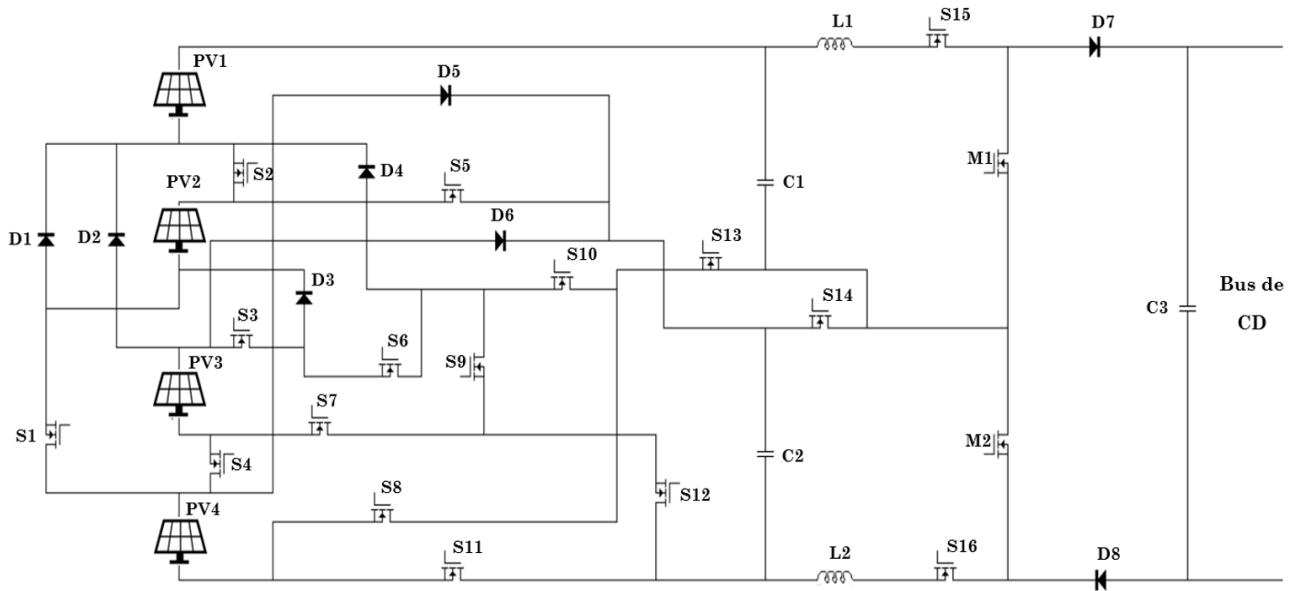


Figura 4.2 Sistema propuesto con topología Boost de 2 entradas y una salida con interruptores de reconfiguración.

4.2 Estrategia de reconfiguración (casos y modos de operación)

Con base en la estructura de la Figura 4.2, Se emplean 16 casos en total, agrupados en pares formando 8 casos finales. En la Tabla 2, se presentan los 16 casos en total y su agrupación formando los 8 casos finales.

En el primer apartado se observa el Conjunto de paneles fotovoltaicos denominados PV1, PV2, PV3 y PV4, el símbolo de verificación “✓” simboliza los paneles que no se encuentran sombreados, mientras que el símbolo de tache “✗” simboliza los paneles que se encuentran afectados por sombreado parcial. En la siguiente sección/bloque se encuentran los interruptores de reconfiguración S1 a S16, estos interruptores son los que permiten tomar los caminos para direccionar los paneles fotovoltaicos hacia las entradas del convertidor multipuerto, el número 1 indica que el interruptor se encuentra activo, mientras que el número 0 indica que el interruptor esta desactivado. En el siguiente bloque se encuentra el apartado de Mosfet, el cual indica los Mosfets (M1 y M2) del convertidor multipuerto es el que se encuentra realizando la conmutación para la salida hacia el Bus de CD, de igual forma que el caso anterior, 1 nos indica que el Mosfet se encuentra conmutando, mientras que 0 indica que el Mosfet se mantiene apagado. Por último, se tiene la agrupación de los casos en forma de pares, teniendo un total de 16 casos finales que servirán para determinar los modos de operación.

Tabla 2. Agrupación de casos con su respectiva configuración.

Conjuntos de paneles fotovoltaicos				Interruptores de reconfiguración																Mosfet		Casos
PV1	PV2	PV3	PV4	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	M1	M2	
✓	✓	✓	✓	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1
✗	✗	✗	✗	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	16
✓	✓	✓	✗	0	1	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	2
✗	✗	✗	✓	0	1	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	1	0	1	0	1	9
✓	✓	✗	✓	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	3
✗	✗	✓	✗	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	10
✓	✗	✓	✓	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0	0	1	1	0	1	0	1	0	4
✗	✓	✗	✗	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1	0	1	11
✓	✗	✗	✗	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	0	5
✗	✓	✓	✓	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1	12
✓	✓	✗	✗	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	0	6
✗	✗	✓	✓	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1	13
✓	✗	✓	✗	1	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	7
✗	✓	✗	✓	1	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	0	1	0	1	0	1	14
✓	✗	✗	✓	1	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	8
✗	✓	✓	✗	1	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	15

Con base en la Tabla 2, Se presentan las reconfiguraciones de los paneles en el sistema. En el caso 1 y 16, la configuración de los interruptores indica que S2, S3, S4, S8, S13 y S15 se encuentran activados mientras S1, S5, S6, S7, S11, S12, S14 y S16 se encuentran desactivados, lo que posiciona a los 4 paneles en serie en el puerto 1 del convertidor multipuerto, los paneles se encuentran en serie, con una irradiancia uniforme, logrando extraer la máxima potencia del sistema. En la Figura 4.3, se observa la configuración descrita, la rama de color rojo muestra el circuito de los paneles en serie conectados al puerto 1 del convertidor multipuerto, mientras que el puerto 2, se encuentra deshabilitado.

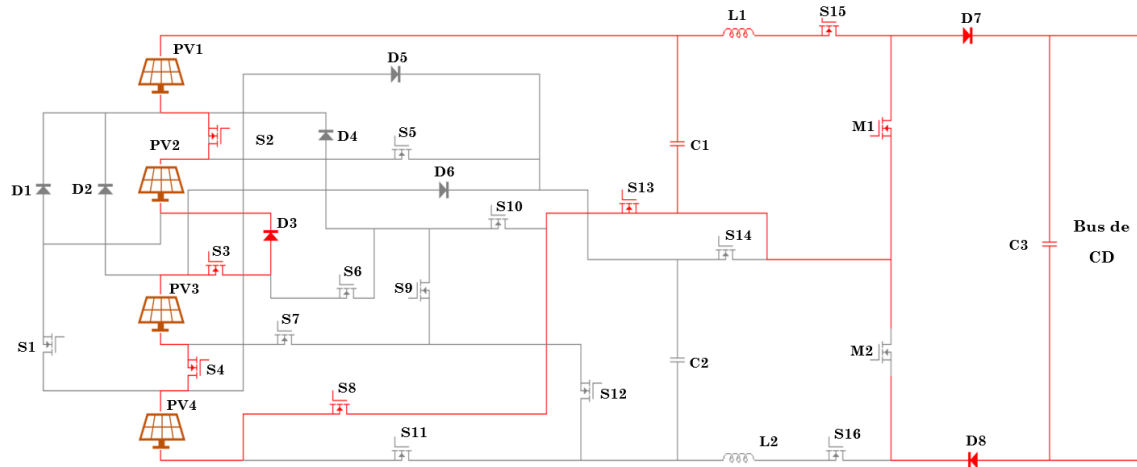


Figura 4.3 Configuración 1 y 16.

En el caso 2 y 9 en el que se considera que PV4 se encuentra sombreado, la configuración de los interruptores indica que los paneles PV1, PV2 y PV3 se posicionan en el puerto 1 del convertidor multipuerto, M1 realiza la conmutación para extraer la energía a los 3 paneles que no se encuentran sombreados, el panel PV4 que se encuentra sombreado se posiciona en el puerto 2 del convertidor multipuerto. En la Figura 4.4, se observa la configuración descrita, la rama de color rojo muestra el circuito de los 3 paneles que no se encuentran sombreados los cuales se conectan al puerto 1 del convertidor, mientras que la rama de color azul muestra el circuito del panel sombreado conectándolo en el puerto 2 del convertidor multipuerto.

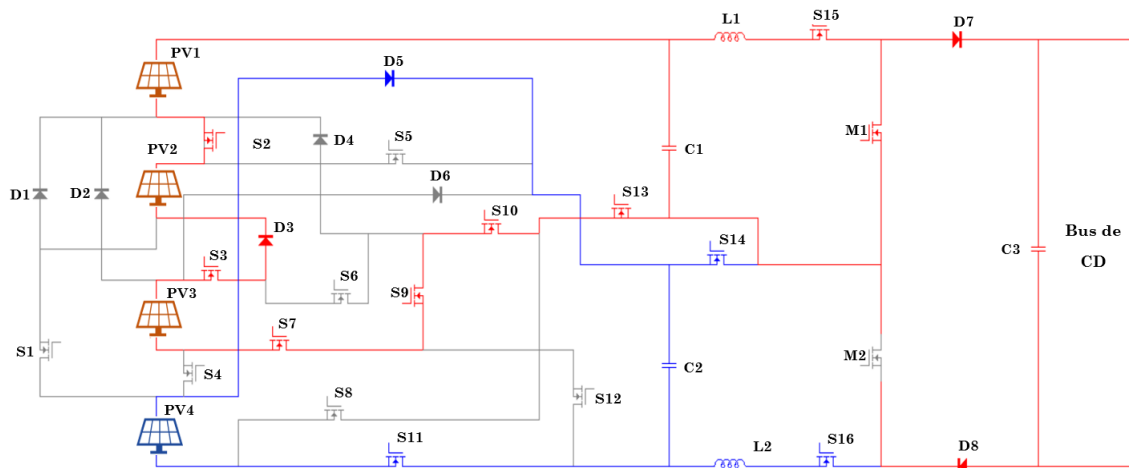


Figura 4.4 Configuración 2 y 9.

En el caso 3 y 10, se considera que PV3 se encuentra sombreado. En la Figura 4.5, se observa la configuración descrita, la rama de color rojo muestra el circuito de los 3 paneles que no se encuentran sombreados los cuales se conectan al puerto 1 del convertidor multipuerto, mientras que la rama de color azul muestra el circuito del panel que presenta sombreado conectándolo hacia el puerto 2 del convertidor multipuerto.

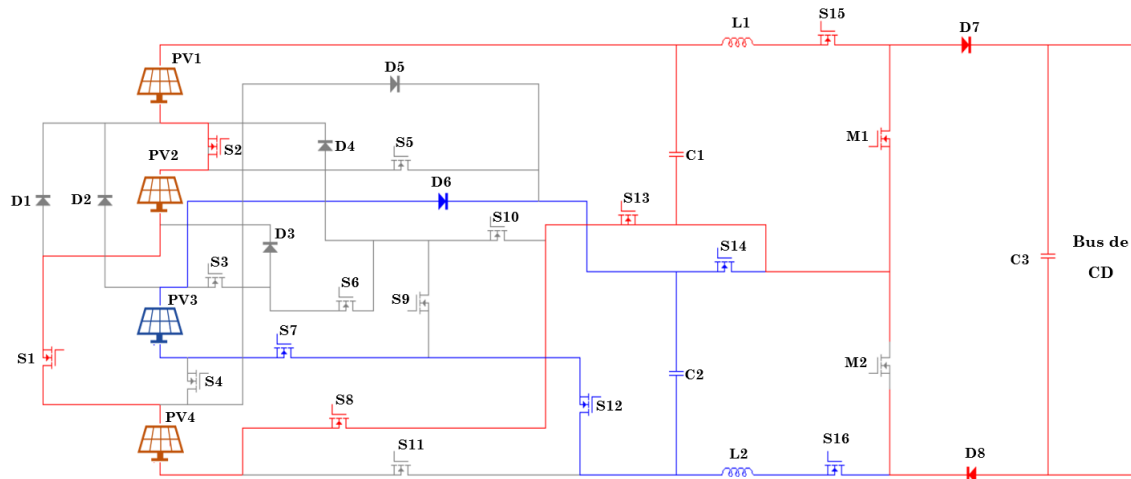


Figura 4.5 Configuración 3 y 10.

En el caso 4 y 11, se considera que PV2 se encuentra sombreado. La Figura 4.6, muestra el circuito de la configuración descrita, la rama de color rojo muestra el circuito de los 3 paneles que no se encuentran sombreados que se conectan al puerto 1 del convertidor multipuerto, mientras que la rama de color azul muestra el circuito del panel que presenta sombreado conectándolo hacia el puerto 2 del convertidor multipuerto.

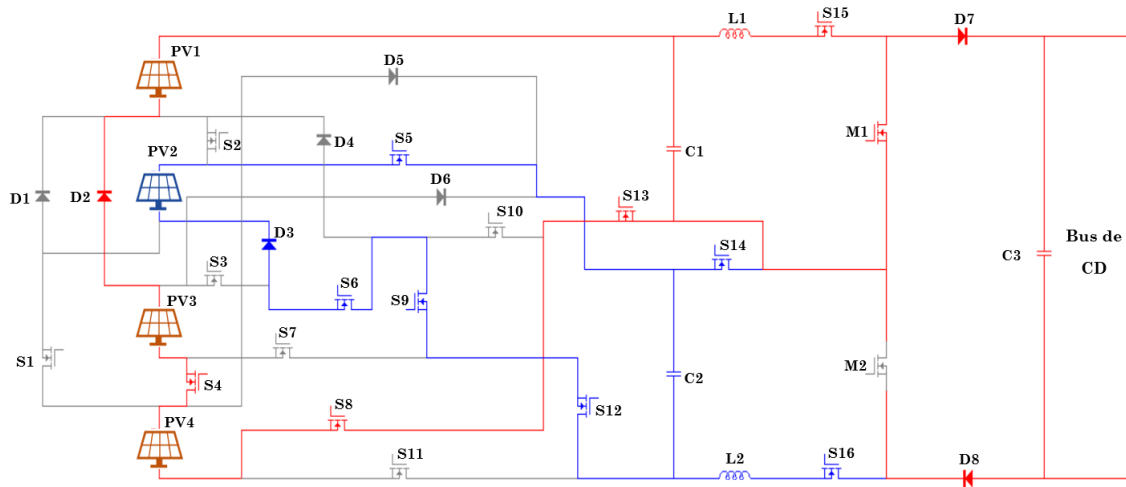


Figura 4.6 Configuración 4 y 11.

En el caso 5 y 12, se considera que PV2, PV3 y PV4 se encuentran sombreado. La Figura 4.7 muestra el circuito de la configuración descrita, la rama de color rojo muestra el circuito del panel PV1 conectándolo hacia el puerto 1 del convertidor multipuerto, mientras que la rama de color azul muestra el circuito de los paneles que presenta sombreado conectándose en el puerto 2 del convertidor multipuerto.

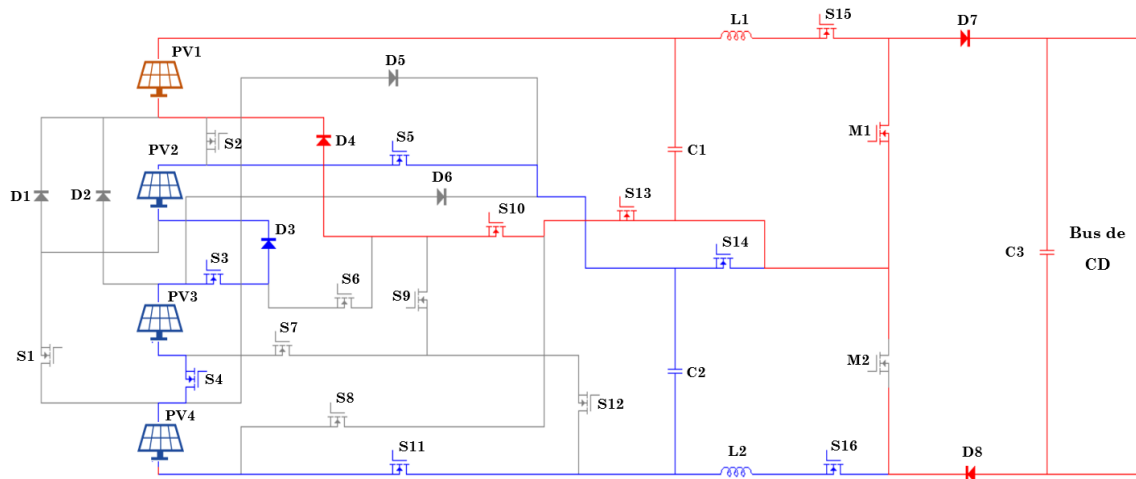


Figura 4.7 Configuración 5 y 12.

En el caso 6 y 13, se considera que PV3 y PV4 se encuentran sombreado. En la Figura 4.8, se observa la configuración descrita, la rama de color rojo muestra el circuito de los paneles PV1 y PV2 conectándose hacia el puerto 1 del convertidor multipuerto, mientras que la rama de color azul muestra el circuito de los paneles que presenta sombreado conectándose en el puerto 2 del convertidor multipuerto.

