



EDUCACIÓN

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

**Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico**

Tesis de Maestría

**Control Inteligente para el Seguimiento del Punto de
Máxima Potencia (MPPT) en sistemas fotovoltaicos**

presentada por

Ing. Saúl Rosas Romero

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

Director de tesis

Dr. Luis Gerardo Vela Valdés

Codirector de tesis

Dr. Gabriel Calzada Lara

Cuernavaca, Morelos, México. Junio de 2022.



Cuernavaca, Mor., 23/junio/2022
No. De Oficio: SAC/93/2022
Asunto: Autorización de impresión de tesis

**SAÚL ROSAS ROMERO
CANDIDATA(O) AL GRADO DE MAESTRA(O) EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
PRESENTE**

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado "Control Inteligente para el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) en Sistemas Fotovoltaicos", 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®
"Educación Tecnológica al Servicio de México"

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



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

CMAZ/CHG





Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca,
Mor.,
No. de Oficio:
Asunto:

22/junio/2022

DIE/104/2022

Aceptación de documentos de
tesis

DR. CARLOS MANUEL ASTROGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del C. Saúl Rosas Romero, con número de control **M18CE096** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado "Control Inteligente para el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) en Sistemas Fotovoltaicos" 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. Luis Gerardo Vela Valdés
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 7980044

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. Gabriel Calzada Lara
Doctor en Ingeniería Eléctrica
Cédula profesional 7599980

REVISOR 1

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

REVISOR 2

Dr. Mario Ponce Silva
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 3516427

C.p. Lic. Silvia del Carmen Ortiz Fuentes- jefa del Departamento de Servicios Escolares
Estudiante
HEE/mrsr



Dedicatorías

A mis padres Gregorio Rosas Gonzáles y Rosa Romero Mota

A mi esposa Micaela Martínez Ramos

A mi hijo Saúl Rosas Martínez

A mi hija Daniela Rosas Martínez

A mis hermanos Jairo Rosas Romero y Gregorio Rosas Romero

Agradecimientos

Al Tecnológico Nacional de México campus Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET) por abrir sus puertas y permitirme cursar mis estudios de Maestría, facilitando en todo momento el adecuado desarrollo del plan de estudios a través del acceso a la infraestructura con que cuenta. De la misma manera, agradezco la disposición del personal académico y administrativo que labora en esta honorable institución, por el apoyo brindado durante mi estancia.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico otorgado durante mis estudios de Maestría.

Al Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) por otorgarme el permiso y las facilidades necesarias para realizar mis estudios a tiempo completo en el CENIDET, especialmente al Dr. Hugo Pérez Rebolledo por su apoyo.

A mi asesor de tesis el Dr. Luis Gerardo Vela Valdez por otorgarme la confianza para desarrollar el tema de tesis, por su apoyo incondicional durante mi estancia en el CENIDET, por compartir su conocimiento, por su paciencia y por el carisma que lo caracterizan sin lo cual no hubiera sido posible llegar a buen término.

Al Dr. Gabriel Calzada Lara, por su apoyo y paciencia como codirector de tesis y como profesor, facilitando en todo momento el aprendizaje proporcionando hardware necesario para el desarrollo e implementación de prácticas.

Al comité revisor integrado por el Dr. Mario Ponce Silva y el Dr. Jesús Aguayo Alquicira, quienes con sus revisiones y comentarios enriquecieron el presente trabajo de tesis y personalmente contribuyeron a mi crecimiento profesional.

A mis compañeros y amigos Benjamín, Rodrigo, Lucio, Josué, Daniel y Leonardo por su amistad, apoyo y compañerismo durante mi estancia en la maestría.

Sinceramente con mucho respeto y admiración:

Saúl Rosas Romero

RESUMEN

En este trabajo de tesis se aborda la problemática relacionada con las técnicas para el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) en sistemas fotovoltaicos bajo condiciones de operación normal y de perturbación o falla (presencia de sombreado parcial).

De acuerdo con la literatura se han propuesto muchas técnicas para el SPMP con diversos algoritmos y metodologías. Se han examinado métodos fuera de línea, en línea, de estimación, computacionales e inteligentes para garantizar el estado operativo del sistema en el punto de máxima potencia (PMP) bajo diferentes condiciones de operación.

Después de un análisis se determinó que la técnica inteligente adecuada para este trabajo de tesis es el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO) ya que su implementación simple y la convergencia rápida son algunas de sus principales características, y se aplica bien para ubicar la mejor solución global posible en una curva no lineal, discontinua y no diferenciable como lo es la curva generada bajo presencia de sombreado parcial.

Se realizó la simulación de un sistema fotovoltaico aislado en una herramienta computacional que permite generar curvas de operación bajo condiciones normales y de perturbación o falla del sistema y que además permite implementar el algoritmo de SPMP para determinar su potencial bajo diversas condiciones. Los resultados obtenidos indican que la implementación de un algoritmo inteligente (PSO) para el SPMP, obtiene el ciclo de trabajo ideal, con el cual se extrae la máxima potencia disponible del sistema en condiciones de operación normal, perturbación o falla.

Para demostrar el potencial de la aplicación de la técnica inteligente para el seguimiento del punto de máxima potencia, y reproducir las condiciones de sombreado parcial y falla, se planteó la construcción de una maqueta a escala reducida de un sistema de bombeo de agua alimentado por un panel solar y validar los resultados de simulación.

ABSTRACT

In this thesis, the problems related to the techniques for monitoring the maximum power point tracking (MPPT) in photovoltaic systems under normal operating conditions and disturbance or fault conditions (presence of partial shading) are addressed.

According to the literature, many techniques have been proposed for the MPPT with various algorithms and methodologies. Offline, online, estimation, computational and intelligent methods have been examined to ensure the operating state of the system at the maximum power point (MPP) under different operating conditions.

After an analysis it was determined that the proper smart technique for this thesis work is the Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm since its simple implementation and fast convergence are some of its main features, and it is well applied to locate the best possible global solution in a non-linear, discontinuous and non-differentiable curve such as the curve generated under the presence of partial shading.

The simulation of isolated photovoltaic system was carried out in a computational tool that allows the generation of operating curves under normal conditions and disturbance or system failure conditions and that also allows the implementation of the MPPT algorithm to determine its potential under various conditions. The results obtained indicate that the implementation of an intelligent algorithm (PSO) for the MPPT, obtains the ideal duty cycle, with which the maximum available power is extracted from the system under normal operating conditions, disturbance or failure.

In order to demonstrate the potential of the application of the intelligent technique for the monitoring of the maximum power point tracking, and to reproduce the conditions of partial shading and failure, the construction of a reduced-scale model of a water pumping system powered by a solar panel and validate the simulation results.

Contenido

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes y problemática	2
1.2 Revisión del estado del arte	4
1.2.1 Punto de máxima potencia	4
1.2.2 Técnicas para el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP)	5
1.2.3 Esquemas de control del convertidor	6
1.3 Propuesta	8
1.4 Objetivos	9
1.4.1 Objetivo general	9
1.4.2 Objetivos específicos	9
1.5 Alcance y limitaciones	10
CAPÍTULO II SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	11
2.1 Sistemas fotovoltaicos aislados	12
2.2 Modelado de paneles fotovoltaicos	15
2.3 Modelado del arreglo fotovoltaico propuesto	18
2.4 Modelado del convertidor CD/CD	20
2.4.1 Técnicas de conversión	20
2.4.2 Topología propuesta	21
2.4.3 Análisis del convertidor	22
CAPÍTULO III ALGORITMOS PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA	27
3.1 Condición de sombreado parcial	28
3.2 Punto de máxima potencia	32
3.3 Algoritmos para el seguimiento del punto de máxima potencia	33
3.3.1 Voltaje de circuito abierto fraccional	34
3.3.2 Perturbar y Observar (P&O)/Hill Climbing	35
3.3.3 Conductancia Incremental (CI)	37
3.3.4 Redes Neuronales	40
3.3.5 Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)	41

3.4	Comparación de algoritmos	44
4	CAPÍTULO IV RESULTADOS EN SIMULACIÓN	48
4.1	Consideraciones en simulación	49
4.2	Condición de operación normal del sistema (escenario 1)	51
4.3	Condición de perturbación o falla en el sistema (escenario 2).....	53
5	CAPÍTULO V IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO EN ARREGLO EXPERIMENTAL	56
5.1	Construcción de la maqueta.....	57
5.2	Construcción de un sistema de adquisición de datos	58
5.3	Prueba en condición de operación normal	61
5.4	Prueba en condición de perturbación o falla.....	63
6	CAPÍTULO VI CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	66
6.1	Conclusiones	67
6.2	Trabajo futuro.....	68
7	BIBLIOGRAFÍA.....	69
8	ANEXOS	74
	Anexo 1	75
	Anexo 2	78