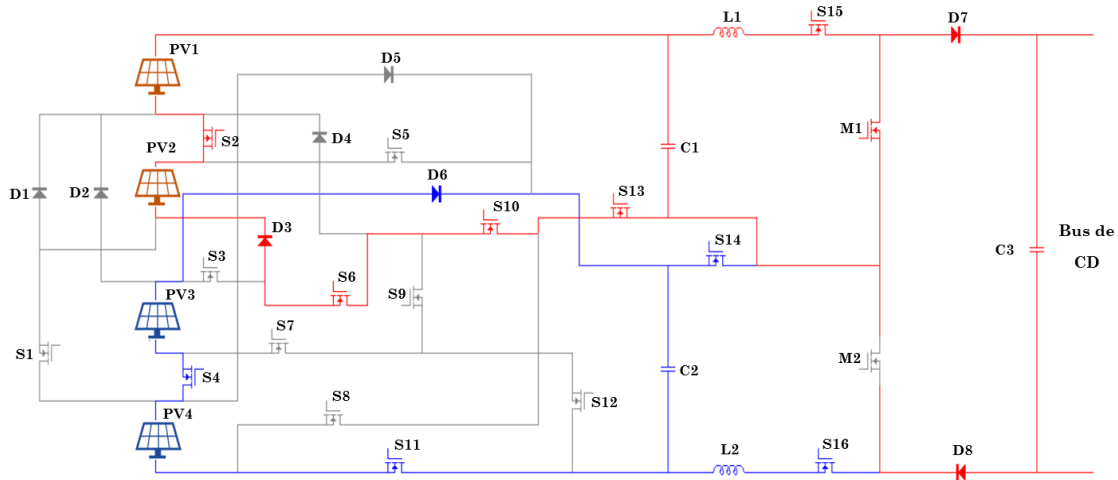


Figura 4.8 Configuración 6 y 13.

En el caso 7 y 14, se considera que PV2 y PV4 se encuentran sombreado. En la Figura 4.9, se observa la configuración descrita, la rama de color rojo muestra el circuito de los paneles PV1 y PV3 conectándose hacia el puerto 1 del convertidor multipuerto, mientras que la rama de color azul muestra el circuito los paneles que presenta sombreado conectándose en el puerto 2 del convertidor multipuerto.

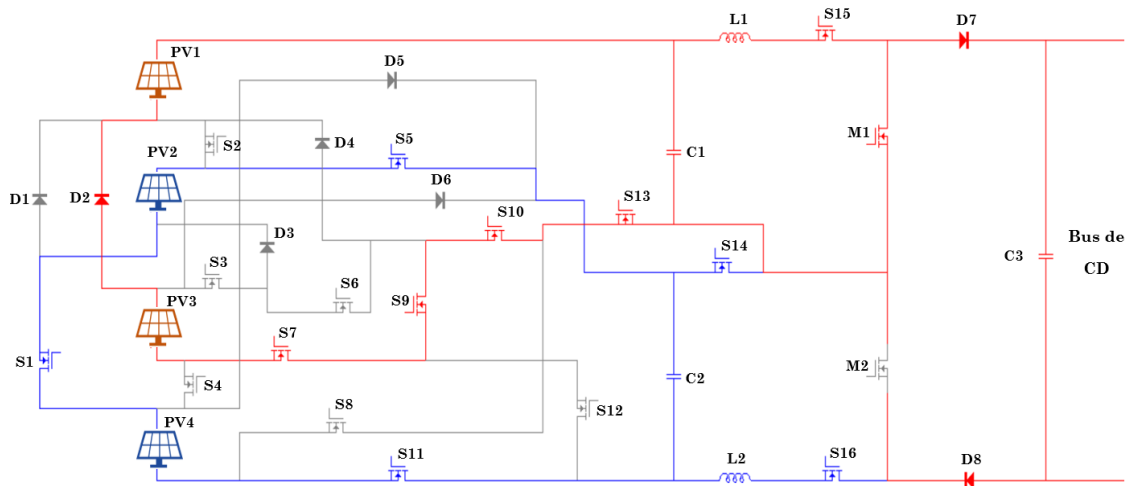


Figura 4.9 Configuración 7 y 14.

En el caso 8 y 15, se considera que PV2 y PV3 se encuentran sombreado. En la Figura 4.10, se observa la configuración descrita, la rama de color rojo muestra el circuito de los paneles PV1 y PV4 conectándose hacia el puerto 1 del convertidor multipuerto, mientras que la rama de color azul muestra el circuito de los paneles que presenta sombreado conectándose en el puerto 2 del convertidor multipuerto.

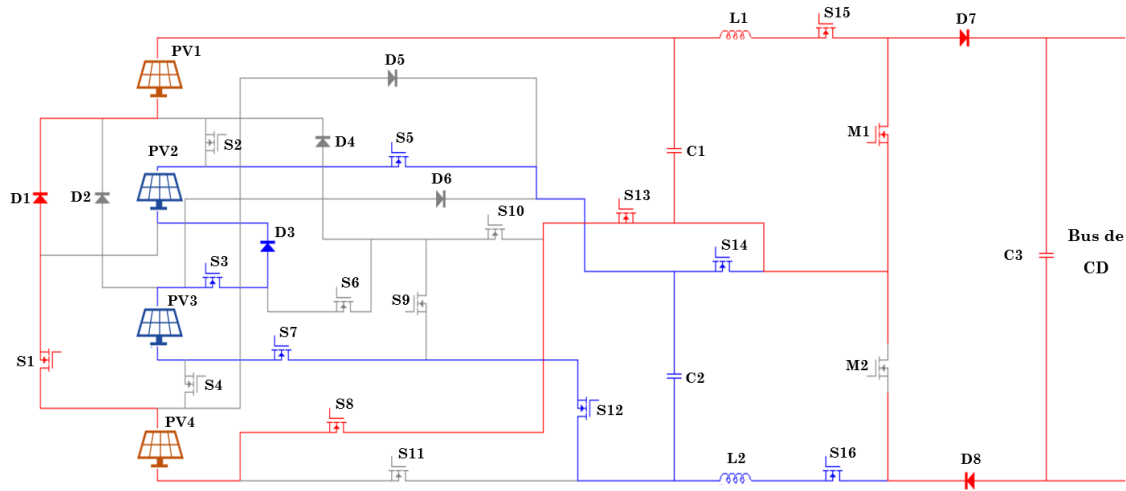


Figura 4.10 Configuración 8 y 15.

Capítulo V. Método de solución

5.1 Características de los paneles fotovoltaicos empleados

Para realizar la simulación del sistema se emplearán 4 paneles fotovoltaicos de la marca EPCOM modelo EPL33024. Las características del panel solar empleado para la simulación se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características de los paneles fotovoltaicos.

Parámetro	Valor
Potencia máxima en STC ($P_{\max}$)	330 W
Eficiencia del módulo	17.01 %
Voltaje de máxima potencia (V_{mp})	37.87 V
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	8.71 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	46.79 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	9.18 A
Coeficiente de temperatura de ($P_{\max}$)	-0.396 %/°C
Coeficiente de temperatura de (V_{oc})	-0.31 %/°C
Coeficiente de temperatura de (I_{sc}) (K_I)	+0.06 %/°C
Cantidad de células en serie (N_s)	72
Cantidad de células en paralelo (N_p)	1
Condiciones Estándar de Prueba (STC)	1000 W/m ² , 25°C

Con los datos de las características de los paneles PV se realiza la simulación en el entorno de MATLAB-SIMULINK® para obtener las curvas características de corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V) del panel que se muestran en la Figura 5.1.

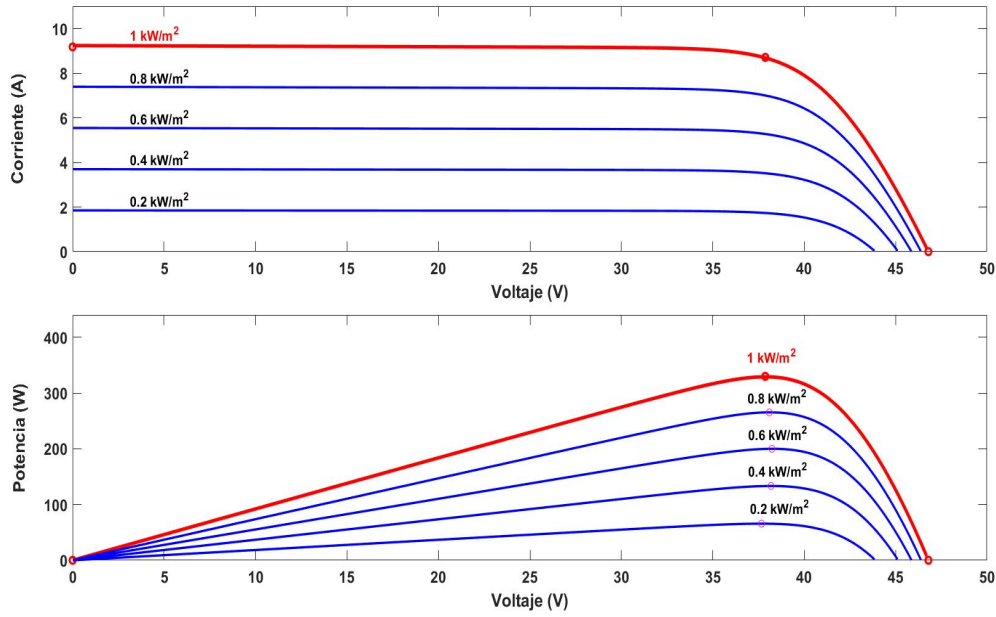


Figura 5.1 Curvas características (I-V) y (P-V) del panel fotovoltaico EPCOM modelo EPL33024.

5.2 Diseño del convertidor multipuerto de topología Boost elevador

De acuerdo con las características de los paneles mencionados anteriormente, se realizó el diseño del convertidor con base al arreglo en serie de 4 paneles con base a los valores mostrados en la Tabla 4 y las siguientes ecuaciones (Ec. 14 – 19).

Tabla 4. Parámetros generales del sistema propuesto.

Parámetro	Voltaje de entrada en serie (V_{IN})	Voltaje en Panel (V_{IN_1})	Frecuencia (F)	Voltaje de salida (V)	Rizo de corriente (Δi_{L1})	Rizo de voltaje (Δv_{C3})
Valor	151.48 V	37.87 V	100 kHz	220 V	10%	2%

Ecuaciones utilizadas para el cálculo de los componentes y parámetros del convertidor multipuerto considerando todos los paneles en serie:

$$M = \frac{V_{OUT}}{V_{IN}} \therefore \frac{220 V}{151.48 V} = 1.4523$$

Ec. (22)

$$D = 1 - \frac{1}{M} \therefore 1 - \frac{1}{1.4523} = 0.3114$$

Ec. (23)

$$R = \frac{V_{OUT}^2}{P_{OUT}} \therefore \frac{(220 V)^2}{1319.3908 W} = 36.6835 \Omega$$

Ec. (24)

$$L = \frac{V_{IN} * D}{\Delta i_L * f_{SW}} \therefore L_1, L_2 = \frac{(151.48 V)(0.3114)}{(0.871 A)(100 kHz)} = 541.5714 \mu H$$

Ec. (25)

Tabla 5. Valores de las notaciones

Parámetro	Variación de la corriente de entrada Δi_{IN}	Variación del voltaje de entrada Δv	Corriente de entrada en el punto de máxima potencia $I_{MPP_{IN}}$	Corriente de cortocircuito de entrada $I_{SC_{IN}}$	Voltaje de entrada en el punto de máxima potencia $V_{MPP_{IN}}$
Valor	$\Delta i_{L1} * I_{mp} \therefore (0.1)(8.71 A) = 0.871 A$	$\Delta v = 10\% \therefore 0.1$	$I_{mp} = 8.71 A$	$I_{sc} = 9.18 A$	$V_{IN} = 151.48 V$

$$C_1 = \frac{\sqrt{\left(\frac{\Delta i_{IN}}{\Delta v}\right)^2 - \left(\frac{I_{MPP_{IN}} - I_{SC_{IN}}}{V_{MPP_{IN}}}\right)^2}}{2\pi f_{SW}} \therefore C_1 = \frac{\sqrt{\left(\frac{0.871 A}{0.1}\right)^2 - \left(\frac{0.871 A - 9.18 A}{151.48 V}\right)^2}}{2\pi f_{SW}} = 13.8623 \mu F$$

Ec. (26)

$$C_3 = \frac{P_{OUT} * D}{\Delta V_{OUT} * \Delta V_{C2} * f_{SW}} \therefore C_3 = \frac{(1319.3908 W)(0.3114)}{(220 V)(4.4)(100 kHz)} = 4.2444 \mu F$$

Ec. (27)

La Ecuación (22) define el valor de la ganancia que indica el incremento del voltaje de entrada (V_{IN}) para obtener el voltaje de salida (V_{OUT}). La Ecuación (23) determina el ciclo de trabajo

del convertidor, la Ecuación (24) define la resistencia de carga equivalente del convertidor considerando la potencia de salida (P_{OUT}) y el voltaje de salida (V_{OUT}). La Ecuación (25) determina el valor del inductor necesario para mantener el rizo de corriente, la Ecuación (26) determina el valor del capacitor 1 de enlace y la Ecuación (27) determina el valor del capacitor 3 necesario para reducir el rizo de voltaje en la salida.

5.3 Estrategia de la técnica de reconfiguración y MPPT

En la figura 5.2 se muestra la técnica de los modos de extracción de energía de la reconfiguración a emplear, el funcionamiento es el siguiente: Se define un umbral de sombreado parcial de 200 W/m^2 , el sistema compara las irradiancias presentes en los paneles PV, si se presenta una irradiancia mayor a 800 W/m^2 o si al comparar la irradiancia individual de cada panel con la irradiancia promedio, la desviación de todos los paneles con respecto al umbral definido es menor, el sistema entrará en el **Modo 1** (Arreglo de paneles en serie por el puerto 1 del convertidor), si esta condición deja de cumplirse, el sistema entrará en la detección de casos donde ajustará los paneles que no presenten sombreado hacia el puerto 1 del convertidor y los paneles afectados hacia el puerto 2. El sistema comienza a funcionar en **Modo 2** (Extracción de energía de los paneles no afectados por sombreado por el Puerto 1) durante 0.5 milisegundos, seguido por el **Modo 3** (Extracción de energía de los paneles afectados por sombreado por el Puerto 2) durante otros 0.5 milisegundos, operando de forma alternada para extraer la energía de los paneles de forma separada en cada puerto de convertidor. Para evitar cortocircuitos, se implementa un intervalo entre cada ejecución del Modo 2 y 3 denominado **Modo 0**, el cual es correspondiente de 3 veces el periodo de conmutación del convertidor ($30 \mu\text{s}$), considerando una frecuencia de conmutación de $F = 100 \text{ kHz}$.

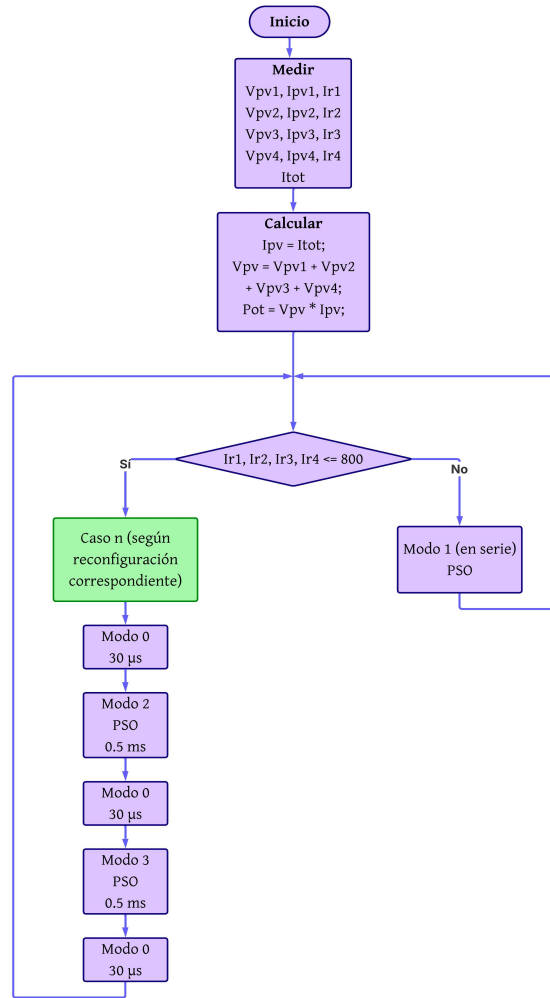


Figura 5.2 Diagrama de flujo de los modos de extracción de energía y seguimiento del MPPT.

En la Figura 5.3 se muestra la técnica de la selección de los casos de reconfiguración, su funcionamiento es el siguiente: Se realiza la suma de las irradiancias y se guarda el valor en la variable Ir_vec . la variable nIr almacena el valor de los paneles que se están considerando, en un principio se consideran los 4 paneles, mediante estas 2 variables, se obtiene el promedio de las irradiancias y se guarda el valor en la variable Ir_avg , una vez obtenido este promedio, se compara el valor del promedio actual con el valor del promedio anterior y el valor se almacena en la variable denominada dIr , este valor se compara con un valor definido de 25, el cual simboliza que existe un cambio del 25% en la irradiancia. Si el valor de dIr es mayor o igual al umbral establecido, el sistema comienza a buscar en que caso de irradiancia se encuentra, cada caso incluye su caso complementario, es decir, su opuesto. Una vez encontrado el caso, comienza a ejecutarse el ciclo de Modos para la extracción de la energía en los puertos del convertidor.