Lista de figuras

Figura 1. Curva característica de potencia del panel fotovoltaico en condiciones normales y con sombreado parcial o falla.	3
Figura 2. Curvas características de potencia voltaje (P-V) generadas por paneles fotovoltaicos	5
Figura 3. Esquema general del arreglo fotovoltaico.....	9
Figura 4. Disponibilidad privilegiada del recurso solar en México.	12
Figura 5. Estructura clásica de un sistema fotovoltaico	13
Figura 6. Curvas características de potencia generada por sistemas fotovoltaicos a diferentes niveles de irradiancia solar	14
Figura 7. Influencia de la temperatura en la potencia generada por la celda	14
Figura 8. Estructura de una celda fotovoltaica	15
Figura 9. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica	16
Figura 10. Corrientes típicas obtenidas de una celda fotovoltaica	16
Figura 11. Bloque del arreglo fotovoltaico empleado en Simulink.....	18
Figura 12. Modelado de la condición de perturbación o falla en el panel fotovoltaico de 25 W.	19
Figura 13. Curva de potencia generada con la condición de sombreado parcial.....	20
Figura 14. Diagrama del circuito de la topología Split-pi	21
Figura 15. Convertidor Split-pi operando como reductor modo 1	22
Figura 16. Convertidor Split-pi operando como reductor modo 2	23
Figura 17. Convertidor Split-pi operando como elevador modo 1	23
Figura 18. Convertidor Split-pi operando como elevador modo 2.....	24
Figura 19. Convertidor Split-pi buck-boost: Estado 1.....	25
Figura 20. Convertidor Split-pi buck-boost: Estado 2.....	25
Figura 21. Modelado del convertidor Split-pi	26
Figura 22. Curvas características corriente-voltaje y potencia –voltaje en sistemas fotovoltaicos	29
Figura 23. Sistema fotovoltaico operando en condición de sombreado parcial	29
Figura 24. Esquema del SFV en condiciones de sombreado parcial.....	30

Figura 25. Curva de corriente-voltaje operando en la región inversa	31
Figura 26. Diodo de bypass en las celadas del arreglo fotovoltaico bajo condición de sombreado.....	31
Figura 27. Curva de voltaje-potencia para un arreglo fotovoltaico en condiciones de sombreado parcial.....	32
Figura 28. Dependencia no lineal del punto de máxima potencia en SFV	33
Figura 29. Técnica de voltaje fraccional	35
Figura 30. Algoritmo perturbar y observar.....	36
Figura 31. Diagrama de flujo del algoritmo Perturbar y observar.....	37
Figura 32. Algoritmo de conductancia incremental (CI).....	38
Figura 33. Diagrama de flujo del algoritmo Conductancia incremental.	39
Figura 34. Redes neuronales para el SPMP.....	40
Figura 35. Movimiento de las partículas en el algoritmo	42
Figura 36. Diagrama de flujo del algoritmo PSO.....	44
Figura 37. Comparación de la respuesta del sistema empleando P&O y PSO.....	45
Figura 38. Comparación de la respuesta del sistema empleando el algoritmo P&O y PSO en condiciones de sombreado parcial	47
Figura 39. Bloque de función para la implementación del algoritmo PSO	49
Figura 40. Modelado completo del sistema fotovoltaico	50
Figura 41. Curvas de potencia generada en condición normal del sistema (1000, 800, 500, 300 W/m ² .)	51
Figura 42. Ciclo de trabajo determinado por el algoritmo PSO	52
Figura 43. Máxima potencia obtenida (24.9 W) en la condición de operación normal del sistema (1,000W/m ²).	52
Figura 44. Curva de potencia generada en condición de perturbación del sistema.....	53
Figura 45. Convergencia del ciclo de trabajo en condición de perturbación del sistema.....	54
Figura 46. Máxima potencia obtenida (13.23 W) en la condición de perturbación o falla del sistema	54
Figura 47. Diseño del arreglo experimental	57
Figura 48. Sistema de adquisición de datos y procesamiento de las variables de entrada ...	58

Figura 49. Bloques del sistema de adquisición de datos implementado en Microcontrolador Arduino Mega y Simulink	59
Figura 50. Instalación del arreglo experimental para pruebas.....	60
Figura 51. Prueba de monitoreo de los parámetros de voltaje y corriente de entrada y salida del sistema	61
Figura 52. Monitoreo de la potencia de entrada (naranja) y la potencia de salida (azul) en condiciones de operación normal	62
Figura 53. Ciclo de trabajo obtenido por el algoritmo implementado.....	63
Figura 54. Tres condiciones de la prueba de perturbación o falla del sistema (Normal, sombreado crítico y sombreado menor)	63
Figura 55. Monitoreo del voltaje y l corriente del panel fotovoltaico durante la prueba	64
Figura 56. Comportamiento del ciclo de trabajo en cada cambio de condición.....	64
Figura 57. Monitoreo del voltaje y l corriente de salida durante la prueba.....	65
Figura 58. Potencia de entrada (W) y potencia de salida (W) registrada	65

Lista de tablas

Tabla 1 Patrón de conmutación de los interruptores	26
Tabla 2 Comparativo entre distintos algoritmos de SPMP	28
Tabla 3. Materiales para la construcción del arreglo experimental	78

Acrónimos

ANN	Artificial Neural Network (Red Neuronal Artificial)
CD	Corriente Directa
CA	Corriente Alterna
CI	Conductancia Incremental
CSP	<i>Condición de Sombreado Parcial</i>
DPSO	<i>Deterministic Particle Swarm Optimization</i> (Optimización Determinística de Enjambres de Partículas)
GPI	<i>Generalized Proportional Integral</i> (Proporcional Integral Generalizado)
MPPT	<i>Maximun power point tracking</i> (<i>Seguimiento del Punto de Máxima Potencia</i>)
OCV	<i>Open Circuit Voltage</i> (Voltaje de Circuito Abierto)
PID	Proporcional Integral Derivativo
P&O	Perturbar y Observar
PMP	Punto de Máxima Potencia
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i> (Optimización por Enjambre de Partículas)
SFV	Sistema Fotovoltaico
SM	Sliding Mode (Modo Deslizante)
SPMP	Seguimiento de Punto de Máxima Potencia

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes y problemática

De acuerdo con algunos estudios, la demanda de energía a nivel mundial ha incrementado considerablemente (alrededor de 2.5% anual) y esta necesidad se satisface por la generación mediante combustibles fósiles contaminantes. El incremento de esta demanda de energía no se puede sostener indefinidamente por factores como el agotamiento de las reservas de combustible y el impacto ambiental que se produce por combustión, una opción para resolver esta problemática es el uso de las energías renovables que puedan de manera sostenible satisfacer dicha demanda.

Entre las energías renovables sobresale la energía solar por su potencial de generación y por su tasa de crecimiento registrado en los últimos estudios realizados. Los sistemas fotovoltaicos tienen la capacidad a través de las celdas fotovoltaicas de transformar energía solar en energía eléctrica (corriente directa). Los paneles solares son los dispositivos a través de los cuales se transforma la energía solar.

La radiación solar es el término empleado para designar a la energía solar que incide sobre una superficie en un determinado momento y lugar específico. Al expresar la irradiancia como potencia, se expresa como una cantidad de watts por metro cuadrado (W/m^2) y se presenta como el valor promedio diario para cada mes. Se ha registrado que la irradiancia que golpea la Tierra es de alrededor de $1,000 \text{ W}/\text{m}^2$ esto determina que la energía solar es una opción viable para sostener la creciente demanda mundial [1, 2].

Los sistemas de generación fotovoltaica presentan, de acuerdo a estudios realizados, tres problemas principales; baja eficiencia de conversión de energía, total dependencia de las condiciones climáticas y la intermitencia por la disponibilidad del recurso de la energía eléctrica generada. Aunado a esto, solo poseen un punto único en la curva corriente voltaje (I-V) no lineal del arreglo fotovoltaico, llamado punto de máxima potencia (PMP), en el que se puede obtener la máxima eficiencia del sistema fotovoltaico. Esta ubicación del PMP depende directamente de las condiciones climáticas, de la irradiancia y la temperatura; por lo tanto, el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés) del arreglo fotovoltaico es una parte fundamental de todos los sistemas fotovoltaicos [3].

Para obtener una eficiencia óptima del arreglo fotovoltaico, se requiere de utilizar algoritmos de control para el MPPT del circuito convertidor conectado. Los métodos de algoritmo convencionales de MPPT tales como conductancia incremental (CI) o perturbar y observar (P&O) rastrean de manera efectiva el punto de máxima potencia del arreglo en condiciones ideales de operación. El problema se presente cuando existe una condición de falla o una irradiancia no uniforme a lo largo del arreglo fotovoltaico (módulos cableados en serie) que produce como resultado una curva característica con la presencia de máximos locales y uno global, como se puede observar en la Figura 1.

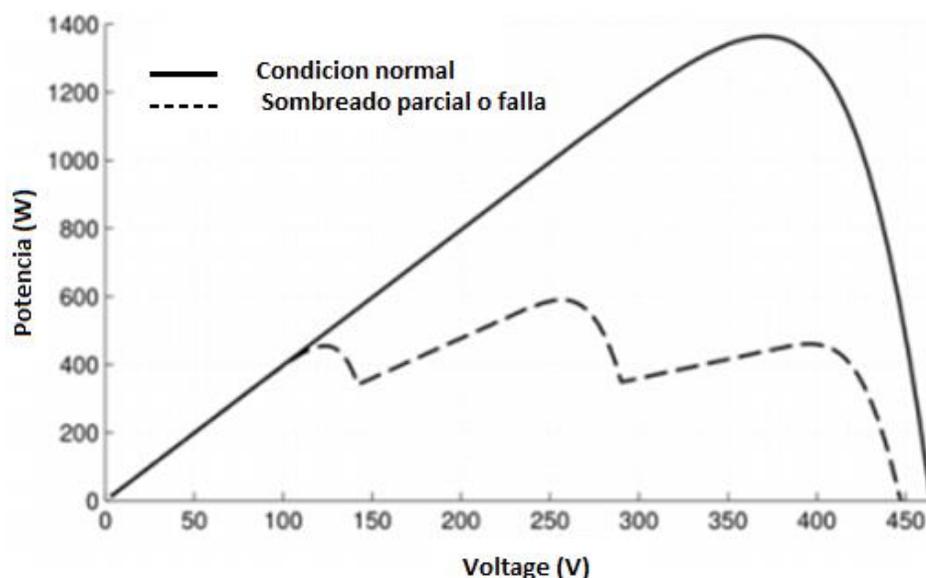


Figura 1. Curva característica de potencia del panel fotovoltaico en condiciones normales y con sombreado parcial o falla.

Por la naturaleza misma de los métodos convencionales para el MPPT, puede suceder que se establezcan en un máximo local, el cual puede ser inferior al punto de máxima potencia global, teniendo como resultado una pérdida considerable de potencia.

Para resolver esto se puede utilizar un método no convencional, tal como, un algoritmo estocástico de MPPT como el método Hill Climb que usa PSO, o mediante la simplificación del método al eliminar la naturaleza aleatoria del factor de aceleración de la ecuación de velocidad del algoritmo PSO [4].

El algoritmo PSO por si solo, puede funcionar como MPPT al establecer un ciclo de trabajo directo. Algunos autores han utilizado técnicas híbridas donde combinan un algoritmo PSO que se activa para buscar el área del pico global, y otro algoritmo convencional como conductancia incremental (CI) encargado de rastrear la salida de máxima potencia del sistema fotovoltaico, esto con la finalidad de incrementar su rapidez [5].

1.2 Revisión del estado del arte

Como resultado del estudio de la problemática relacionada con los sistemas fotovoltaicos y el seguimiento del punto de máxima potencia ante condiciones de sombreado parcial y fallas, se realizó una revisión del estado del arte en la literatura que se detalla continuación.

1.2.1 Punto de máxima potencia

Uno de los principales problemas con los sistemas fotovoltaicos, es que la energía entregada varía continuamente en el tiempo, y depende de las condiciones climáticas y situación física del lugar donde se encuentre instalado el sistema. Por lo tanto, el punto de operación en el que se obtiene la mayor cantidad de potencia disponible, llamado el punto de máxima potencia (PMP), se encuentra cambiando constantemente por los cambios en irradiancia y temperatura, inherentes a la naturaleza misma del sistema. Para aprovechar la mayor cantidad de energía que entrega un panel, es de vital importancia mantener operando el sistema en todo momento lo más cerca posible de este PMP. Debido a lo anterior, se vuelve una necesidad de vital importancia utilizar un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) en cualquier sistema fotovoltaico instalado (SFV).

En cada combinación de irradiancia y temperatura hay un único punto de máxima potencia. El objetivo de todo algoritmo de SPMP es encontrar dicho punto y hacer que el sistema se mantenga operando en él, en todo momento. En la Figura 2 se muestran las curvas características de potencia contra voltaje a distintos valores de irradiancia y temperatura. Se observa claramente la dependencia no lineal del PMP ante estas variables.

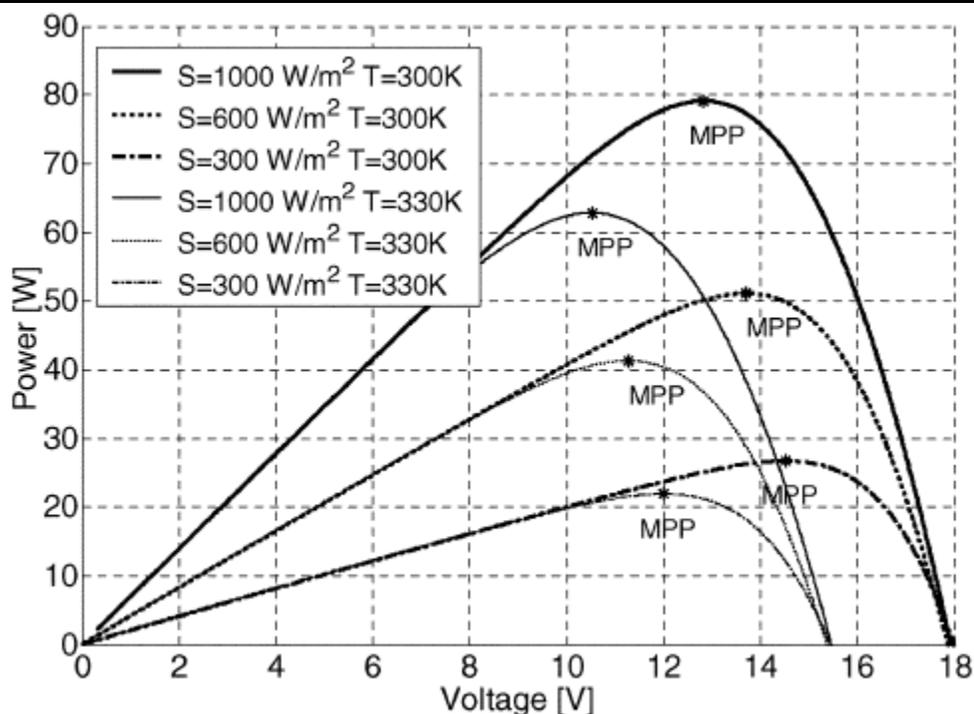


Figura 2. Curvas características de potencia voltaje (P-V) generadas por paneles fotovoltaicos

1.2.2 Técnicas para el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP)

En la literatura existe una gran variedad de técnicas de control destinadas al seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) en SFV, las cuales buscan mantener de manera dinámica, en tiempo real la máxima transferencia de energía en el sistema. Se reportan numerosas técnicas convencionales que son de gran facilidad de implementación, sin embargo, presentan problemas de convergencia (velocidad, oscilación). Otras técnicas corrigen estos problemas, sin embargo, la complejidad y los costos elevados las hacen poco factibles ya que el costo beneficio de su implementación se convierte en una limitante.

Los algoritmos del MPPT se han clasificado en dos grandes grupos, algoritmos convencionales y algoritmos de control inteligente. Los algoritmos convencionales, tales como, Perturbar y Observar (P&O), Voltaje de Circuito Abierto (OCV), y conductancia Incremental (IC), son sencillos de implementar, con un costo bajo, pero sin embargo presentan problemas de convergencia (oscilación cercana al PMP) y además no garantizan la operación del sistema en el máximo global.

Sin embargo, los algoritmos de control inteligente, entre los que destacan, el control de lógica difusa, redes neuronales y optimización por enjambre de partículas (PSO), pueden resolver los dichos problemas, sin embargo, se requiere de cálculos complicados, lo que representa elevar su costo de implementación y su complejidad, por lo que la implementación de estos algoritmos se debe evaluar de acuerdo a los beneficios obtenidos.

En [6] los autores realizan una comparación de varias técnicas convencionales que permiten el seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos, se concluye que muchas de estas técnicas son parecidas y presentan solo algunas variaciones.

La mayoría de los autores se enfoca en cómo realizar la selección de la mejor técnica para el MPPT, debido a que cada técnica posee sus ventajas y desventajas. Puesto que, el MPPT es la parte esencial de todo sistema fotovoltaico, Las principales líneas de investigación en los últimos años se han enfocado en el desarrollado de nuevas técnicas y desde entonces se han agregado a la lista numerosas e innovadoras técnicas.