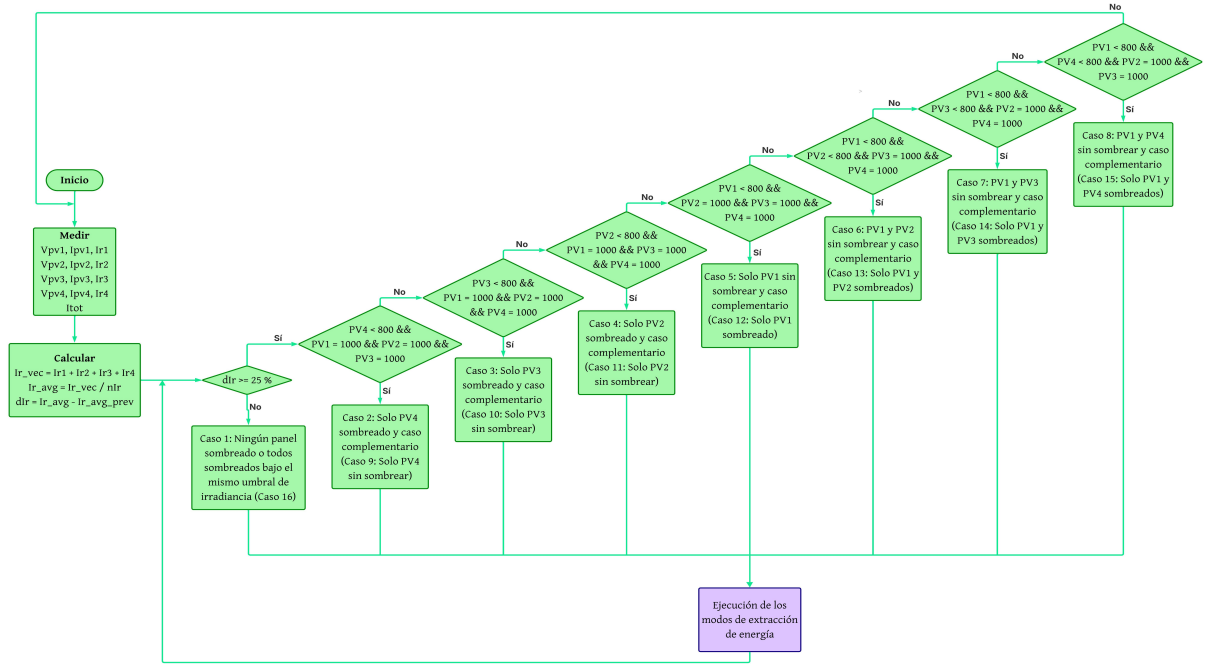


Figura 5.3 Diagrama de flujo de la selección de los casos de reconfiguración.

5.4 Simulación del sombreado parcial

Para realizar las pruebas del sistema se contempla un sombreado parcial que representa las variaciones en la irradiancia solar a lo largo del tiempo, el cual afectará a los paneles en diferentes escenarios simulando 4 escalones de variación en la irradiancia, comenzando con una irradiancia solar uniforme de 1000 W/m^2 , el primer escalón es de una irradiancia solar de 700 W/m^2 , el segundo escalón es de una irradiancia solar de 500 W/m^2 , el tercer escalón es el caso más crítico, con una irradiancia de 300 W/m^2 , finalmente, el cuarto escalón termina subiendo a una irradiancia solar de 700 W/m^2 , (color morado del gráfico). Los paneles PV que no se encuentren afectados por sombreado, se encuentran bajo una irradiancia solar uniforme de 1000 W/m^2 , (color verde del gráfico).

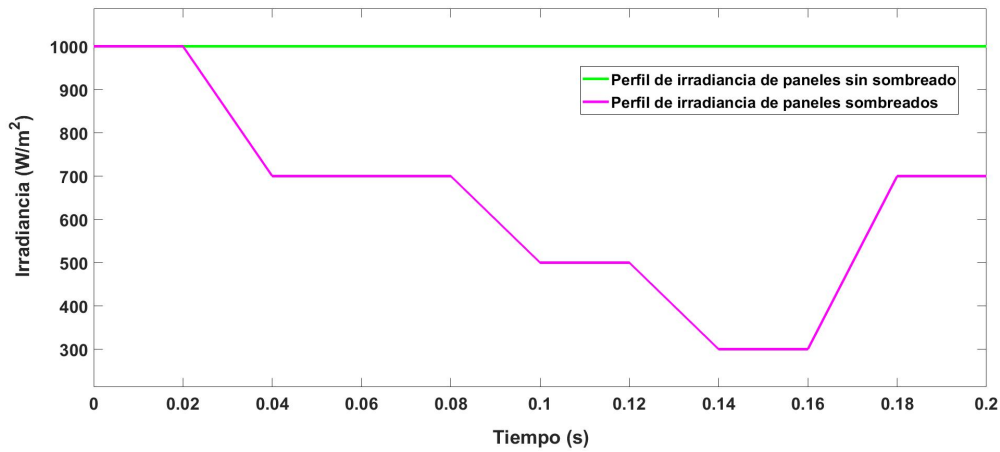


Figura 5.4 Perfil de irradiancia.

5.5 Esquema de simulación del sistema fotovoltaico en el entorno de MATLAB-SIMULINK®

La Tabla 6 se muestran los valores de los componentes del convertidor que se emplearon para llevar a cabo las simulaciones de los diferentes escenarios de operación.

Tabla 6. Valores de los componentes para el convertidor multipuerto de topología Boost.

Componente	L1	L2	C1	C2	C3
Valor	541.5714 μF	541.5714 μF	13.862 μF	13.862 μF	4.2444 μF

En la Figura 5.4, se observa el sistema fotovoltaico implementado en el entorno de MATLAB-SIMULINK®, el área delimitada por contorno rojo muestra el bloque del cambio de perfil de irradiancia, el conjunto de interruptores para llevar el cabo los diferentes escenarios de operación y el algoritmo de optimización PSO, el cual controla los interruptores S1 – S16 y los Mosfets M1 y M2 por medio de sus salidas. El área delimitada por contorno azul muestra los cuatro paneles fotovoltaicos. El área delimitada por contorno verde muestra el sistema de reconfiguración de los interruptores encargado de encontrar el camino para desacoplar los paneles PV afectados por sombreado parcial de los paneles que no lo están hacia el convertidor multipuerto. El área delimitada por contorno morado muestra los puertos de entrada del convertidor encargados de extraer la energía por medio de M1 y M2.

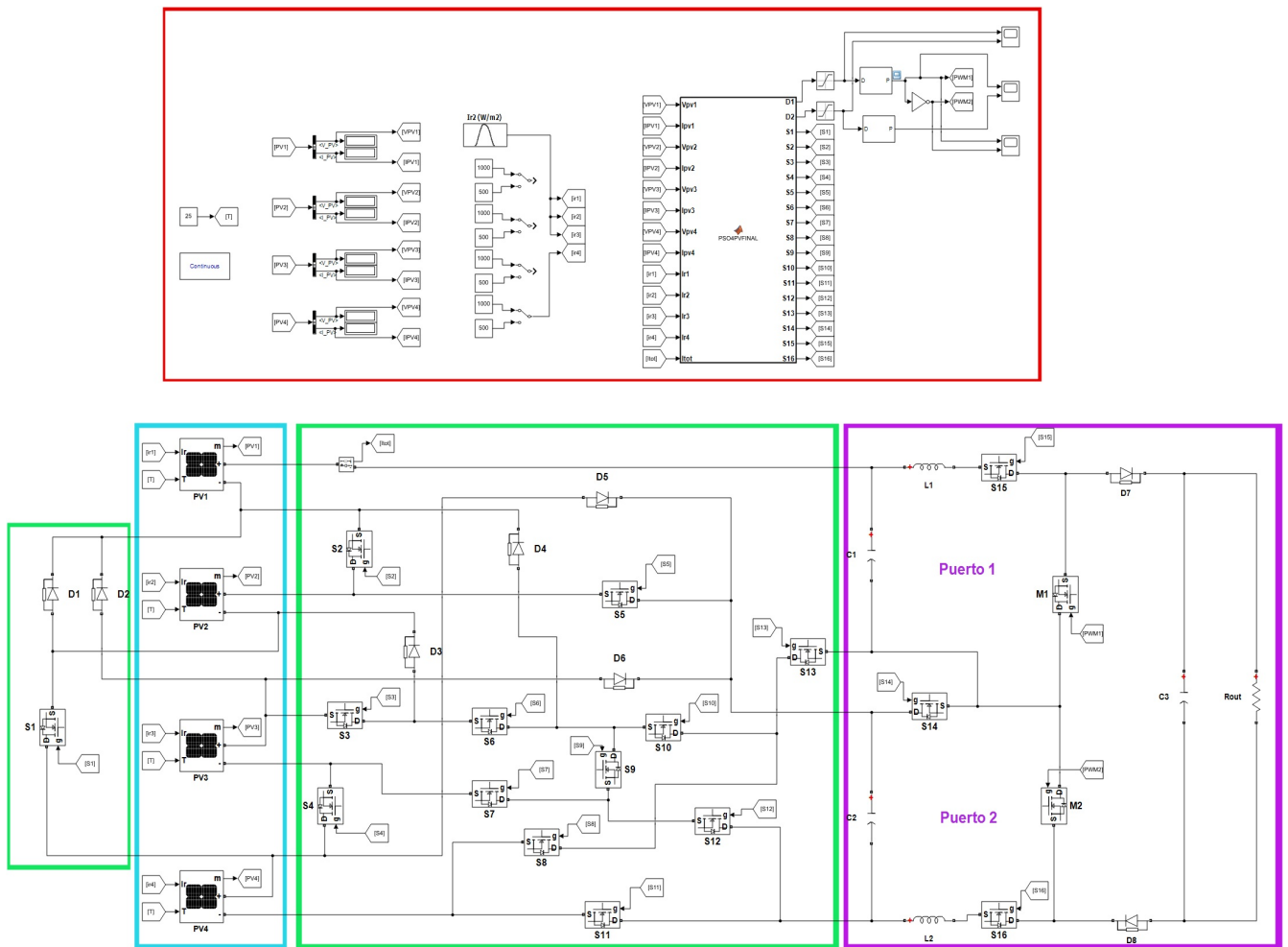


Figura 5.5 Representación del sistema en estudio en MATLAB-SIMULINK®.

Capítulo VI. Pruebas y resultados

A continuación, se presentan los resultados gráficos del sistema de reconfiguración integrando el convertidor multipuerto DC-DC tipo Boost. Para la realización de las pruebas del sistema, se contempla exponer a los paneles bajo el perfil de irradiancia presentado en el modelado del sombreado parcial (Figura 5.4), con la finalidad de simular sombreado parcial, los paneles que no se encuentren sombreados se expondrán a una irradiancia solar uniforme de 1000 W/m^2 , todos los paneles operan a una temperatura de 25°C . Gracias a este análisis se logra evaluar el comportamiento de reconfiguración y la extracción de potencia del sistema bajo distintas condiciones de operación.

6.1 Extracción de energía sin técnica de reconfiguración implementada

Las siguientes simulaciones muestran un sistema de 4 paneles PV en serie conectados a un convertidor Boost. En el primer caso simulado, PV4 será afectado por sombreado parcial, en el segundo caso, se les aplicará sombreado a PV1, PV3 y PV4. El sombreado parcial aplicado será bajo el perfil de irradiancia presentado anteriormente. La finalidad de las simulaciones tiene como objetivo el determinar el impacto del sombreado parcial en la extracción de energía de los sistemas fotovoltaicos en serie cuando no existe un sistema de reconfiguración.

Primer caso: PV4 afectado por sombreado parcial mientras PV1, PV2 y PV3 se encuentran bajo una irradiancia solar uniforme de 1000 W/m^2 . En la Tabla 7, se aprecia la potencia extraída y la potencia extraída en % del sistema en serie sin técnica de reconfiguración tomando los siguientes valores de irradiancia en el sistema: 1000 W/m^2 , 700 W/m^2 , 500 W/m^2 , y 300 W/m^2 .

Tabla 7. Extracción de la energía del sistema sin reconfiguración con sombreado parcial en PV4.

Irradiancia (W/m^2)	Potencia esperada de 4 paneles en serie (1000 W/m^2)	Potencia extraída (W)	Potencia extraída en (%)
1000	1319.3908 W	1313.03 W	99.51 %
700	1319.3908 W	725.60 W	54.99 %
500	1319.3908 W	378.10 W	28.65 %
300	1319.3908 W	139.02 W	10.53 %

En la Figura 6.1, se muestra la potencia extraída del sistema de los paneles en serie, al realizar el análisis se observa una disminución significativa en la potencia total generada por el sistema cuando solamente un panel (PV4) se encuentra bajo condiciones de sombreado parcial, aun cuando los paneles PV1, PV2 y PV3 se encuentran bajo una irradiancia uniforme de 1000 W/m^2 . Esto se presenta debido al comportamiento de los sistemas en serie, la corriente es la misma a través de todos los paneles, los cuales no logran operar en su máxima potencia debido

a la caída de la generación en el panel sombreado, generando una reducción en la potencia total. En la Figura 6.2, se muestra la potencia, voltaje y corriente del sistema, se logra apreciar cómo responde el sistema ante los cambios de irradiancia, cuando el voltaje y la corriente bajan, la potencia también disminuye. La corriente se ve mayormente afectada por los cambios de irradiancia, impactando a la generación de potencia.

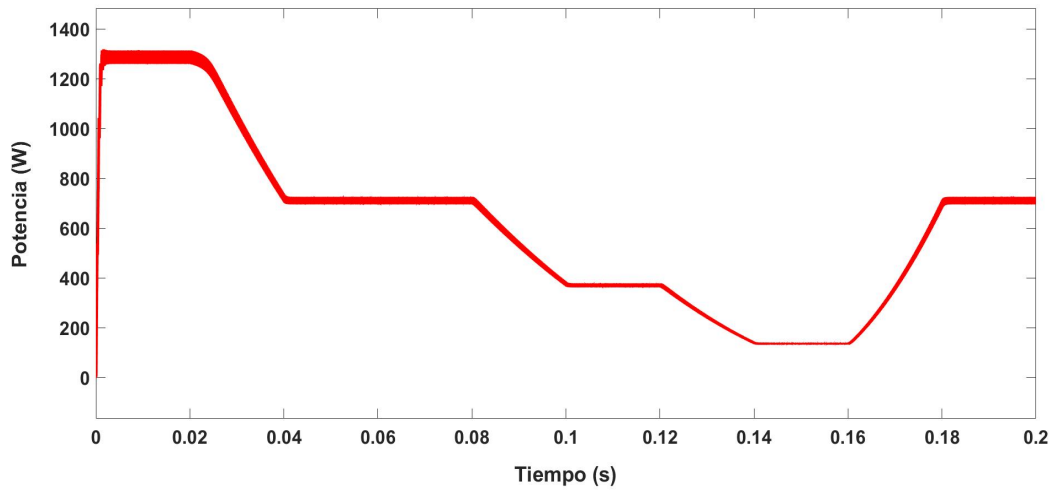


Figura 6.1 Potencia generada por el sistema en serie presentando sombreado parcial en PV4 sin técnica de reconfiguración (Primer caso).

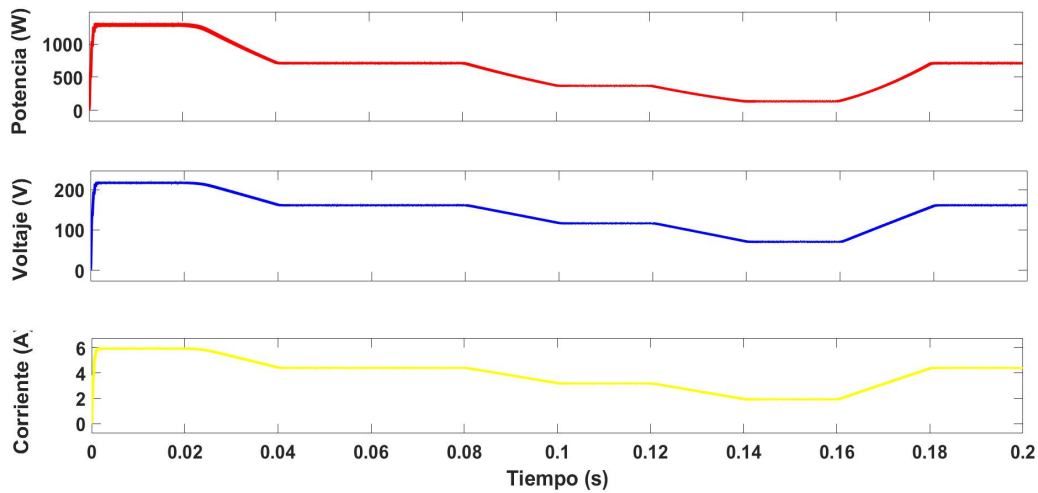


Figura 6.2 Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema en serie con sombreado parcial en PV4 sin técnica de reconfiguración (Primer caso).

Segundo caso: PV1, PV3 y PV4 afectados por sombreado parcial mientras PV2 se encuentran bajo una irradiancia solar uniforme de 1000 W/m^2 . En la Tabla 8, se observa la potencia extraída y la potencia extraída en % del sistema en serie sin técnica de reconfiguración tomando los siguientes valores de irradiancia en el sistema: 1000 W/m^2 , 700 W/m^2 , 500 W/m^2 y 300 W/m^2 .

Tabla 8. Extracción de la energía del sistema sin reconfiguración con sombreado parcial en PV1, PV3 y PV4.

Irradiancia (W/m^2)	Potencia esperada de 4 paneles en serie ($1000 \text{ W}/\text{m}^2$)	Potencia extraída (W)	Potencia extraída en (%)
1000	1319.3908 W	1313.03 W	99.51 %
700	1319.3908 W	710.20 W	53.82 %
500	1319.3908 W	364.80 W	27.64 %
300	1319.3908 W	132.20 W	10.00 %

En la Figura 6.3, se logra apreciar una disminución significativa en la potencia generada cuando los paneles PV1, PV3 y PV4 se encuentran bajo sombreado parcial, a pesar de que operan bajo una irradiancia uniforme de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. Los paneles sombreados limitan el desempeño de todo el sistema, impidiendo que se extraiga la máxima potencia del sistema. En la Figura 6.4, se aprecian las señales de potencia, voltaje y corriente del sistema, se observa la respuesta ante los cambios de irradiancia. Así mismo, se muestra que la disminución de la potencia se asocia principalmente a la caída de la corriente, siendo la variable más afectada y que condiciona el comportamiento del sistema.

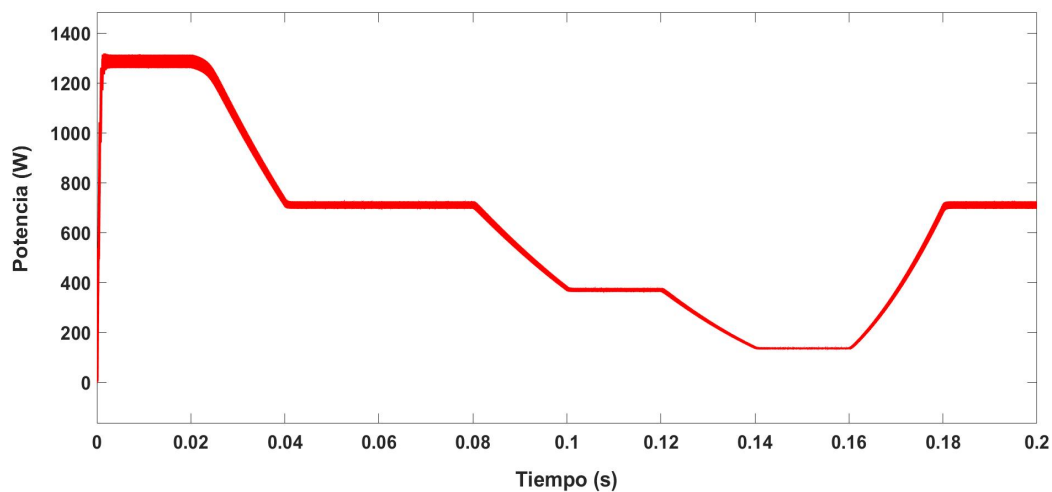


Figura 6.3 Potencia generada por el sistema en serie presentando sombreado parcial en PV1, PV3 y PV4 sin técnica de reconfiguración (Segundo caso).

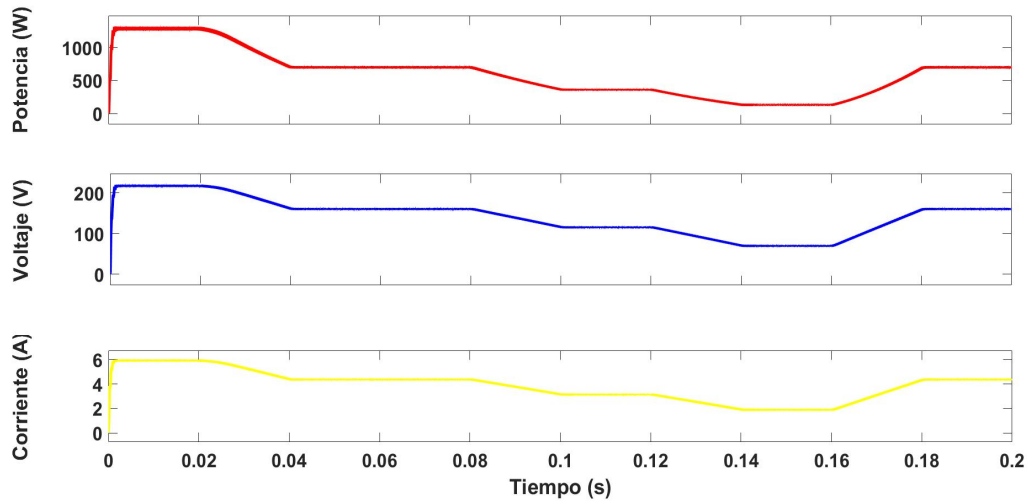


Figura 6.4 Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema en serie con sombreado parcial en PV1, PV3 y PV4 sin técnica de reconfiguración (Segundo caso).

A partir del análisis realizado en los dos casos, se concluye que el sombreado parcial impacta críticamente en el desempeño de los sistemas PV en serie, provocando que la potencia disminuya de forma drástica, ocasionando que la extracción de potencia del sistema se vea afectada. Esto es debido a que la corriente del sistema queda limitada por los paneles con menor irradiancia, impidiendo que los paneles no afectados por sombreado operen en su máxima generación de potencia. En ambos escenarios se contempla un comportamiento similar, la reducción de irradiancia en uno o más paneles ocasiona una caída significativa en la corriente, la cual ocasiona la disminución de la potencia total del sistema. Así mismo, se identifica una clara caída de la extracción de la potencia en condiciones de sombreado parcial, resaltando que incluso el sombreado de un solo panel afecta de manera considerable el rendimiento global del sistema, la caída en la extracción de la potencia bajo las condiciones de sombreado parcial justifica la necesidad de implementar estrategias que permitan una redistribución de operación de los paneles con el fin de mejorar la extracción de potencia global del sistema.

6.2 Extracción de energía con técnica de reconfiguración implementada

A continuación, se muestran las pruebas realizadas mediante el sistema reconfigurable, para las pruebas de los casos se comparan la potencia ideal que debería entregar el sistema en serie y la potencia extraída que el sistema entrega. Los casos simulados serán los mismos que los simulados anteriormente, pero implementando la reconfiguración con base en la Tabla 2.

Caso 2 y 9 (Figura 4.4): considerando que PV4 se ve afectado por sombreado parcial, posicionándose en el puerto 2 del convertidor (color azul) mientras PV1, PV2 y PV3 se encuentran bajo una irradiancia solar uniforme de 1000 W/m^2 posicionándose en el puerto 1 del convertidor (color rojo). La conmutación de M1 y M2 permiten extraer la energía de los paneles de forma alternada. En la Tabla 9, se aprecia la potencia extraída y la potencia extraída en % del panel PV4 empleando la técnica de reconfiguración tomando los siguientes valores de irradiancia sobre

PV4: 1000 W/m^2 , 700 W/m^2 , 500 W/m^2 y 300 W/m^2 .

Tabla 9. Extracción de la energía del panel PV4 empleando la técnica de reconfiguración.

Irradiancia (W/m ²)	Potencia esperada de 1 panel (1000 W/m ²)	Potencia extraída (W)	Potencia extraída en (%)
1000	329.8477 W	155.80 W	47.23 %
700	329.8477 W	156.70 W	47.50 %
500	329.8477 W	151.20 W	45.83 %
300	329.8477 W	58.86 W	17.84 %

En la Tabla 10, se muestra la comparación de la potencia esperada de 4 paneles en serie y 1 panel con respecto a la potencia promedio extraída, el promedio de la potencia esperada con respecto a la potencia total promedio y la potencia extraída en % obtenida de la potencia promedio extraída.

Tabla 10. Extracción de la energía del panel PV4 esperada con respecto a la extraída empleando la técnica de reconfiguración.

	Potencia promedio extraída (W) (1000 W/m ²)	Potencia extraída (W)	Potencia extraída en (%)
4 paneles en serie	1319.3908 W	927.70 W	70.31 %
1 panel	329.84771 W	130.64 W	39.60 %
Promedio	1319.3908 W	1058.334 W	80.21 %

En la Figura 6.5, se aprecia la extracción de potencia resaltando una extracción de 927.70 W de los paneles PV1, PV2 y PV3, además, PV4 que se encuentra sombreado sigue aportando energía adicional al sistema, logrando una mayor recuperación de energía bajo sombreado parcial. Obteniendo una potencia extraída promedio total de 80.21 %, en la Figura 6.6, se aprecian las señales de potencia, voltaje y corriente del sistema, destacando el instante de cambio de la reconfiguración al detectar el cambio de irradiancia en el panel PV4. Se logra apreciar que la respuesta ante los cambios de irradiancia se realiza de forma casi instantánea.

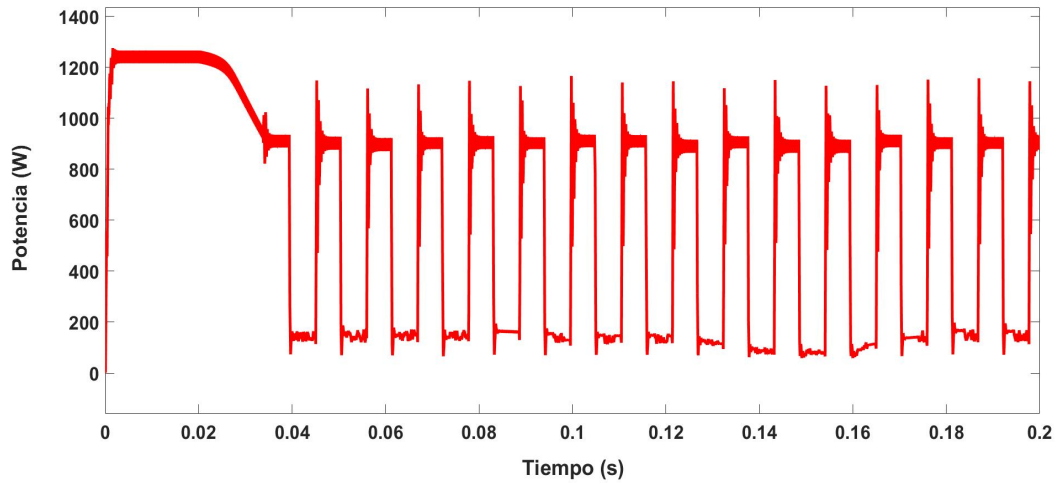


Figura 6.5 Potencia generada del sistema empleando la técnica de reconfiguración cuando se presenta un sombreado en el panel PV4 (Caso 2 y 9).

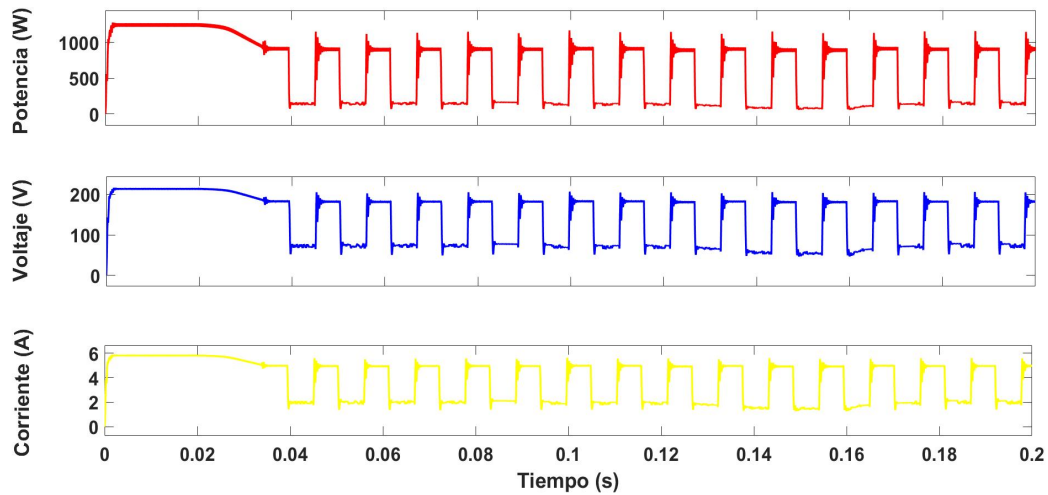


Figura 6.6 Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema empleando la técnica de reconfiguración cuando se presenta un sombreado en el panel PV4 (Caso 2 y 9).

La técnica de reconfiguración permite desacoplar el panel afectado por sombreado parcial, evitando que la corriente limite al sistema en serie. Esto posibilita que los paneles no sombreados operen entregando su potencia máxima, mientras que el panel sombreado continúa aportando energía de forma independiente.

Al comparar el comportamiento del sistema en serie (Caso 1) frente al sistema con técnica de reconfiguración (Caso 2 y 9), se observa una diferencia significativa en como el sistema responde ante las condiciones de sombreado parcial. En el caso 1 sin reconfiguración, la conexión en serie provoca que la corriente del arreglo quede limitada por el panel con menor irradiancia (PV4) lo que reduce la potencia total extraída. Esta limitación impide que los paneles no afectados (PV1, PV2 y PV3) operen en su máxima potencia, generando pérdidas importantes en la extracción de potencia. Al aplicar la técnica de reconfiguración, el sistema desacopla

el panel sombreado del resto del arreglo, permitiendo que los paneles no afectados operen de manera independiente. En este caso, PV1, PV2 y PV3 mantienen una generación de 927.70 W, mientras que el panel sombreado (PV4) continúa aportando potencia de forma individual según su nivel de irradiancia. Como resultado, la potencia total del sistema con reconfiguración se obtiene como la suma de ambas aportaciones, permitiendo mantener niveles de generación significativamente superiores en comparación con el sistema en serie bajo condiciones de sombreado. Este efecto se percibe conforme disminuye la irradiancia en el panel afectado, donde el sistema en serie presenta caídas severas de potencia, mientras que el sistema reconfigurable conserva una generación total de 1083.5 W, con un porcentaje de extracción del 80.21 %.

Caso 4 y 11 (Figura 4.6): PV1, PV3 y PV4 afectados por sombreado parcial, posicionándose en el puerto 1 del convertidor (color rojo), mientras PV2 se encuentra bajo una irradiancia solar uniforme de 1000 W/m^2 posicionándose en el puerto 2 del convertidor (color azul). La conmutación de M1 y M2 permiten extraer la energía de los paneles de forma alternada. En la Tabla 11, se aprecia la potencia extraída y la potencia extraída en % de los paneles empleando la técnica de reconfiguración tomando los siguientes valores de irradiancia sobre PV1, PV3 y PV4: 1000 W/m^2 , 700 W/m^2 , 500 W/m^2 y 300 W/m^2 .

Tabla 11. Extracción de la energía de los paneles PV1, PV3 y PV4 empelando la técnica de reconfiguración.

Irradiancia (W/m ²)	Potencia esperada de 3 paneles (1000 W/m ²)	Potencia extraída (W)	Potencia extraída en (%)
1000	989.5431 W	942.60 W	95.25 %
700	989.5431 W	520.00 W	52.54 %
500	989.5431 W	271.10 W	27.39 %
300	989.5431 W	160.10 W	16.17 %

Como se puede observar, no se puede extraer la máxima potencia del panel que no se encuentra sombreado (PV2), esto se atribuye a que los componentes se encuentran “sobredimensionados” para la extracción de un solo panel, debido a que el sistema fue diseñado para operar en condiciones nominales con 4 paneles. En la Tabla 12, se muestra la comparación de la potencia esperada de 4 paneles y 3 paneles en serie con respecto a la potencia promedio extraída y el porcentaje de extracción obtenido de la potencia promedio extraída.

Tabla 12. Extracción de la energía de los paneles PV1, PV3 y PV4 esperada con respecto a la extraída empleando la técnica de reconfiguración.

	Potencia promedio extraída (W) (1000 W/m^2)	Potencia extraída (W)	Potencia extraída en (%)
4 paneles en serie	1319.3908 W	161.00 W	12.20 %
3 paneles en serie	989.5431 W	473.45 W	47.23 %
Promedio	1319.3908 W	634.45 W	48.08 %

En la Figura 6.7, se aprecia la extracción de la potencia del panel no sombreado (PV2) la cual es en promedio de 161.00 W, sin embargo, la potencia ideal para ese panel bajo una irradiancia uniforme de 1000 W/m^2 es de 329.8477 W . La baja extracción de energía para este caso particular como se mencionó anteriormente se atribuye a que los componentes se encuentran “sobredimensionados” para la extracción de un solo panel, debido a que el sistema fue diseñado para operar en condiciones nominales con 4 paneles. Por lo tanto, la extracción de energía para este caso particular es de 48.81 %, en la Figura 6.8, se aprecian las señales de potencia, voltaje y corriente del sistema, destacando el instante de cambio de la reconfiguración al detectar el cambio de irradiancia en los paneles PV1, PV3 y PV4. Observando una respuesta ante los cambios de irradiancia de forma casi instantánea.