En la literatura actualmente disponible se ha realizado una descripción detallada de cada una de las técnicas y se ha tratado de clasificarlas basadas en características, tales como el número de variables de control, las diferentes estrategias de control empleadas, los tipos de circuitos empleados para el sistema fotovoltaico y sus diferentes aplicaciones.

Por su parte en [7] se presenta un estudio comparativo de diez algoritmos para el MPPT ampliamente utilizados; se evalúa su desempeño desde el punto de vista energético, utilizando herramientas de simulación como Simulink®, considerando variaciones de irradiancia solar y diversos perfiles de operación.

En [8] y [9] se analiza el comportamiento de diferentes técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) aplicadas en sistemas fotovoltaicos. Los resultados obtenidos que se reportan muestran un el controlador basado en lógica difusa y se concluye que es mejor y más rápido que la técnica convencional de conductancia incremental (CI) tanto en respuesta dinámica como en estado estable.

1.2.3 Esquemas de control del convertidor

Como ya se mencionó, debido a la naturaleza de la operación de los SFV, estos operan en condiciones ambientales variables, perturbaciones y fallas, lo que hace que se presenten

características no lineales en la curva potencia voltaje (P-V). En estas condiciones los controladores tienen dificultades para rastrear de manera efectiva el PMP de los SFV. Para mejorar su rendimiento diversos autores han planteado agregar técnicas de control inteligente para mejorar la operación del sistema en general.

En [4, 10-12] se presenta una técnica de control inteligente en sistemas fotovoltaicos que permite rastrear los máximos globales de manera eficaz aún bajo condiciones de sombreado parcial. Estos artículos se han centrado en la técnica de optimización de enjambre de partículas (PSO) y su variante optimización determinística de enjambres de partículas (DPSO por sus siglas en ingles); para mejorar el rendimiento de las técnicas MPPT. Al comparar varias técnicas, la técnica de DPSO presenta el mejor resultado de acuerdo a las simulaciones presentadas.

En [13] se presenta una comparación entre dos métodos de control: perturbar y observa (P&O) y lógica difusa, que han sido diseñados y simulados para un sistema fotovoltaico propuesto para bombeo de agua; los resultados de simulación se presentaron para diferentes condiciones de irradiación durante un día. El controlador basado en lógica difusa mostró mejor rendimiento en el seguimiento del punto de máxima potencia para altas temperaturas e irradiación, y por lo tanto una mayor velocidad para el motor de CC y el caudal de la bomba.

En [14-16] se desarrolla un sistema inteligente, basado en redes neuronales artificiales (ANN) para rastrear el punto de máxima potencia (MPPT) de un arreglo fotovoltaico. La unidad de control emplea los cálculos del rastreador ANN para establecer el ciclo de trabajo del convertidor con valor óptimo necesario para mantener la transferencia de potencia máxima a la carga.

En [17-19] se presenta un sistema fotovoltaico aislado para aplicaciones de bombeo de agua en áreas rurales. La configuración del sistema propuesta da como resultado una mayor extracción de la energía fotovoltaica cuando se consideran perturbaciones o desajustes del sistema. Con los resultados obtenidos mediante de simulación, se valida un aumento en la eficiencia del sistema. Se demuestra que cualquier posible aumento en el costo debido a la implementación de un convertidor de entrada múltiple y salida única (MISO DC/DC) se puede compensar mediante el aumento de la energía fotovoltaica extraída durante la variación continua y la pérdida constante en la irradiación solar.

En [20] se examinan los problemas prácticos de diseño de los controladores de modo deslizante (SM) aplicados al control de los convertidores DC/DC. Se presentan los principales problemas que impiden el uso del control SM en convertidores DC/DC para aplicaciones industriales y comerciales. Se derivan posibles soluciones y se describen procedimientos prácticos de diseño. El rendimiento del control SM es comparado con el del control lineal convencional en términos de características transitorias. Se muestra que los controladores de modo deslizante generan respuestas transitorias más consistentes para un amplio rango operativo en comparación con los controladores lineales convencionales.

1.3 Propuesta

Como resultado de la revisión del estado del arte se puede concluir que las técnicas de control convencionales no pueden seguir de manera efectiva el Punto de Máxima Potencia (PMP) en condiciones de variación de la radiación solar debido a perturbaciones o fallas que provoquen una salida de potencia con máximos locales y un máximo global, por lo que esto afecta directamente la eficiencia global del sistema fotovoltaico.

Se requiere una técnica inteligente para el seguimiento del punto de máxima potencia, en donde su implementación se pueda justificar debido a las condiciones de operación del sistema y donde los beneficios obtenidos sean mayores a los costos de su implementación, por lo que se propone utilizar la optimización por enjambre de partículas (PSO) para el seguimiento del punto de máxima potencia, además se implementará en un arreglo a escala reducida para demostrar su potencial. En la Figura 3 se muestra un esquema general del sistema propuesto.

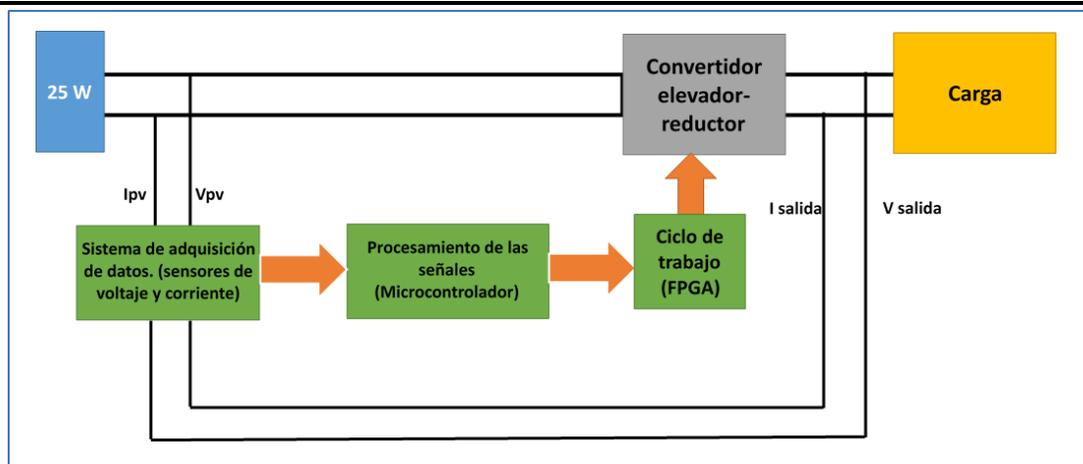


Figura 3. Esquema general del arreglo fotovoltaico

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Implementar un esquema de control inteligente, que permita controlar el punto de máxima potencia ante perturbaciones y/o fallas en sistemas fotovoltaicos aislados.

1.4.2 Objetivos específicos

- Realizar el modelado de un sistema fotovoltaico (SFV) aislado con perfiles de generación que representen condiciones de operación normal, perturbaciones y/o fallas.
- Implementar un algoritmo del seguimiento del punto de máxima potencia en SFV aislado, utilizando una técnica de control inteligente.
- Evaluar el funcionamiento del algoritmo de control inteligente para el MPPT ante perturbaciones y fallas en el SFV aislado.
- Implementar el control inteligente en un arreglo experimental a escala reducida para demostrar el potencial de la técnica en SFV aislados.

1.5 Alcance y limitaciones

Los alcances y limitaciones de este trabajo de tesis son los siguientes:

Alcances

- Se considera que el modelado de un sistema fotovoltaico aislado permita emular perfiles de generación que representen condiciones de operación normal (un solo punto de máxima potencia) y condición de perturbación o falla (varios máximos locales y uno global).
- El algoritmo para el seguimiento de máxima potencia será capaz de rastrear el punto de máxima potencia (PMP) ante condiciones de operación normal y perturbación o falla utilizando una técnica de control inteligente.
- Se implementará la técnica de control inteligente en un arreglo a escala reducida que permita demostrar su potencial en el seguimiento del punto de máxima potencia.

Limitaciones

- Para el modelado del sistema fotovoltaico se consideraron los parámetros de placa de un solo modelo de panel por lo que para escalar a otro nivel de potencia se tiene modificar las consideraciones de la técnica de control.
- Se consideran dos escenarios de operación definidos como “Operación normal” donde se genera un solo punto de máxima potencia, y “Perturbación o falla” donde se generan dos o tres zonas con máximos locales donde el algoritmo tendrá que ubicar el máximo global.

CAPÍTULO II
SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos están basados en la capacidad que poseen las celdas fotovoltaicas para transformar la energía solar en energía eléctrica (Corriente Directa). Las células fotovoltaicas son elementos de los sistemas fotovoltaicos que poseen la capacidad de producir energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la irradiación solar que incide en ellos. En México existe una disponibilidad privilegiada del recurso solar, por lo que su aprovechamiento se convierte en un tema de suma importancia. En la Figura 4 se muestra un mapa de la irradiación solar en México.

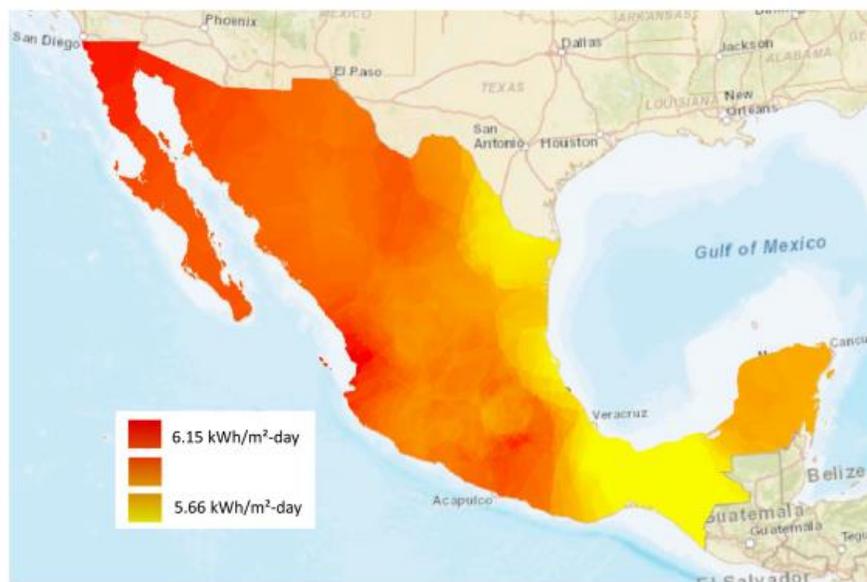


Figura 4. Disponibilidad privilegiada del recurso solar en México.

Los sistemas actualmente disponibles para el uso efectivo de la energía solar y aprovecharla en forma de electricidad se dividen en dos grandes grupos: sistemas aislados sin conexión a la red y sistemas conectados a la red.

2.1 Sistemas fotovoltaicos aislados

Como ya se mencionó, el generador fotovoltaico, conocido como arreglo fotovoltaico o sistema fotovoltaico, produce la energía de CD y además depende de las condiciones ambientales y el punto de operación definido por la carga. Para obtener una alta conversión de energía, el sistema fotovoltaico cuenta con un convertidor de CD/CD que aísla el punto de operación del sistema (voltaje y corriente) de la carga, dicho convertidor se encuentra

regulado mediante un algoritmo que rastrea, en tiempo real, el punto de máxima potencia (MPP), que es la condición de operación óptima.

En la Figura 5 se presenta el arreglo clásico de un sistema fotovoltaico, en el cual se interactúa con un convertidor DC/DC controlado por un algoritmo MPPT.

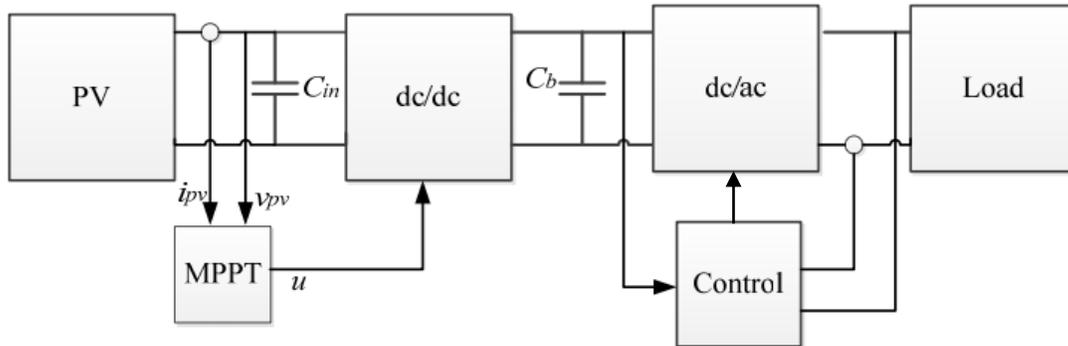


Figura 5. Estructura clásica de un sistema fotovoltaico

Esta estructura nos permite modificar las condiciones de operación de acuerdo con las circunstancias ambientales (afectadas principalmente por la irradiación y la temperatura) que afectan al sistema, para obtener una generación de potencia máxima [21]. En la Figura 6 se muestra como se ve afectada la generación de potencia debido a las variaciones en la irradiancia solar. En la Figura 7 se muestran los efectos de la temperatura de operación de la celda.

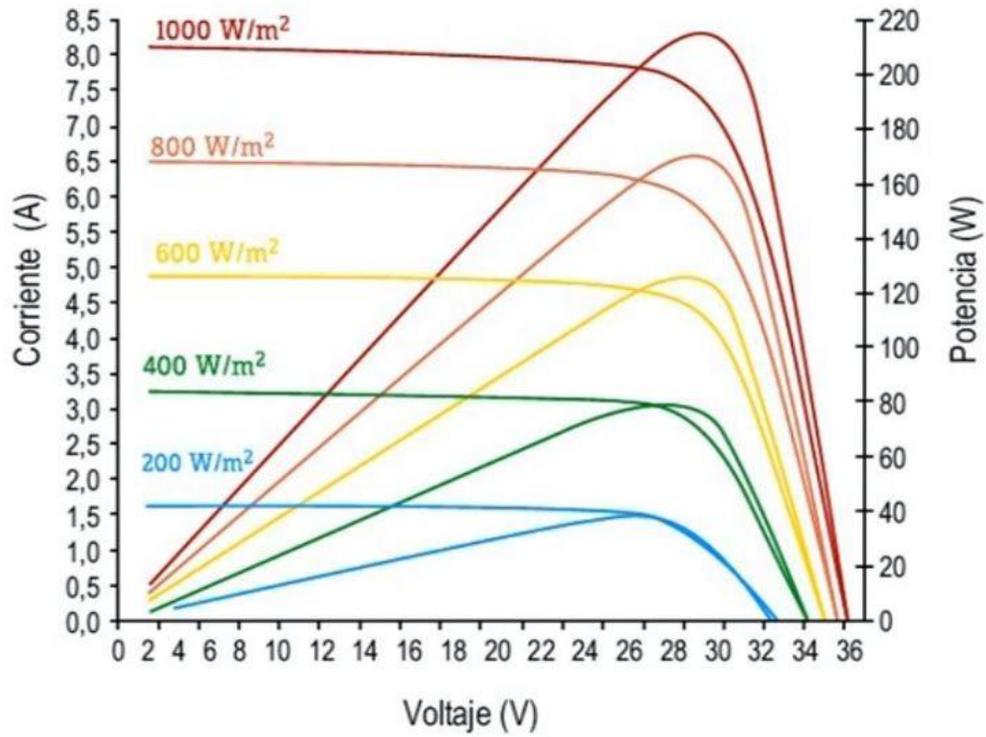


Figura 6. Curvas características de potencia generada por sistemas fotovoltaicos a diferentes niveles de irradiancia solar