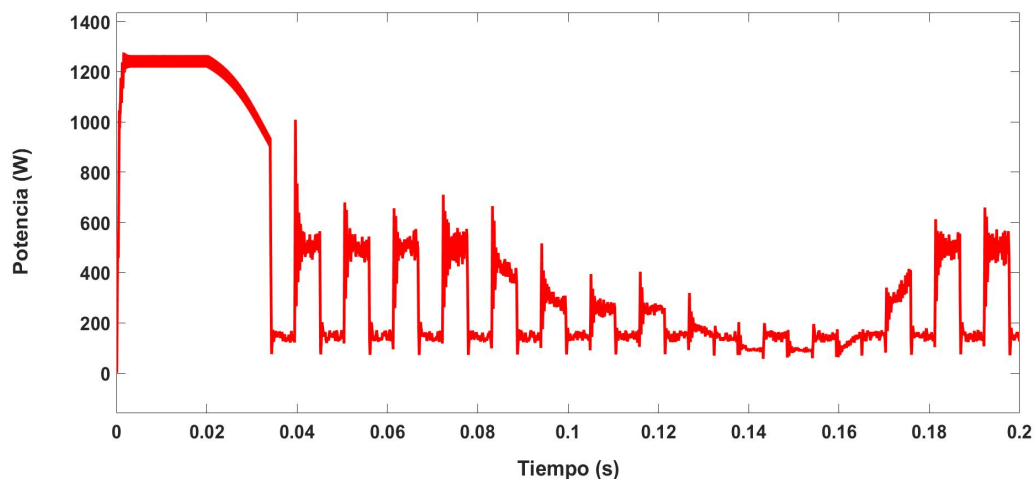


Figura 6.7 Potencia generada del sistema empleando la técnica de reconfiguración cuando se presenta un sombreado en los paneles PV1, PV3 y PV4 (Caso 4 y 11).

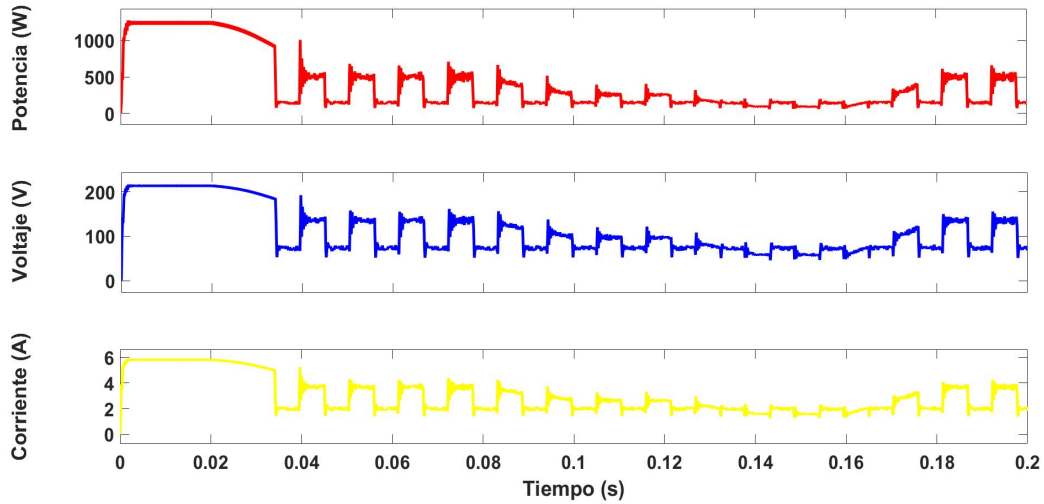


Figura 6.8 Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema empleando la técnica de reconfiguración cuando se presenta un sombreado en los paneles PV1, PV3 y PV (Caso 4 y 11).

Al realizar la comparación del segundo caso donde los paneles PV1, PV3 y PV4 se encuentran bajo condiciones de sombreado parcial, se observa nuevamente el impacto negativo hacia el desempeño del sistema en serie. En esta condición, aunque uno de los paneles (PV2) permanece bajo irradiancia uniforme, la corriente del sistema sigue estando limitada por los paneles sombreados, lo que provoca una disminución considerable en la potencia total extraída, la potencia del sistema disminuye progresivamente conforme se reduce la irradiancia, con extracciones de potencia que caen hasta 33.48 %. Este comportamiento evidencia que, al existir múltiples paneles afectados, el efecto compromete el rendimiento global del sistema.

En contraste, al aplicar la técnica de reconfiguración, el sistema permite que el panel no afectado (PV2) puede operar manteniendo una generación prácticamente constante de 161.00 W. Mientras tanto, los paneles sombreados continúan aportando potencia de forma individual dependiendo de su nivel de irradiancia. Como resultado, la potencia total del sistema se incrementa significativamente en comparación con el sistema sin reconfiguración. Este comportamiento demuestra que, incluso cuando la mayoría de los paneles se encuentran bajo sombreado, la reconfiguración permite que el sistema mantenga niveles de generación superiores, observando una mejora en la extracción de la potencia del sistema bajo condiciones de irradiancia más bajas.

Dado que el sistema fue diseñado para operar bajo condiciones nominales con cuatro paneles, se produce un desajuste entre la capacidad del convertidor y la energía disponible al entrar a una reconfiguración, el convertidor sigue operando con la misma capacidad de extracción “sobredimensionamiento”. Esto se ve reflejado en la salida, particularmente en el capacitor 3, donde se acumula energía que no se transfiere de forma continua hacia el Bus de CD, el sistema no logra operar en su punto adecuado, produciendo una menor extracción de potencia. En la Figura 6.9 se aprecia la energía que no llega a transferirse hacia el Bus de CD expresada en Watts.

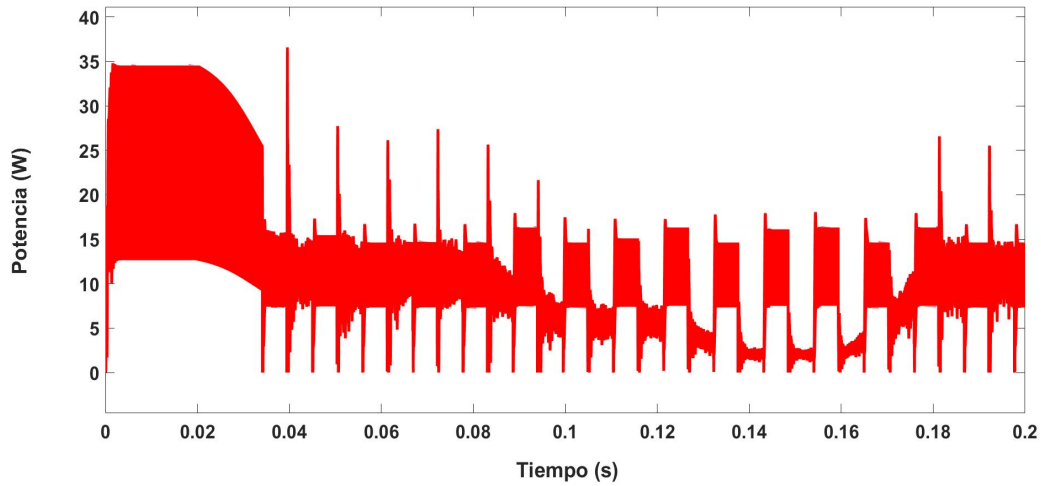


Figura 6.9 Energía en el capacitor 3 que no llega a transferirse hacia el Bus de CD expresada en Watts.

En los casos en particular donde se extrae energía de 1 panel PV se observaba una extracción de potencia baja, esto es debido a que el PSO no lograba encontrar el ciclo de trabajo ideal para extraer la máxima potencia, además del “sobredimensionamiento” del propio sistema, por ello, se ajustó el ciclo de trabajo en un rango menor de operación para estos casos en particular. Realizando una simulación donde PV4 se encuentra bajo una irradiancia uniforme de 1000 W/m^2 y PV1, PV2 y PV3 se ven afectados por sombreado, se obtuvo una extracción uniforme de 260.10 W, comparando la potencia ideal de 329.8477 W, se obtuvo una extracción de potencia uniforme de 78.85 %, en la Figura 6.10, se aprecia la señal de potencia extraída simulando el caso 2 y 9. en la Figura 6.11, se aprecian las señales de potencia, voltaje y corriente del sistema en dicho caso.

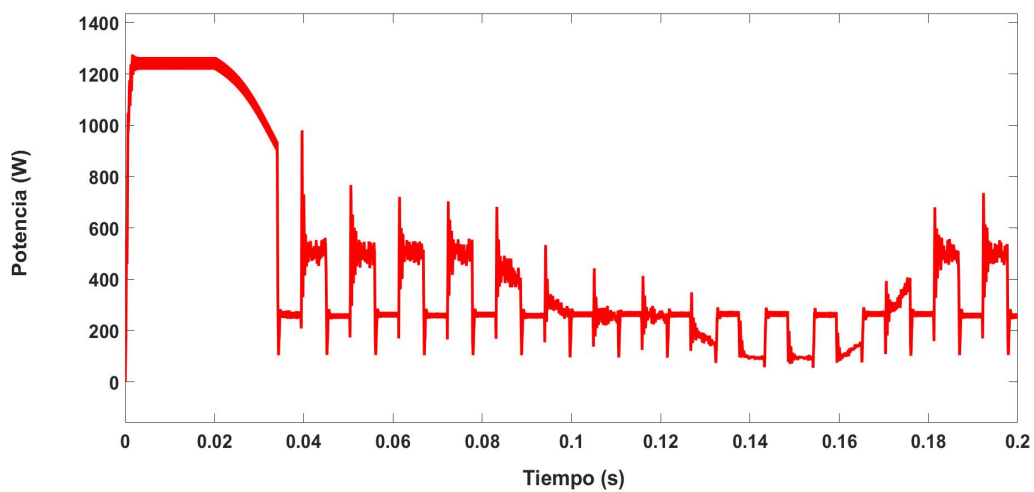


Figura 6.10 Potencia generada del sistema empleando la técnica de reconfiguración actualizando los ciclos de trabajo para 1 panel PV bajo irradiancia uniforme (Caso 2 y 9).

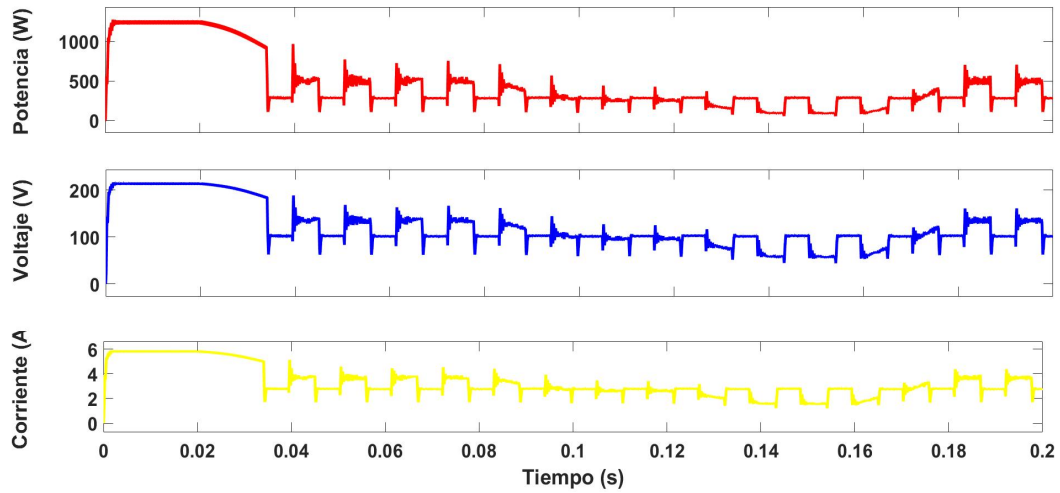


Figura 6.11 Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus DC del sistema empleando la técnica de reconfiguración actualizando los ciclos de trabajo para 1 panel PV bajo irradiancia uniforme (Caso 2 y 9).

A partir del análisis comparativo, se concluye que la técnica de reconfiguración representa una solución efectiva para mitigar los efectos del sombreado parcial en sistemas fotovoltaicos. Mientras que la configuración en serie presenta una alta sensibilidad a variaciones de irradiancia, limitando la corriente y reduciendo drásticamente la potencia y la extracción de potencia del sistema, la reconfiguración permite desacoplar el panel afectado y redistribuir la operación del arreglo. Además, se logra una mejora significativa en la potencia total del sistema, especialmente bajo condiciones severas de sombreado parcial en comparación con la configuración tradicional en serie. La implementación de técnicas de reconfiguración no solo mejora la extracción de potencia global del sistema, sino que también logra una adaptabilidad ante condiciones reales de operación, donde la irradiancia no es uniforme.

Capítulo VII. Conclusiones

7.1 Alcance

En esta investigación se llevó a cabo el análisis de una estrategia de reconfiguración dinámica aplicada a un sistema de extracción de energía fotovoltaico mediante simulaciones realizadas en MATLAB-SIMULINK®. La propuesta desarrollada integra un convertidor multipuerto junto con una técnica de seguimiento del punto de máxima potencia orientada a operar bajo condiciones de sombreado parcial. El objetivo principal fue maximizar el desempeño energético del arreglo fotovoltaico, incrementando la capacidad de extracción de potencia disponible ante distribuciones no uniformes en la irradiancia.

7.2 Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos, se concluye que la estrategia de reconfiguración dinámica propuesta cumple con el objetivo general, al lograr un sistema fotovoltaico capaz de adaptarse a condiciones de sombreado parcial, manteniendo la extracción de potencia mediante el MPPT en cada modo de operación. En condiciones sin sombreado, el sistema presenta un comportamiento adecuado, alcanzando extracciones de potencia cercanas al 99.51 %, lo que confirma el correcto diseño del convertidor multipuerto en conjunto con la implementación del algoritmo PSO.

El aporte principal del sistema se observa bajo condiciones de sombreado parcial. En la configuración en serie, se comprobó que la potencia del sistema disminuye drásticamente debido a la limitación de corriente impuesta por los paneles sombreados, alcanzando reducciones de hasta 89.9 % en potencia (de 1313.03 W a 132.20 W) contemplando los casos más severos.

Al aplicar la estrategia de reconfiguración dinámica, el sistema logra desacoplar los paneles sombreados de los no sombreados. Como resultado, se obtiene una recuperación significativa de la potencia total del sistema, obteniendo una extracción de energía total de hasta 80.21 % en potencia (de 927.70 W a 260.10 W) considerando los casos más severos, además, la extracción en los paneles desacoplados aporta potencia en base a la irradiancia presente. A pesar del “sobredimensionamiento” presente cuando solo 1 panel no presente sombreado parcial, el sistema es capaz de obtener extracciones uniformes de 260.10 W, logrando extraer un 78.85 % con respecto a la extracción esperada en 1 solo panel, como resultado, la potencia total del sistema se obtiene mediante la suma de ambas aportaciones.

Estos resultados confirman que la estrategia propuesta no solo funciona, sino que mejora significativamente el desempeño del sistema en escenarios donde los métodos tradicionales en serie presentan mayores limitaciones. La reconfiguración evita que un solo panel con bajo rendimiento condicione el comportamiento de todo el sistema a uno en el que cada panel pueda operar de manera independiente, aportando al sistema global una máxima extracción de la potencia generada.

7.3 Aportaciones

Como aporte principal de este trabajo, se presenta un análisis y una estrategia de reconfiguración para sistemas fotovoltaicos basada en el empleo de convertidores multipuerto y una estrategia de control orientada al seguimiento del punto de máxima potencia durante condiciones de sombreado parcial. Permitiendo extraer la máxima energía generada por el sistema.

7.4 Trabajos futuros

La investigación desarrollada aporta una alternativa innovadora para la extracción de energía de sistemas fotovoltaicos sometidos a condiciones de sombreado parcial mediante el uso de convertidores multipuerto. Sin embargo, se presentan áreas de estudio y de investigación que pueden ser desarrolladas en trabajos futuros para ampliar el alcance, mejorar aún más la extracción de potencia del sistema y la implementación práctica de estas técnicas. Las propuestas de actividades futuras son:

1. Implementación de un convertidor multipuerto de 2 entradas y 2 salidas para lograr extraer de forma continua la energía de manera independiente de ambas salidas.
2. Analizar con mayor profundidad los efectos de la reconfiguración dinámica sobre la degradación, confiabilidad y vida útil de los módulos fotovoltaicos y componentes del sistema de reconfiguración.
3. Desarrollar e implementar algoritmos de control avanzados e inteligentes que permitan una respuesta más rápida y precisa ante variaciones de irradiancia y temperatura.

El desarrollo de estas líneas de investigación contribuirá al avance de las tecnologías fotovoltaicas y favorecerá la implementación de sistemas más eficientes, confiables y adaptables a diferentes entornos de operación.