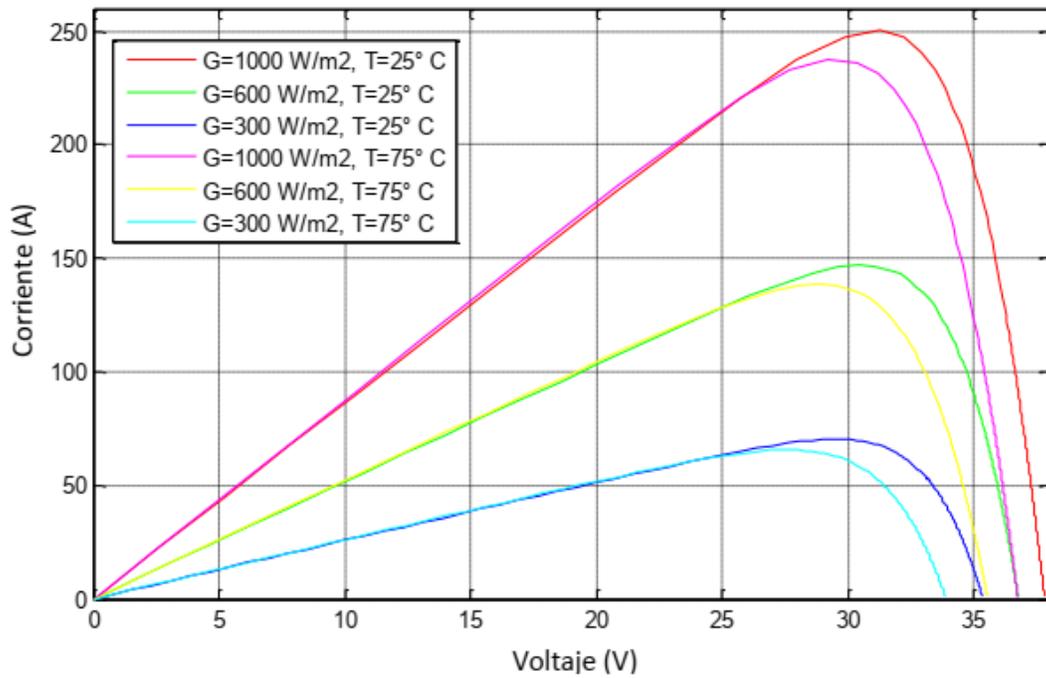


Figura 7. Influencia de la temperatura en la potencia generada por la celda

2.2 Modelado de paneles fotovoltaicos

Una celda fotovoltaica se define básicamente como un diodo cuya unión p-n se encuentra expuesta a la luz solar Figura 8. Las celdas actualmente disponibles están construidas de silicio monocristalino o policristalino. La incidencia de luz en la celda produce portadores de carga que a su vez generan una corriente eléctrica en las terminales de la celda si estas son cortocircuitadas [22].

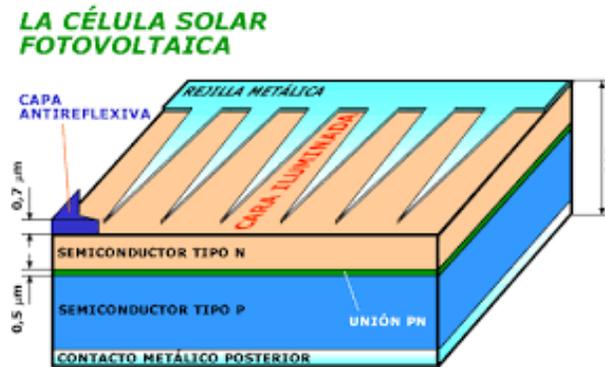


Figura 8. Estructura de una celda fotovoltaica

El flujo de luz incidente determina el ritmo al que se generan los portadores de carga y la capacidad de absorción del semiconductor, a su mismo depende de la brecha energética del mismo, de la reflectancia de la superficie de la celda, la concentración de portadores en el material, la temperatura, entre otros factores. Otra característica es que los fotones con energía mayor generan electricidad, pero solo es utilizada la energía correspondiente a la brecha energética, la demás se disipa en forma de calor. La Figura 9 nos muestra el circuito equivalente de la celda fotovoltaica. Esta consiste básicamente de una fuente de corriente dependiente, que se encuentra en paralelo con un diodo y dos resistencias equivalentes internas [23, 24]. La corriente generada por la fuente, I_c , es proporcional a la energía solar directamente recibida por el panel.

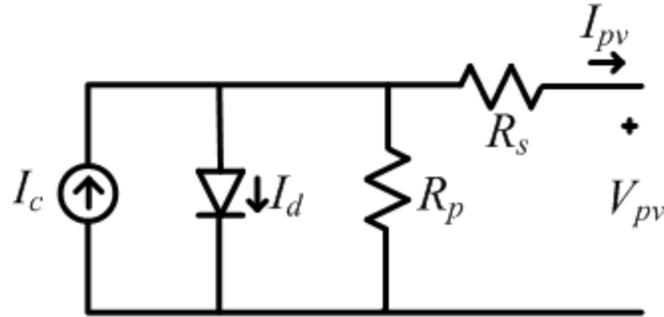


Figura 9. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica

Cuando un panel no recibe luz, la celda solar es un dispositivo inactivo, por lo que se comporta como un diodo. Si se le aplica un voltaje externo, aunque no produce corriente ni voltaje por sí misma, a través de ella fluirá una corriente I_d . La curva característica de la celda fotovoltaica depende directamente de esta corriente, como se puede observar en la Figura 10.

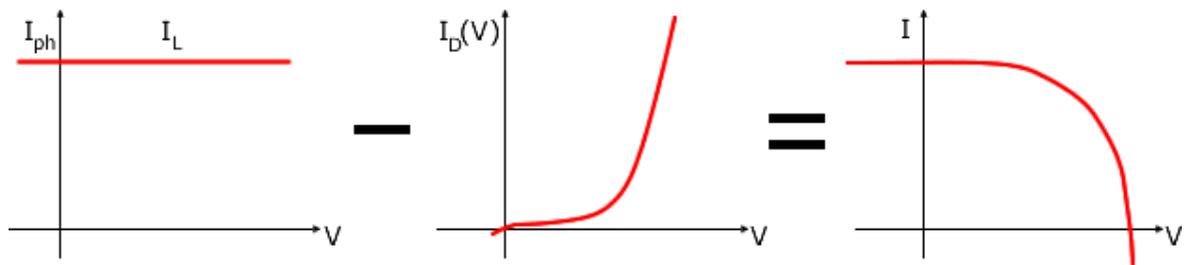


Figura 10. Corrientes típicas obtenidas de una celda fotovoltaica

De su análisis se obtiene que las resistencias R_s y R_p son intrínsecas a la celda y producen pérdidas internas por el flujo de corriente. Así mismo R_s es la resistencia serie equivalente producida por el contacto entre los distintos materiales y la resistencia R_p es la corriente de fuga y se presenta por defectos menores en la fabricación. Idealmente, será $R_s \approx 0$ y $R_p \approx \infty$. Para la correcta aproximación del modelo a la celda física, se requiere considerar que las corrientes en el circuito se verán afectadas por la temperatura de operación de la celda. Las ecuaciones que definen el circuito equivalente son las siguientes:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (1)$$

donde I se define como la corriente total producida, I_{ph} corresponde a la corriente proporcional a la luz recibida, I_d represente la corriente del diodo e I_{sh} es la corriente de fuga. La ecuación que representa a I_{ph} es:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left(I_{sc} + k_I (T_{op} - T_{ref}) \right) \quad (2)$$

Donde G y G_{ref} es la irradiancia recibida en el panel y la irradiancia de referencia (en W/m^2), respectivamente. I_{sc} se define como la corriente nominal de corto circuito, o la corriente máxima generada por el panel que se da en la condición de $V=0$. k_I representa la constante de dependencia de I_{sc} a la temperatura de operación y está dada en porcentaje de cambio por cada grado por encima o por debajo de $25^\circ C$ y T_{op} y T_{ref} representan la temperatura operacional y de referencia, respectivamente.

I_d se encuentra definida con ayuda de la ecuación de Shockley que se muestra a continuación

$$I_d = \left(e^{\frac{V + I R_s}{n V_t C}} - 1 \right) I_s \quad (3)$$

Donde n representa el factor de idealidad del diodo, la cual es una referencia de la proximidad con que el diodo se asemeja a la ecuación del diodo ideal. C se define como el número de celdas en el panel, I_s representa la corriente de saturación del diodo y por ultimo V_t que es el voltaje térmico, y se encuentra dado por

$$V_t = \frac{k T_{op}}{q} \quad (4)$$

En donde k representa la constante de Boltzman (1.38×10^{-23} J/K) y q se define como la carga del electrón (1.60×10^{-19} C). La ecuación que define a I_s es la siguiente

$$I_s = I_{rs} \left(\frac{T_{op}}{T_{ref}} \right)^3 e^{\frac{q E_g}{n k} \left(\frac{1}{T_{op}} - \frac{1}{T_{ref}} \right)} \quad (5)$$

Donde E_g representa la brecha energética del semiconductor (1.12 eV para el silicio policristalino a $25^\circ C$) e I_{rs} se encuentra definida por

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{V_{oc} q}{k C T_{op} n}} - 1} \quad (6)$$

Así mismo, la corriente de fuga, I_{sh} , se encuentra definida como

$$I_{sh} = \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (7)$$

2.3 Modelado del arreglo fotovoltaico propuesto

Para realizar el modelado del sistema fotovoltaico, en el cual se pueden emular las condiciones de operación normal y falla de sistemas fotovoltaicos, creando perfiles de generación que representen dichas condiciones de operación, se utilizó la herramienta de Simulink, (un entorno de programación visual, sobre el entorno de programación Matlab) que sirve para simular el comportamiento de los sistemas dinámicos. Cuenta con librerías y bloques de funciones necesarios para realizar el modelado del sistema en estudio, así como también programar la técnica de control inteligente para el seguimiento del punto de máxima potencia.

El bloque del arreglo fotovoltaico implementa una variedad de módulos fotovoltaicos (PV). El conjunto se encuentra formado por cadenas de módulos conectados en paralelo, donde cada cadena consiste en módulos conectados en serie. Este bloque permite modelar módulos fotovoltaicos preestablecidos a partir del modelo, marca y fabricante de panel, así como los módulos fotovoltaicos que defina el usuario, lo que permite reproducir las condiciones de perturbación o falla en el modelo del panel específico.

El bloque (Figura 11) representa un modelo de cinco parámetros que utiliza una fuente de corriente I_L (corriente generada por la luz), diodo (parámetros I_0 y nI), resistencia en serie R_s y resistencia en derivación R_{sh} para representar las características I-V dependientes de la irradiancia y la temperatura del módulo emulando el comportamiento real de los sistemas fotovoltaicos.

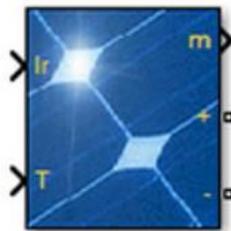


Figura 11. Bloque del arreglo fotovoltaico empleado en Simulink

Para el modelado de la condición de sombreado parcial el panel fotovoltaico se divide en secciones, donde a cada una le corresponde un mismo número de celdas de acuerdo al número de zonas generadas y un nivel de irradiación solar independiente. Como resultado se

obtiene la curva característica de potencia con máximos locales y un máximo global. En la Figura 12 se muestra el modelado de la condición de sombreado parcial de un panel fotovoltaico de 25 watts ($V_{oc}=21.6V$, $V_{mp}=17.4V$, $I_{sc}=1.58$ y 36 celdas en serie) dividido en 3 zonas con diferente nivel de irradiancia solar ($300 W/m^2$, $800 W/m^2$ y $1000 W/m^2$).

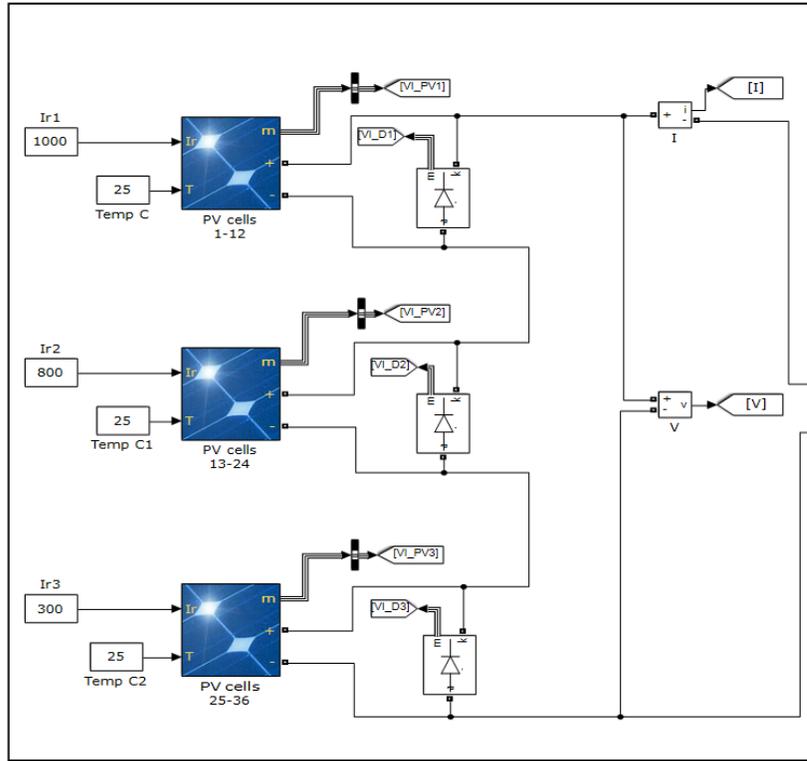


Figura 12. Modelado de la condición de perturbación o falla en el panel fotovoltaico de 25 W.

Como resultado se obtiene la curva característica de potencia con máximos locales y un máximo global. En la Figura 13 se muestra el resultado del modelado de la condición de sombreado parcial del panel fotovoltaico de 25 watts dividido en 3 zonas con diferente nivel de irradiancia solar y se muestra la curva de potencia obtenida con esta configuración.

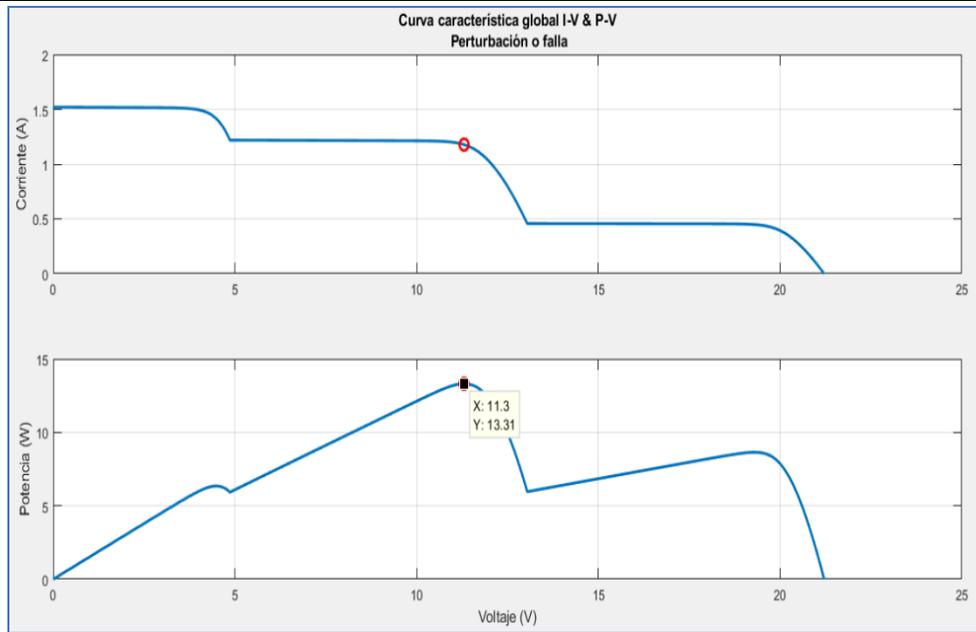


Figura 13. Curva de potencia generada con la condición de sombreado parcial

Con la generación de estas curvas nos permitirá probar el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia para esta condición.

2.4 Modelado del convertidor CD/CD

2.4.1 Técnicas de conversión

Las diferentes técnicas de conversión representan a un área de investigación en el campo de la electrónica de potencia ya que poseen aplicaciones en la industria, la investigación y el desarrollo en las organizaciones públicas y privadas, así como en la vida cotidiana. Estas técnicas se pueden dividir en cuatro grupos, por el tipo de conversión:

1. Convertidores CA/CA
2. Rectificadores CA/CD
3. Convertidores CD/CD
4. Inversores CD/CA

De acuerdo con la literatura, se han desarrollado alrededor de 800 prototipos de convertidores CD/CD en las últimas décadas. Los convertidores DC/DC actualmente existentes fueron diseñados para cumplir con los requisitos de aplicaciones específicas. Estos

convertidores, se clasifican por su función como, convertidor reductor, convertidor elevador y convertidor reductor-elevador, y convertidores de conmutación de corriente cero (ZCS) y de conmutación de voltaje cero (ZVS). Hasta el año 2001 los convertidores CD/CD no habían sido clasificados evolutivamente, por lo que se presentó una clasificación de acuerdo con sus características y secuencia de desarrollo [25].

Como ya se mencionó, el diseño de los convertidores depende directamente de su aplicación, en este caso particular se requiere una topología que tenga la característica de que la corriente de entrada y salida deben ser continuas y no pulsantes, tal característica es ideal cuando se requiere continuidad de la corriente de entrada y de salida, como en la interfaz de energía renovable, y en nuestro caso particular en sistemas fotovoltaicos [26].

2.4.2 Topología propuesta

El convertidor CD/CD modelado tiene la característica reductora-elevadora debido a los requerimientos del sistema fotovoltaico y a los escenarios de operación previamente definidos. La topología propuesta en la simulación es la topología Split-pi que se adapta a los requerimientos de las energías renovables, particularmente a los sistemas fotovoltaicos.

El convertidor CD/CD con la topología Split-pi empleado, consiste fundamentalmente en un convertidor boost seguido de un convertidor buck y la principal ventaja de este convertidor es que la corriente de entrada y salida son continuas y no pulsantes. En la Figura 14 se muestra el diagrama del circuito del convertidor propuesto para el modelado.