Bibliografía

- [1] D. Petreus, C. Farcas, and I. Ciocan, “Modelling and simulation of photovoltaic cells,” vol. 49, 01 2008.
- [2] B. Building and E. E. M. A. S. S. Construction Authority Singapore Singapur, “Handbook for solar photovoltaic (pv) systems,” *Energy Market Authority*, pp. 5–7, 03 2011.
- [3] D. La Manna, V. Li Vigni, E. Riva Sanseverino, V. Di Dio, and P. Romano, “Reconfigurable electrical interconnection strategies for photovoltaic arrays: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 412–426, 2014. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000926>
- [4] M. T. Hossain, “Next generation power inverter for grid resilience: Technology review,” *Heliyon*, vol. 10, no. 21, p. e39596, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024156277>
- [5] S. Moosavi, M. Mansoor, M. H. Zafar, N. M. Khan, A. F. Mirza, and N. Akhtar, “Highly efficient maximum power point tracking control technique for pv system under dynamic operating conditions,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13 529–13 543, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722019588>
- [6] H. Sujono, Ariadi, R. Sulistyowati, and H. Suryoatmojo, “Static photovoltaic array partially shaded condition with boost converter using perturb & observe algorithm,” *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, vol. 462, p. 012011, 01 2019.
- [7] I. H. Beristáin, Sosa-Tinoco, “Estudio del algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia perturbar y observar,” *Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación 1870-9532*, vol. 8, p. 17, 12 2010.
- [8] Z. Rehman, I. Al-Bahadly, and S. Mukhopadhyay, “Multiinput dc–dc converters in renewable energy applications – an overview,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, p. 521–539, 01 2015.
- [9] M. Jalal, I. Khalil, A. Haq, A. Flah, and M. Abdelwahab, “Advancements in pv array reconfiguration techniques: Review article,” *IEEE Access*, vol. PP, pp. 1–1, 12 2024.
- [10] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, “An investigation on partial shading of pv modules with different connection configurations of pv cells,” *Energy*, vol. 36, pp. 3069–3078, 05 2011.
- [11] A. Ajmal, S. B. Thanikanti, V. K. Ramachandramurthy, D. Yousri, and J. Ekanayake, “Static and dynamic reconfiguration approaches for mitigation of partial shading influence in photovoltaic arrays,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 40, p. 100738, 08 2020.

- [12] V. Jha and U. Triar, "A detailed comparative analysis of different photovoltaic array configurations under partial shading conditions," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, p. e12020, 04 2019.
- [13] L. I. de los Reyes-Suárez, G. V. Guerrero-Ramírez, A. E. Mares-Gardea, M. Cervantes-Bobadilla, M. Adam-Medina, and García-Morales, "Solar energy harvesting under partial shading conditions through a reconfiguration strategy using a multi-port dc-dc converter," *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, vol. 46, no. 8, p. 495, 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s40430-024-05056-w>
- [14] P. J. I. Adair, "Topología tres puertos para cosecha y almacenamiento de energía basado en un convertidor cuk," *Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico*, 06 2020.
- [15] M. H. Sánchez, "Convertidor forward multientrada para aplicaciones de cosecha de energía fotovoltaica," *Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico*, 06 2017.
- [16] H. H. C. Hasmanhy, "Convertidor cd/cd multifase para cosecha de energía fotovoltaica para un sistema de almacenamiento de energía," *Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico*, 06 2020.
- [17] F. Farret, J. Lenz, and J. Trapp, "New methodology to determinate photovoltaic parameters of solar panels," 09 2011, pp. 275–279.
- [18] de los Reyes Suárez Lázaro Ibrahel, M. G. A. Ernesto, G. M. Jarniel, A. M. Manuel, C. B. Marisol, and G.-R. Gerardo., "Analysis of a multiport dc/dc converter used for energy extraction from a photovoltaic system." *Memorias del Congreso Nacional de Control Automático*, pp. 254–259, 2023.
- [19] A. Seck, M. Thiam, M. Sarr, I. Ka, and M. Wade, "Comparative study of photovoltaic models using simulation and experimental studies," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 12, no. 4, pp. 1705–1711, 2022.
- [20] E. Piccoli, A. Dama, A. Dolara, and S. Leva, "Experimental validation of a model for pv systems under partial shading for building integrated applications," *Solar Energy*, vol. 183, pp. 356–370, 2019.
- [21] K. Lakshika, M. S. Boralessa, M. K. Perera, D. P. Wadduwage, V. Saravanan, and K. U. Hemapala, "Reconfigurable solar photovoltaic systems: A review," *Heliyon*, vol. 6, no. 11, p. e05530, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844020323732>
- [22] M. Zafar, N. Khan, A. Mirza, and M. Mansoor, "Bio-inspired optimization algorithms based maximum power point tracking technique for photovoltaic systems under partial shading and complex partial shading conditions," *Journal of Cleaner Production*, vol. 309, p. 127279, 05 2021.

- [23] F. Saleh, "Recent advancement on solar photovoltaic energy generation system special reference to shading condition- a review," *International Journal of Science and Applied Information Technology*, vol. 8, pp. 1–6, 11 2020.
- [24] A. Ali, K. Almutairi, S. Padmanaban, V. Tirth, S. Algarni, K. Irshad, S. Islam, M. H. Zahir, M. Shafiullah, and M. Z. Malik, "Investigation of mppt techniques under uniform and non-uniform solar irradiation condition—a retrospection," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 127 368–127 392, 2020.
- [25] M. Ding, D. Lv, C. Yang, S. Li, Q. Fang, B. Yang, and X. Zhang, "Global maximum power point tracking of pv systems under partial shading condition: A transfer reinforcement learning approach," *Applied Sciences*, vol. 9, p. 2769, 07 2019.
- [26] S. Zenteno Franco, "Seguidor del máximo punto de potencia en circuito integrado para sistemas recolectores de energía," *Benemérita Universidad Autónoma de Puebla*, 12 2021. [Online]. Available: <https://ecosistema.buap.mx/ecoBUAP/handle/ecobuap/2423>
- [27] V. R. Kolluru, R. Patjoshi, R. Panigrahi, and R. Patjoshi, "A comprehensive review on maximum power tracking of a photovoltaic system under partial shading conditions," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 9, pp. 175–186, 03 2019.
- [28] M. Husain, A. Tariq, S. Hameed, M. S. Arif, and A. Jain, "Comparative assessment of maximum power point tracking procedures for photovoltaic systems," *Green Energy & Environment*, vol. 2, 11 2016.
- [29] N. Khani, M. Zakaria, M. A. T. Mat Yusoh, M. N. Kamarudin, and A. Emhemed, "Performance evaluation of solar photovoltaic system based on perturb and observe (p& o) maximum power point tracking (mppt) algorithm," *ESTEEM Academic Journal*, vol. 20, pp. 135–146, 09 2024.
- [30] M. Sarvi and A. Azadian, "A comprehensive review and classified comparison of mppt algorithms in pv systems," *Energy Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 281–320, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s12667-021-00427-x>
- [31] Z. Dawood, S. Tackie, and K. Dimililer, "Evaluation of optimization algorithms for power and voltage in solar power generation system: Fopid controller and mppt-based p&o algorithm," *International Journal of Information Technology*, 02 2025.
- [32] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle swarm optimization," in *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*, vol. 4, 1995, pp. 1942–1948 vol.4.
- [33] M. Alshareef, Z. Lin, M. Ma, and W. Cao, "Accelerated particle swarm optimization for photovoltaic maximum power point tracking under partial shading conditions," *Energies*, vol. 12, p. 623, 02 2019.

- [34] I. T. Rojas Arredondo, “Estimación del desempeño de un convertidor cd-cd usando redes neuronales artificiales inversas aplicado a cosecha de energía,” *Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico*, 09 2024. [Online]. Available: <https://rinacional.tecnm.mx/jspui/handle/TecNM/8566>
- [35] S. Harrison, B. Soltoswski, A. Pepiciello, C. Henao Muñoz, A. Farag, M. Beza, L. Xu, A. Egea-Àlvarez, M. Cheah-Mane, and O. Bellmunt, “Review of multiport power converters for distribution network applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 203, p. 114742, 10 2024.
- [36] J. J. Josefina, “Cargador de baterías a partir de celdas solares basado en el convertidor cuk,” *Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico*, 01 2015. [Online]. Available: <http://187.188.85.102:8880/file.php?code=NdfeVJ8yVEOf>
- [37] A. Affam, Y. Buswig, A. Othman, N. Julai, and M. O. Qays, “A review of multiple input dc-dc converter topologies linked with hybrid electric vehicles and renewable energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110186, 01 2021.
- [38] B. Rani, G. Ilango, and N. Chilakapati, “Enhanced power generation from pv array under partial shading conditions by shade dispersion using su do ku configuration,” *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 4, pp. 594–601, 07 2013.
- [39] B. Dhanalakshmi and N. Rajasekar, “A novel competence square based pv array reconfiguration technique for solar pv maximum power extraction,” *Energy Conversion and Management*, vol. 174, pp. 897–912, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418309427>
- [40] V. Gautam, M. F. Jalil, S. Khatoon, and F. I. Bakhsh, “Improved power generation from pv array operating in partial shading scenarios by shade dispersion using sumoku reconfiguration,” in *2023 IEEE 3rd International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control (STPEC)*, 2023, pp. 1–6.
- [41] S. Sreekantha Reddy and C. Yammani, “A novel magic-square puzzle based one-time pv reconfiguration technique to mitigate mismatch power loss under various partial shading conditions,” *Optik*, vol. 222, p. 165289, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0030402620311256>
- [42] I. Khalil and A. Ul Haq, “A modified chess knight reconfiguration approach for mitigating power losses in pv systems,” *Energy Reports*, vol. 11, pp. 2204–2219, 06 2024.
- [43] I. A. Abdalla, “Integrated pv and multilevel converter system for maximum power generation under partial shading conditions,” February 2013, unpublished. [Online]. Available: <https://etheses.whiterose.ac.uk/id/eprint/4603/>

- [44] C. V. Chandrakant and S. Mikkili, "A typical review on static reconfiguration strategies in photovoltaic array under non-uniform shading conditions," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 9, no. 6, pp. 2018–2039, 2023.
- [45] V. Gautam, S. Khatoon, M. Jalil, and R. Bansal, "Comparative analysis of various re-configuration strategies of pv array in partial shading conditions: a review," *International Journal of Modelling and Simulation*, pp. 1–34, 09 2024.
- [46] F. Belhachat and C. Larbes, "Photovoltaic array reconfiguration strategies for mitigating partial shading effects: Recent advances and perspectives," *Energy Conversion and Management*, vol. 313, p. 118547, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424004886>
- [47] S. Malathy and R. Ramaprabha, "Reconfiguration strategies to extract maximum power from photovoltaic array under partially shaded conditions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2922–2934, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211731033X>
- [48] R. K. Pachauri and J. G. Singh, "A novel shadow dispersion approach for solar pv modules in array using chess board game methodology: An experimental study," *Solar Energy*, vol. 265, p. 112098, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X23007326>
- [49] R. Singh, V. Yadav, and M. Singh, "Optimizing the shade-tolerant performance in a mismatched pv array using cross-diagonal module rearrangement approach," 10 2024.
- [50] C. Saiprakash, A. Mohapatra, S. B. Thanikanti, and H. Haes Alhelou, "A novel benzene structured array configuration for harnessing maximum power from pv array under partial shading condition with reduced number of cross ties," vol. 10, pp. 129 712–129 726, 08 2024.
- [51] N. A. Kadhim, A. A. Obed, A. J. Abid, H. Kotb, and A. Emara, "Optimal pv reconfiguration under partial shading based on white shark optimization," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 27 385–27 398, 2024.
- [52] Y. Wang and B. Yang, "Optimal pv array reconfiguration under partial shading condition through dynamic leader based collective intelligence," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 8, no. 1, p. 40, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1186/s41601-023-00315-9>
- [53] S. Li, T. Zhang, and J. Yu, "Photovoltaic array dynamic reconfiguration based on an improved pelican optimization algorithm," *Electronics*, vol. 12, no. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2079-9292/12/15/3317>

- [54] D. Yousri, T. S. Babu, E. Beshr, M. B. Eteiba, and D. Allam, "A robust strategy based on marine predators algorithm for large scale photovoltaic array reconfiguration to mitigate the partial shading effect on the performance of pv system," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 112 407–112 426, 2020.
- [55] M. Sheryar, F. Umer, A. Muhammad, and Z. Rashid, "Reconfiguration and analysis of pv array based on particle swarm optimization of solar plant," *Electrical, Control and Communication Engineering*, vol. 18, pp. 18–26, 01 2023.
- [56] A. Fathy, "Butterfly optimization algorithm based methodology for enhancing the shaded photovoltaic array extracted power via reconfiguration process," *Energy Conversion and Management*, vol. 220, p. 113115, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890420306592>
- [57] C. P. Sai and M. V. Kumar, "Optimizing solar pv array reconfiguration for maximum power extraction using hippopotamus algorithm under partial shading," *IJEER*, 2024.
- [58] X. Fang, Q. Yang, and W. Yan, "Power generation maximization of distributed photovoltaic systems using dynamic topology reconfiguration," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 7, no. 1, p. 35, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1186/s41601-022-00254-x>
- [59] H. Solis-Cisneros, P. Sevilla-Camacho, J. Robles-Ocampo, M. Zuñiga-Reyes, J. Rodríguez-Resendíz, J. Muñoz-Soria, and C. Hernández-Gutiérrez, "A dynamic reconfiguration method based on neuro-fuzzy control algorithm for partially shaded pv arrays," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, p. 102147, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138822001990>
- [60] B. Yang, Y. Hu, H. Ye, J. Zhang, X. Cheng, Z. Li, Y. Ren, and Y. Yan, "Design and hil validation of improved prairie dog optimization based dynamic unitary reconfiguration for partially shaded pv arrays," *Solar Energy*, vol. 269, p. 112361, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X24000550>
- [61] G. H. K. Varma, V. R. Barry, and R. K. Jain, "A total-cross-tied-based dynamic photovoltaic array reconfiguration for water pumping system," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 4832–4843, 2022.
- [62] B. Yang, R. Shao, M. Zhang, H. Ye, B. Liu, T. Bao, J. Wang, H. Shu, Y. Ren, and H. Ye, "Socio-inspired democratic political algorithm for optimal pv array reconfiguration to mitigate partial shading," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 48, p. 101627, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S221313882100641X>

Anexo 1. Producto Académico

Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico de Zacatepec
CITID 2025 ISSN: 2992-8516

ANÁLISIS DE EXTRACCIÓN DE ENERGÍA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZANDO UN ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

A.U. Córdova Ávila¹, E. Hernandez Pardiñas², M. Cervantes Bobadilla³, J. García Morales⁴, E.J. Moreno Carpintero⁵

^{1,3,4} Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, e-mail: m24ce119@cenidet.tecnm.mx, Tel: 777 362 7770, ext:414, Cuernavaca, Morelos, México;

^{2,5} Tecnológico Nacional de México/I.T. Zacatepec, Departamento de MetalMecánica, e-mail: L19090845@zacatepec.tecnm.mx, Tel. 7343432111, Zacatepec Morelos, México, C.P. 62780

Resumen – El crecimiento constante de la demanda energética requiere el uso de técnicas de optimización para maximizar la extracción de energía en sistemas fotovoltaicos. En este trabajo, se implementa el Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) en un panel fotovoltaico empleando un convertidor BOOST que permite ajustar el voltaje de salida y mejorar la eficiencia del sistema. A través de simulaciones en Matlab/Simulink, se evalúa el desempeño del sistema bajo condiciones ambientales variables y no lineales, demostrando la efectividad del enfoque basado en PSO para mejorar la extracción de energía.

Palabras Clave: Algoritmo MPPT, convertidor Boost, Optimización por Enjambre de Partículas, Sistema FV

Abstract – The constant growth in energy demand requires the use of optimization techniques to maximize energy extraction in photovoltaic systems. In this work, the Particle Swarm Optimization (PSO) Algorithm is implemented for Maximum Power Point Tracking (MPPT) in a photovoltaic panel, using a BOOST converter to adjust the output voltage and improve system efficiency. Through simulations in Matlab/Simulink, the system's performance is evaluated under variable and nonlinear environmental conditions, demonstrating the effectiveness of the PSO-based approach in enhancing energy extraction.

Key words – MPPT Algorithm, Boost Converter, Particle Swarm Optimization, Perturb and Observe, PV System

INTRODUCCIÓN

El aumento constante en la demanda energética a nivel global ha impulsado el desarrollo de tecnologías basadas en fuentes renovables, destacando la energía solar fotovoltaica debido a su disponibilidad y viabilidad a largo plazo. De acuerdo con el Renewables 2024 Global Status Report, el consumo total de energía en el mundo experimentó un crecimiento del 5 % en 2022, alcanzando los 399 exajulios (EJ), de los cuales solo el 13 % provino de fuentes renovables [1]. Este panorama resalta la importancia de mejorar los métodos de aprovechamiento de la energía en sistemas fotovoltaicos para atender las crecientes necesidades energéticas.

El rendimiento de un sistema fotovoltaico depende de diversos factores, entre ellos la calidad de los materiales utilizados en los paneles, la tecnología implementada y las condiciones ambientales. Investigaciones previas, como la realizada por Cepeda [2], señalan que parámetros como la temperatura, la intensidad de la radiación solar y el ángulo de incidencia pueden afectar de manera significativa la eficiencia de conversión energética de los paneles fotovoltaicos.

Para mejorar la captación de energía en condiciones variables, se han desarrollado distintas estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking, MPPT). Entre los métodos más utilizados se encuentra el algoritmo de Perturbación y Observación (P&O), debido a su facilidad de implementación y resultados satisfactorios [3]. No obstante, este enfoque presenta ciertas limitaciones cuando se enfrenta a cambios abruptos en las condiciones ambientales, como variaciones en la radiación solar o la presencia de sombreados parciales, lo que puede hacer que el controlador MPPT opere en picos de potencia locales en lugar de alcanzar el punto de máxima potencia global.

Para superar estas limitaciones, se han explorado técnicas de optimización más avanzadas, como los algoritmos metaheurísticos, que han demostrado una mejor adaptabilidad y precisión en entornos con alta variabilidad [4]. En particular, el Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) ha mostrado ventajas significativas en la estimación de parámetros y en la mejora de la eficiencia energética en comparación con métodos deterministas.

En este estudio, se lleva a cabo una simulación de un panel fotovoltaico utilizando el algoritmo PSO como técnica de MPPT, con el objetivo de evaluar su capacidad para optimizar la extracción de energía.

DESARROLLO

Sistema fotovoltaico

El efecto fotovoltaico (EF) es el fenómeno físico que permite la conversión de energía en las celdas fotovoltaicas. Este proceso ocurre cuando la radiación electromagnética impacta un material semiconductor en dos regiones distintas, generando una diferencia de potencial que da lugar a un voltaje utilizable. Cabe destacar que, para que el

Anexo 2. Programación de la técnica de reconfiguración empleando el algoritmo de optimización PSO

```
1      function [D1,D2,...
2      S1,S2,S3,S4,S5,S6,S7,S8,S9,S10,S11,S12,S13,S14,S15,S16] ...
3      = PS04PVFINAL( ...
4      Vpv1,Ipv1,Vpv2,Ipv2,Vpv3,Ipv3,Vpv4,Ipv4, Ir1,Ir2,Ir3,Ir4, Itot)
5
6
7      %mantienen su valor entre llamadas a la funcion
8      persistent initialized
9      persistent Pos Vel pbest PbestVal gbest gbestVal
10     persistent part hold_cnt Psum D_ant
11     persistent mode settle_cnt swarm_round
12     persistent Pot_f P_ref drop_cnt
13     persistent Config_prev Ir_avg_prev
14     persistent N_part k modos
15     persistent P_ref_cfg P_base_full
16     persistent modos_prev dead_counter dead_flag
17
18     S1 = 0; S2 = 0; S3 = 0; S4 = 0; S5 = 0; S6 = 0; S7 = 0; S8 = 0; S9 =
19         0;
20     S10 = 0; S11 = 0; S12 = 0; S13 = 0; S14 = 0; S15 = 0; S16 = 0;
21
22     Ipv = Itot;
23     Vpv = Vpv1 + Vpv2 + Vpv3 + Vpv4;
24     Pot = Vpv * Ipv;
25
26     Ir_vec = Ir1 + Ir2 + Ir3 + Ir4;
27     nIr = 4;
28     Config = 15;
29     DMIN = 0.1;
30     DMAX = 0.9;
31     D1=0;
32     D2=0;
33
34     if isempty(initialized)
35         initialized = true;
36
37     Config_prev = -1;
38     Ir_avg_prev = 0;
39
40     N_part = 15;
```

```

41     D_min = 0.30;
42     D_max = 0.90;
43
44     DMIN = 0;
45     DMAX = 0;
46
47     Pos = D_min + (D_max - D_min)*rand(N_part,1);
48     Vel = zeros(N_part,1);
49
50     pbest = Pos;
51     PbestVal = -inf(N_part,1);
52
53     gbest = Pos(1);
54     gbestVal = -inf;
55
56     part = 1;
57     hold_cnt = 0;
58     Psum = 0;
59
60     D_ant = gbest;
61
62     mode = uint8(1);
63     settle_cnt = 5;
64     swarm_round = 0;
65
66     Pot_f = 0;
67     P_ref = 0;
68     drop_cnt = 0;
69
70     modos_prev = 1;
71     dead_counter = 0;
72     dead_flag = false;
73
74     P_base_full = 1320; % potencia esperada con 4 paneles a 1000 W/m^2
75     P_ref_cfg = -inf(15,1); % memoria por Config (1..15)
76
77     end
78
79     if isempty(k)
80         k=0;
81     end
82
83     %Caso 1

```

```

84
85      %PV1 PV2 PV3 PV4
86      %✓ ✓✓✓
87      %X X X X
88      if Ir4 >= 800 && Ir2 >= 800 && Ir3 >= 800 && Ir1 >= 800
89
90          modos = 1;
91          k = 0;
92
93      %Caso 2
94
95      %PV1 PV2 PV3 PV4
96      %✓ ✓✓X
97      elseif Ir4 < 800 && Ir2 >= 800 && Ir3 >= 800 && Ir1 >= 800
98
99          k = k + 1;
100
101      if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
102          modos = 0;
103
104      elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 2: Extracción de energía del panel
105          PV1 PV2 y PV3 por el puerto 1
106          modos = 2;
107
108      elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
109          período
110          modos = 0;
111
112      elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 9: Extracción de energía del
113          Panel PV4 por el Puerto 2
114          modos = 9;
115
116      elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
117          período
118          modos = 0;
119
120      else
121          k = 0;
122          modos = 0;
123
124      end
125
126      %Caso 3

```

```

123
124      %PV1 PV2 PV3 PV4
125      %✓ ✓X ✓
126
127      elseif Ir3 < 800 && Ir1 >= 800 && Ir2 >= 800 && Ir4 >= 800
128
129      if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
130      k = k + 1;
131      modos = 0;
132
133      elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 3: Extracción de energía del panel
134      PV1 PV2 y PV4 por el puerto 1
135      k = k + 1;
136      modos = 3;
137
138      elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
139      período
140      k = k + 1;
141      modos = 0;
142
143      elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 10: Extracción de energía del
144      Panel PV3 por el Puerto 2
145      k = k + 1;
146      modos = 10;
147
148      elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
149      período
150      k = k + 1;
151      modos = 0;
152      else
153      modos = 0;
154      k = 0;
155      end
156
157      %Caso 4
158
159      %PV1 PV2 PV3 PV4
160      %✓ X ✓✓
161
162      elseif Ir2 < 800 && Ir1 >= 800 && Ir3 >= 800 && Ir4 >= 800

```

```

162         if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
163             k = k + 1;
164             modos = 0;
165
166         elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 4: Extracción de energía del panel
167             PV1 PV3 y PV4 por el puerto 1
168             k = k + 1;
169             modos = 4;
170
171         elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
172             período
173             k = k + 1;
174             modos = 0;
175
176         elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 11: Extracción de energía del
177             Panel PV2 por el Puerto 2
178             k = k + 1;
179             modos = 11;
180
181         elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
182             período
183             k = k + 1;
184             modos = 0;
185
186         else
187             modos = 0;
188             k = 0;
189         end
190
191         %Caso 5
192
193         %PV1 PV2 PV3 PV4
194         %✓ X X X
195
196         elseif Ir1 >= 800 && Ir4 < 800 && Ir3 < 800 && Ir2 < 800
197
198             if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
199                 k = k + 1;
200                 modos = 0;
201
202             elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 5: Extracción de energía del Panel
203                 PV1 por el Puerto 2
204                 k = k + 1;

```

```

200      modos = 5;
201
202      elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
           período
203      k = k + 1;
204      modos = 0;
205
206      elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 12: Extracción de energía del
           panel PV2 PV3 y PV4 por el puerto 1
207      k = k + 1;
208      modos = 12;
209
210      elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
           período
211      k = k + 1;
212      modos = 0;
213
214      else
215      modos = 0;
216      k = 0;
217      end
218
219      %Caso 6
220
221      %PV1 PV2 PV3 PV4
222      %✓ ✓X X
223
224      elseif Ir3 < 800 && Ir4 < 800 && Ir1 >= 800 && Ir2 >= 800
225
226      if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
227      k = k + 1;
228      modos = 0;
229
230      elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 6: Extracción de energía del Panel
           PV1 y PV_2 por el Puerto 1
231      k = k + 1;
232      modos = 6;
233
234      elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
           período
235      k = k + 1;
236      modos = 0;
237

```

```

238 elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 13: Extracción de energía del
      panel PV3 y PV4 por el puerto 2
239 k = k + 1;
240 modos = 13;
241
242 elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
      período
243 k = k + 1;
244 modos = 0;
245
246 else
247 modos = 0;
248 k = 0;
249 end
250
251 %Caso 7
252
253 %PV1 PV2 PV3 PV4
254 %✓ X ✓X
255
256 elseif Ir2 < 800 && Ir4 < 800 && Ir1 >= 800 && Ir3 >= 800
257
258 if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
259 k = k + 1;
260 modos = 0;
261
262 elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 7: Extracción de energía del Panel
      PV1 y PV3 por el Puerto 1
263 k = k + 1;
264 modos = 7;
265
266 elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
      período
267 k = k + 1;
268 modos = 0;
269
270 elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 14: Extracción de energía del
      panel PV2 y PV4 por el puerto 2
271 k = k + 1;
272 modos = 14;
273
274 elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
      período

```

```

275     k = k + 1;
276     modos = 0;
277
278     else
279     modos = 0;
280     k = 0;
281     end
282
283
284     %Caso 8
285
286     %PV1 PV2 PV3 PV4
287     %✓ X X ✓
288
289     elseif Ir2 < 800 && Ir3 < 800 && Ir1 >= 800 && Ir4 >= 800
290
291     if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
292     k = k + 1;
293     modos = 0;
294
295     elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 8: Extracción de energía del Panel
296     PV1 y PV4 por el Puerto 1
297     k = k + 1;
298     modos = 8;
299
300     elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
301     período
302     k = k + 1;
303     modos = 0;
304
305     elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 15: Extracción de energía del
306     panel PV2 y PV4 por el puerto 2
307     k = k + 1;
308     modos = 15;
309
310     elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
311     período
312     k = k + 1;
313     modos = 0;
314
315     else
316     modos = 0;
317     k = 0;

```

```

314         end
315
316         %Caso 9
317
318         %PV1 PV2 PV3 PV4
319         %X X X ✓
320
321         elseif Ir4 >= 800 && Ir2 < 800 && Ir3 < 800 && Ir1 < 800
322
323         if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
324             k = k + 1;
325             modos = 0;
326
327         elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 9: Extracción de energía del Panel
328             PV4 por el Puerto 2
329             k = k + 1;
330             modos = 9;
331
332         elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
333             período
334             k = k + 1;
335             modos = 0;
336
337         elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 2: Extracción de energía del
338             panel PV1 PV2 y PV3 por el puerto 1
339             k = k + 1;
340             modos = 2;
341
342         elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
343             período
344             k = k + 1;
345             modos = 0;
346
347         else
348             modos = 0;
349             k = 0;
350         end
351
352         %Caso 10
353
354         %PV1 PV2 PV3 PV4
355         %X X ✓ X

```

```

353
354     elseif Ir3 >= 800 && Ir2 < 800 && Ir4 < 800 && Ir1 < 800
355
356         if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
357             k = k + 1;
358             modos = 0;
359
360         elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 10: Extracción de energía del Panel
361             PV3 por el Puerto 2
362             k = k + 1;
363             modos = 10;
364
365         elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
366             período
367             k = k + 1;
368             modos = 0;
369
370         elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 3: Extracción de energía del
371             panel PV1 PV2 y PV3 por el puerto 1
372             k = k + 1;
373             modos = 3;
374
375         elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
376             período
377             k = k + 1;
378             modos = 0;
379
380         else
381             modos = 0;
382             k = 0;
383         end
384
385         %Caso 11
386
387         %PV1 PV2 PV3 PV4
388         %X ✓ X X
389
390     elseif Ir2 >= 800 && Ir4 < 800 && Ir3 < 800 && Ir1 < 800
391
392         if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
393             k = k + 1;
394             modos = 0;
395

```

```

392     elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 11: Extracción de energía del Panel
        PV2 por el Puerto 2
393     k = k + 1;
394     modos = 11;
395
396     elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el per
        íodo
397     k = k + 1;
398     modos = 0;
399
400     elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 4: Extracción de energía del panel
        PV1 PV3 y PV4 por el puerto 1
401     k = k + 1;
402     modos = 4;
403
404     elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
        período
405     k = k + 1;
406     modos = 0;
407
408     else
409     modos = 0;
410     k = 0;
411     end
412
413     %Caso 12
414
415     %PV1 PV2 PV3 PV4
416     %X ✓✓✓
417
418     elseif Ir4 >= 800 && Ir2 >= 800 && Ir3 >= 800 && Ir1 < 800
419
420     if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
421     k = k + 1;
422     modos = 0;
423
424     elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 12: Extracción de energía del Panel
        PV1 por el Puerto 1
425     k = k + 1;
426     modos = 12;
427
428     elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
        período

```

```

429     k = k + 1;
430     modos = 0;
431
432     elseif k > 5600 && k <= 10600 % Modo 3: Extracción de energía del
433         panel PV2 PV3 y PV4 por el puerto 2
434     k = k + 1;
435     modos = 5;
436
437     elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
438         período
439     k = k + 1;
440     modos = 0;
441
442     else
443     modos = 0;
444     k = 0;
445     end
446
447     %Caso 13
448
449     %PV1 PV2 PV3 PV4
450     %X X ✓✓
451
452     elseif Ir1 < 800 && Ir2 < 800 && Ir3 >= 800 && Ir4 >= 800
453
454     if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
455     k = k + 1;
456     modos = 0;
457
458     elseif k > 300 && k <= 5300 % Modo 13: Extracción de energía del Panel
459         PV3 y PV4 por el Puerto 2
460     k = k + 1;
461     modos = 13;
462
463     elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
464         período
465     k = k + 1;
466     modos = 0;
467
468     elseif k > 5600 && k <= 10600 % Modo 6: Extracción de energía del
469         panel PV1 PV2 por el puerto 1
470     k = k + 1;
471     modos = 6;

```

```

467
468     elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
         período
469     k = k + 1;
470     modos = 0;
471
472     else
473     modos = 0;
474     k = 0;
475     end
476
477     %Caso 14
478
479     %PV1 PV2 PV3 PV4
480     %X ✓X ✓
481
482     elseif Ir1 < 800 && Ir3 < 800 && Ir2 >= 800 && Ir4 >= 800
483
484     if k <= 300 % Modo 0: Tíempo muerto de 3 veces el período
485     k = k + 1;
486     modos = 0;
487
488     elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 14: Extracción de energía del Panel
         PV2 y PV4 por el Puerto 2
489     k = k + 1;
490     modos = 14;
491
492     elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
         período
493     k = k + 1;
494     modos = 0;
495
496     elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 6: Extracción de energía del
         panel PV1 PV3 por el puerto 1
497     k = k + 1;
498     modos = 7;
499
500     elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
         período
501     k = k + 1;
502     modos = 0;
503
504     else

```

```

505     modos = 0;
506     k = 0;
507     end
508
509     %Caso 15
510
511     %PV1 PV2 PV3 PV4
512     %X ✓✓X
513
514     elseif Ir1 < 800 && Ir4 < 800 && Ir2 >= 800 && Ir3 >= 800
515
516         if k <= 300 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el período
517             k = k + 1;
518             modos = 0;
519
520             elseif k >300 && k <= 5300 % Modo 15: Extracción de energía del Panel
521                 PV2 y PV3 por el Puerto 2
522                 k = k + 1;
523                 modos = 15;
524
525             elseif k > 5300 && k <= 5600 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
526                 período
527                 k = k + 1;
528                 modos = 0;
529
530             elseif k >5600 && k <= 10600 % Modo 8: Extracción de energía del
531                 panel PV1 PV4 por el puerto 1
532                 k = k + 1;
533                 modos = 8;
534
535             elseif k > 10600 && k <= 10900 % Modo 0: Tiempo muerto de 3 veces el
536                 período
537                 k = k + 1;
538                 modos = 0;
539
540             else
541                 modos = 0;
542                 k = 0;
543             end
544
545         else
546             modos = 1;
547         end

```

```

544
545 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
546 dead_time = 500;
547
548 % Detectar entrada a dead-time (cuando modos = 0)
549 if modos == 0 && modos_prev ~= 0
550     dead_flag = true;
551     dead_counter = 0;
552     end
553
554 if dead_flag
555     dead_counter = dead_counter + 1;
556
557     if dead_counter < dead_time
558         % mantener último modo válido
559         modos = modos_prev;
560     else
561         dead_flag = false;
562     end
563 end
564
565 % Guardar último modo válido (solo si NO es dead-time)
566 if modos ~= 0
567     modos_prev = modos;
568 end
569
570 Tem = k;
571
572 switch modos
573
574     case 0 % Modo 0: Tiempo muerto de 5 veces el período
575         % S1 = 0; S2 = 0; S3 = 0; S4 = 0; S5 = 0; S6 = 0; S7 = 0; S8 = 0; S9
           = 0;
576         % S10 = 0; S11 = 0; S12 = 0; S13 = 0; S14 = 0; S15 = 0; S16 = 0;
577
578         D1 = D_ant;
579         D2 = 1 - D1;
580
581         Ipv = Itot;
582         Vpv = Vpv1 + Vpv2 + Vpv3 + Vpv4;
583         Pot = Vpv * Ipv;
584
585         Ir_vec = Ir1 + Ir2 + Ir3 + Ir4;

```

```

586         nIr = 4;
587
588         mode = uint8(0);
589         Pot_f = 0;
590         hold_cnt = 0;
591         Psum = 0;
592
593
594         case 1 %Caso 1
595             %PV1 PV2 PV3 PV4
596             %✓ ✓✓✓
597             %X X X X
598
599             S1 = 0; S2 = 1; S3 = 1; S4 = 1; S5 = 0; S6 = 0; S7 = 0; S8 = 1; S9 =
               0;
600             S10 = 0; S11 = 0; S12 = 0; S13 = 1; S14 = 0; S15 = 1; S16 = 0; Config
               = 1;
601
602             Ipv = Itot;
603             Vpv = Vpv1 + Vpv2 + Vpv3 + Vpv4;
604             Pot = Vpv * Ipv;
605
606             Ir_vec = Ir1 + Ir2 + Ir3 + Ir4;
607             nIr = 4;
608
609             DMIN = 0.3;
610             DMAX = 0.4;
611
612         case 2 %Caso 2
613             %PV1 PV2 PV3 PV4
614             %✓ ✓✓X
615
616             S1 = 0; S2 = 1; S3 = 1; S4 = 0; S5 = 0; S6 = 0; S7 = 1; S8 = 0; S9 =
               1;
617             S10 = 1; S11 = 1; S12 = 0; S13 = 1; S14 = 0; S15 = 1; S16 = 0;
618
619             Config = 2;
620
621             Ipv = Ipv1;
622             Vpv = Vpv1 + Vpv2 + Vpv3;
623             Pot = Vpv * Ipv;
624
625             Ir_vec = Ir1 + Ir2 + Ir3;

```

```

626         nIr =3;
627
628         DMIN = 0.40;
629         DMAX = 0.45;
630
631         case 3 %Caso 3
632             %PV1 PV2 PV3 PV4
633             %✓ ✓ X ✓
634
635         S1 = 1; S2 = 1; S3 = 0; S4 = 0; S5 = 0; S6 = 0; S7 = 1; S8 = 1; S9 =
636             0;
637         S10 = 0; S11 = 0; S12 = 1; S13 = 1; S14 = 0; S15 = 1; S16 = 0;
638
639         Config = 3;
640
641         Ipv = Ipv1;
642         Vpv = Vpv1 + Vpv2 + Vpv4;
643         Pot = Vpv * Ipv;
644
645         Ir_vec = Ir1 + Ir2 + Ir4;
646         nIr =3;
647
648         DMIN = 0.40;
649         DMAX = 0.45;
650
651         case 4 %Caso 4
652             %PV1 PV2 PV3 PV4
653             %✓ X ✓✓
654
655         S1 = 0; S2 = 0; S3 = 0; S4 = 1; S5 = 1; S6 = 1; S7 = 0; S8 = 1; S9 =
656             1;
657         S10 = 0; S11 = 0; S12 = 1; S13 = 1; S14 = 0; S15 = 1; S16 = 0; Config
658             = 4;
659
660         Ipv = Ipv1;
661         Vpv = Vpv1 + Vpv3 + Vpv4;
662         Pot = Vpv * Ipv;
663
664         Ir_vec = Ir1 + Ir3 + Ir4;
665         nIr =3;
666         DMIN = 0.40;
667         DMAX = 0.45;

```

```

666     case 5 %Caso 5
667     %PV1 PV2 PV3 PV4
668     %✓ X X X
669
670     S1 = 0; S2 = 0; S3 = 1; S4 = 1; S5 = 1; S6 = 0; S7 = 0; S8 = 0; S9 =
        0;
671     S10 = 1; S11 = 1; S12 = 0; S13 = 1; S14 = 0; S15 = 1; S16 = 0; Config
        = 5;
672
673     Ipv = Ipv1;
674     Vpv = Vpv1;
675     Pot = Vpv * Ipv;
676
677     Ir_vec = Ir1;
678     nIr =1;
679
680     DMIN = 0.50;
681     DMAX = 0.60;
682
683     case 6 %Caso 6
684     %PV1 PV2 PV3 PV4
685     %✓ ✓X X
686
687     S1 = 0; S2 = 1; S3 = 0; S4 = 1; S5 = 0; S6 = 1; S7 = 0; S8 = 0; S9 =
        0;
688     S10 = 1; S11 = 1; S12 = 0; S13 = 1; S14 = 0; S15 = 1; S16 = 0; Config
        = 6;
689
690     Ipv = Ipv1;
691     Vpv = Vpv1 + Vpv2;
692     Pot = Vpv * Ipv;
693
694     Ir_vec = Ir1 + Ir2;
695     nIr =2;
696
697     DMIN = 0.55;
698     DMAX = 0.65;
699
700     case 7 %Caso 7
701     %PV1 PV2 PV3 PV4
702     %✓ X ✓X
703
704     S1 = 1; S2 = 0; S3 = 0; S4 = 0; S5 = 1; S6 = 0; S7 = 1; S8 = 0; S9 =

```

```

1;
705 S10 = 1; S11 = 1; S12 = 0; S13 = 1; S14 = 0; S15 = 1; S16 = 0; Config
    = 7;
706
707 Ipv = Ipv1;
708 Vpv = Vpv1 + Vpv3;
709 Pot = Vpv * Ipv;
710
711 Ir_vec = Ir1 + Ir3;
712 nIr =2;
713
714 DMIN = 0.55;
715 DMAX = 0.65;
716
717
718 case 8 %Caso 8
719 %PV1 PV2 PV3 PV4
720 %✓ X X ✓
721
722 S1 = 1; S2 = 0; S3 = 1; S4 = 0; S5 = 1; S6 = 0; S7 = 1; S8 = 1; S9 =
    0;
723 S10 = 0; S11 = 0; S12 = 1; S13 = 1; S14 = 0; S15 = 1; S16 = 0; Config
    = 8;
724
725 Ipv = Ipv1;
726 Vpv = Vpv1 + Vpv4;
727 Pot = Vpv * Ipv;
728
729 Ir_vec = Ir1 + Ir4;
730 nIr =2;
731
732 DMIN = 0.55;
733 DMAX = 0.65;
734
735
736 case 9 %Caso 9
737 %PV1 PV2 PV3 PV4
738 %X X X ✓
739 S1 = 0; S2 = 1; S3 = 1; S4 = 0; S5 = 0; S6 = 0; S7 = 1; S8 = 0; S9 =
    1;
740 S10 = 1; S11 = 1; S12 = 0; S13 = 0; S14 = 1; S15 = 0; S16 = 1; Config
    = 9;
741

```

```

742     Ipv = Ipv4;
743     Vpv = Vpv4;
744     Pot = Vpv * Ipv;
745
746     Ir_vec = Ir4;
747     nIr =1;
748
749     DMIN = 0.50;
750     DMAX = 0.60;
751
752     case 10 %Caso 10
753     %PV1 PV2 PV3 PV4
754     %X X ✓X
755
756     S1 = 1; S2 = 1; S3 = 0; S4 = 0; S5 = 0; S6 = 0; S7 = 1; S8 = 1; S9 =
757         0;
758     S10 = 0; S11 = 0; S12 = 1; S13 = 0; S14 = 1; S15 = 0; S16 = 1; Config
759         = 10;
760
761     Ipv = Ipv3;
762     Vpv = Vpv3;
763     Pot = Vpv * Ipv;
764
765     Ir_vec = Ir3;
766     nIr =1;
767
768     DMIN = 0.50;
769     DMAX = 0.60;
770
771     case 11 %Caso 11
772     %PV1 PV2 PV3 PV4
773     %X ✓X X
774
775     S1 = 0; S2 = 0; S3 = 0; S4 = 1; S5 = 1; S6 = 1; S7 = 0; S8 = 1; S9 =
776         1;
777     S10 = 0; S11 = 0; S12 = 1; S13 = 0; S14 = 1; S15 = 0; S16 = 1; Config
778         = 11;
779
780     Ipv = Ipv2;
781     Vpv = Vpv2;
782     Pot = Vpv * Ipv;
783
784     Ir_vec = Ir2;

```

```

781         nIr =1;
782
783         DMIN = 0.50;
784         DMAX = 0.60;
785
786         case 12 %Caso 12
787             %PV1 PV2 PV3 PV4
788             %X ✓✓✓
789
790         S1 = 0; S2 = 0; S3 = 1; S4 = 1; S5 = 1; S6 = 0; S7 = 0; S8 = 0; S9 =
791             0;
792         S10 = 1; S11 = 1; S12 = 0; S13 = 0; S14 = 1; S15 = 0; S16 = 1; Config
793             = 12;
794
795         Ipv = Ipv2;
796         Vpv = Vpv3 + Vpv2 + Vpv4;
797         Pot = Vpv * Ipv;
798
799         Ir_vec = Ir3 + Ir2 + Ir4;
800         nIr =3;
801
802         DMIN = 0.40;
803         DMAX = 0.45;
804
805         case 13 %Caso 13
806             %PV1 PV2 PV3 PV4
807             %X X ✓✓
808
809         S1 = 0; S2 = 1; S3 = 0; S4 = 1; S5 = 0; S6 = 1; S7 = 0; S8 = 0; S9 =
810             0;
811         S10 = 1; S11 = 1; S12 = 0; S13 = 0; S14 = 1; S15 = 0; S16 = 1; Config
812             = 13;
813
814         Ipv = Ipv3;
815         Vpv = Vpv3 + Vpv4;
816         Pot = Vpv * Ipv;
817
818         Ir_vec = Ir3 + Ir4;
819         nIr = 2;
820
821         DMIN = 0.55;
822         DMAX = 0.65;
823

```

```

820     case 14 %Caso 14
821     %PV1 PV2 PV3 PV4
822     %X ✓X ✓
823
824     S1 = 1; S2 = 0; S3 = 0; S4 = 0; S5 = 1; S6 = 0; S7 = 1; S8 = 0; S9 =
825         1;
826     S10 = 1; S11 = 1; S12 = 0; S13 = 0; S14 = 1; S15 = 0; S16 = 1; Config
827         = 14;
828
829     Ipv = Ipv2;
830     Vpv = Vpv2 + Vpv4;
831     Pot = Vpv * Ipv;
832
833     Ir_vec = Ir2 + Ir4;
834     nIr = 2;
835
836     DMIN = 0.55;
837     DMAX = 0.65;
838
839     case 15 %Caso 15
840     %PV1 PV2 PV3 PV4
841     %X ✓✓X
842
843     S1 = 1; S2 = 0; S3 = 1; S4 = 0; S5 = 1; S6 = 0; S7 = 1; S8 = 1; S9 =
844         0;
845     S10 = 0; S11 = 0; S12 = 1; S13 = 0; S14 = 1; S15 = 0; S16 = 1; Config
846         = 15;
847
848     Ipv = Ipv2;
849     Vpv = Vpv3 + Vpv2;
850     Pot = Vpv * Ipv;
851
852     Ir_vec = Ir3 + Ir2;
853     nIr = 2;
854
855     DMIN = 0.55;
856     DMAX = 0.65;
857
858     end
859
860     % PROTECCIÓN NUMÉRICA
861     if ~isfinite(Itot)
862         Itot = 0;

```

```

859         end
860
861         Pot = Vpv * Ipv;
862
863         if ~isfinite(Pot) || Pot < 0
864             Pot = 0;
865         end
866
867         % dIr: promedio real de irradiancia
868         if nIr == 0
869             Ir_avg = 0;
870         else
871             Ir_avg = Ir_vec / nIr;
872         end
873
874         % Ir_avg = Ir_vec / max(nIr,1);
875         dIr = Ir_avg - Ir_avg_prev;
876         Ir_avg_prev = Ir_avg;
877
878
879         % Potencia objetivo adaptativa
880         Ir_norm = min(max(Ir_avg/1000, 0), 1.0); % normaliza (0..1.0)
881         P_est = P_base_full * Ir_norm * (nIr/4); % escala por irradiancia y #
            paneles activos
882
883         % Memoria por configuración
884         if isfinite(P_ref_cfg(Config))
885             P_target = max(P_est, 0.90*P_ref_cfg(Config));
886         else
887             P_target = P_est;
888         end
889
890         P_target = max(P_target, 50); % evita targets absurdos con
            irradiancia muy baja
891
892         %% ===== PSO =====
893         D_min = DMIN;
894         D_max = DMAX;
895         betaP = 0.998;
896         N_hold = 4;
897         N_settle = 2;
898         w = 0.75;
899         c1 = 2;

```

```

900     c2 = 2;
901     Vmax = 0.08;
902     alphaD = 0.05;
903     Ir_th = 25;
904     drop_frac = 0.20;
905     drop_windows = 5;
906     MAX_SWARM_ROUNDS = 2;
907
908     Pot_f = betaP*Pot_f + (1-betaP)*Pot;
909
910     evento = false;
911
912     if Config ~= Config_prev
913         evento = true;
914     end
915
916     if abs(dIr) >= Ir_th
917         evento = true;
918     end
919
920     if mode == 0
921         if Pot_f < (1 - drop_frac)*P_target
922             drop_cnt = drop_cnt + 1;
923         else
924             drop_cnt = 0;
925         end
926         if drop_cnt >= drop_windows
927             evento = true;
928             drop_cnt = 0;
929         end
930     end
931
932     Config_prev = Config;
933
934     if evento
935
936         mode = uint8(1);
937         swarm_round = 0;
938
939         N_rand = max(1, round(0.30*N_part));
940         idxr = randperm(N_part, N_rand);
941
942         Pos(idxr) = D_min + (D_max - D_min)*rand(N_rand,1);

```

```

943
944     mask = true(N_part,1);
945     mask(idxr) = false;
946     idxn = find(mask);
947
948     sigma = 0.10;
949     Pos(idxn) = gbest + sigma*randn(length(idxn),1);
950     Pos = min(max(Pos, D_min), D_max);
951
952     Vel(:) = 0;
953     pbest = Pos;
954     PbestVal(:) = -inf;
955     gbestVal = -inf;
956
957     part = 1;
958     hold_cnt = 0;
959     Psum = 0;
960
961     settle_cnt = N_settle;
962     end
963
964     if mode == 0
965         D_ref = gbest;
966     else
967         D_ref = Pos(part);
968     end
969
970     if settle_cnt > 0
971         settle_cnt = settle_cnt - 1;
972     else
973         Psum = Psum + Pot_f;
974         hold_cnt = hold_cnt + 1;
975     end
976
977
978     if hold_cnt >= N_hold
979         Pavg = Psum / N_hold;
980
981
982
983     % actualiza memoria de potencia por Config
984     if isfinite(P_ref_cfg(Config))
985         P_ref_cfg(Config) = 0.998*P_ref_cfg(Config) + 0.002*Pavg; %

```

```

    seguimiento lento 0.995 0.005
986 else
987     P_ref_cfg(Config) = Pavg; % primera vez
988 end
989
990 if mode == 0
991     if Pavg > P_ref
992         P_ref = Pavg;
993     else
994         P_ref = 0.999*P_ref + 0.001*Pavg;
995
996     end
997 else
998
999     if Pavg > PbestVal(part)
1000         PbestVal(part) = Pavg;
1001         pbest(part) = Pos(part);
1002     end
1003
1004     if Pavg > gbestVal
1005         gbestVal = Pavg;
1006         gbest = Pos(part);
1007     end
1008
1009     part = part + 1;
1010     settle_cnt = N_settle;
1011 end
1012
1013 hold_cnt = 0;
1014 Psum = 0;
1015
1016 if (mode == 1) && (part > N_part)
1017     for L = 1:N_part
1018         r1 = rand; r2 = rand;
1019         Vel(L) = w*Vel(L) + c1*r1*(pbest(L)-Pos(L)) + c2*r2*(gbest-Pos(L));
1020         Vel(L) = min(max(Vel(L), -Vmax), Vmax);
1021         Pos(L) = Pos(L) + Vel(L);
1022         Pos(L) = min(max(Pos(L), D_min), D_max);
1023     end
1024
1025     part = 1;
1026     swarm_round = swarm_round + 1;
1027

```

```

1028         if swarm_round >= MAX_SWARM_ROUNDS
1029             mode = uint8(0);
1030             P_ref = gbestVal;
1031             drop_cnt = 0;
1032         end
1033     end
1034 end
1035
1036     % Protección final de duty cycles
1037     if ~isfinite(D1)
1038         D1 = 0.5;
1039     end
1040
1041     if ~isfinite(D2)
1042         D2 = 0.5;
1043     end
1044
1045
1046     D1 = (1 - alphaD)*D_ant + alphaD*D_ref;
1047     D1 = min(max(D1, D_min), D_max);
1048     D_ant = D1;
1049
1050     D2 = 1 - D1;
1051     gb = gbest;
1052
1053
1054     D1 = max(0.001, min(D1, 0.999)); % Límites seguros
1055     D2 = 1 - D1;
1056 end

```