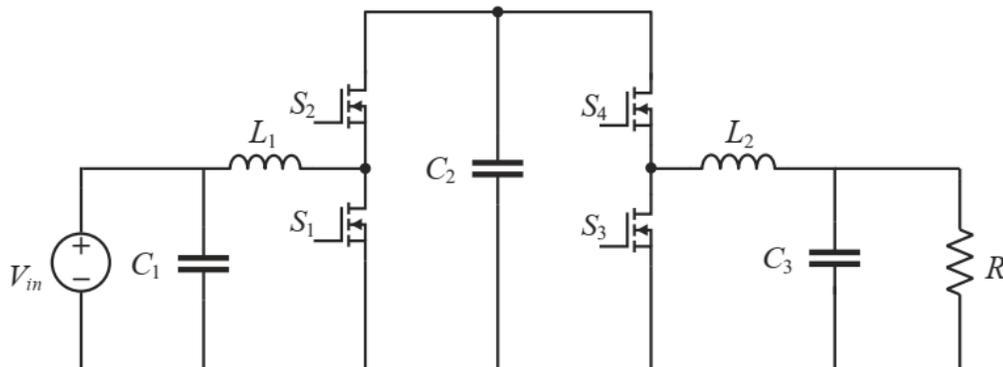


Figura 14. Diagrama del circuito de la topología Split-pi

2.4.3 Análisis del convertidor

La topología propuesta permite operar al convertidor en los modos reductor (Buck), elevador (Boost) y reductor elevador (Buck-Boost)

2.4.3.1 Modo reductor (Buck)

Cuando el convertidor propuesto con la topología Split-pi se usa en modo reductor presenta básicamente dos modos de operación, en el primer modo el voltaje a través del inductor está definido por:

$$L_1 \frac{di_{L_1}}{dt} = V_{in} - V_{C_2} \quad (8)$$

$$L_2 \frac{di_{L_2}}{dt} = -V_o \quad (9)$$

En la Figura 15 se puede observar el circuito del convertidor operando como reductor en el primer modo.

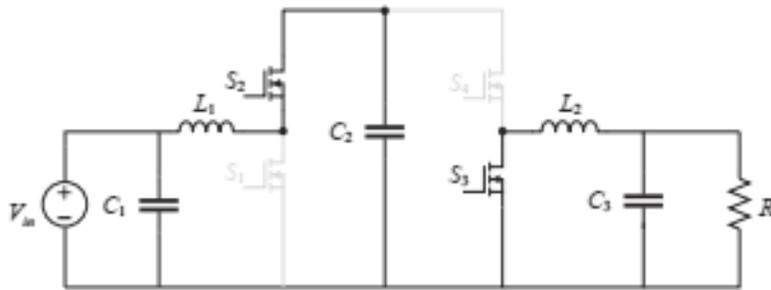


Figura 15. Convertidor Split-pi operando como reductor modo 1

En el modo 2 el voltaje a través del inductor se encuentra definido por:

$$L_1 \frac{di_{L_1}}{dt} = V_{in} - V_{L_2} - V_{C_2} \quad (10)$$

$$L_2 \frac{di_{L_2}}{dt} = V_{C_2} - V_o \quad (11)$$

Usando el segundo balance de voltaje a través de los inductores, la ganancia de voltaje estático está dada por:

$$V_o = (1 - D)V_{in} \quad (12)$$

En la Figura 15 se puede observar el circuito del convertidor operando como reductor en el segundo modo.

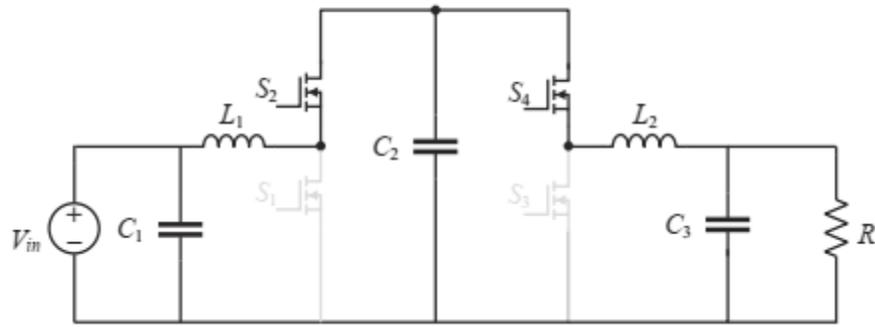


Figura 16. Convertidor Split-pi operando como reductor modo 2

2.4.3.2 Modo elevador (Boost)

Cuando el convertidor con la topología Split-pi se usa en modo elevador, de igual manera que el anterior presenta dos modos de operación.

En el primer modo en el circuito equivalente el voltaje a través de los inductores se encuentra definido por:

$$L_1 \frac{di_{L_1}}{dt} = V_{in} - V_{C_2} \quad (13)$$

$$L_2 \frac{di_{L_2}}{dt} = -V_o \quad (14)$$

En la Figura 17 nos muestra el circuito del convertidor operando como elevador en el primer modo.

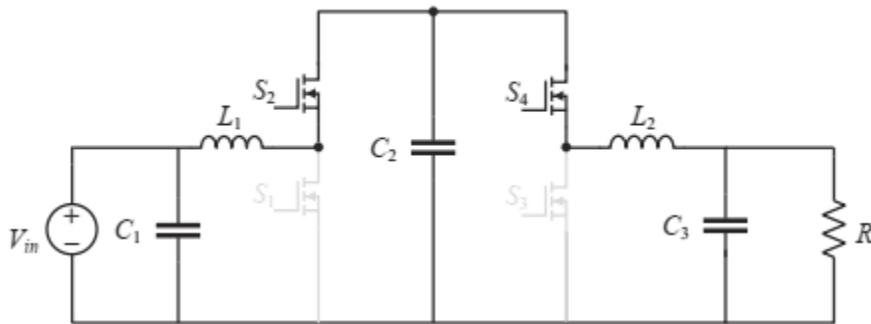


Figura 17. Convertidor Split-pi operando como elevador modo 1

Durante el modo 2 el voltaje a través del inductor está definido por:

$$L_1 \frac{di_{L_1}}{dt} = V_{in} \quad (15)$$

$$L_2 \frac{di_{L_2}}{dt} = V_{C_2} - V_o \quad (16)$$

Usando el segundo balance de voltaje a través de los inductores, la ganancia de voltaje estático está dada por:

$$V_o = \frac{V_{in}}{(1-D)} \quad (17)$$

En la Figura 18 se muestra el circuito del convertidor operando como elevador en el segundo modo.

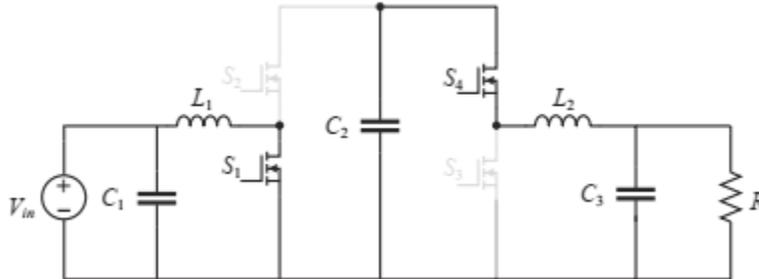


Figura 18. Convertidor Split-pi operando como elevador modo 2

2.4.3.3 Modo reductor-elevador (Buck-Boost)

El análisis en este modo es similar al análisis anterior de los modos de reductor y de elevador, en este caso la ganancia de voltaje en el convertidor operando en modo reductor elevador está definida como:

$$\frac{V_o}{V_{in}} = \frac{D}{(1-D)} \quad (18)$$

El circuito equivalente para los dos estados de esta configuración se muestra en la Figura 19 y Figura 20

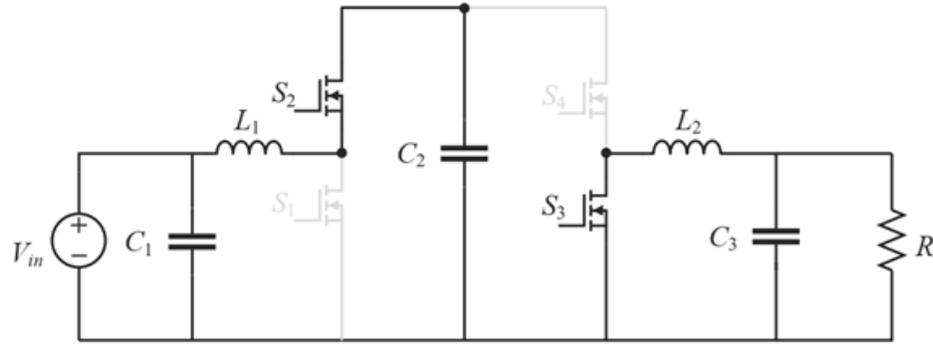


Figura 19. Convertidor Split-pi buck-boost: Estado 1.

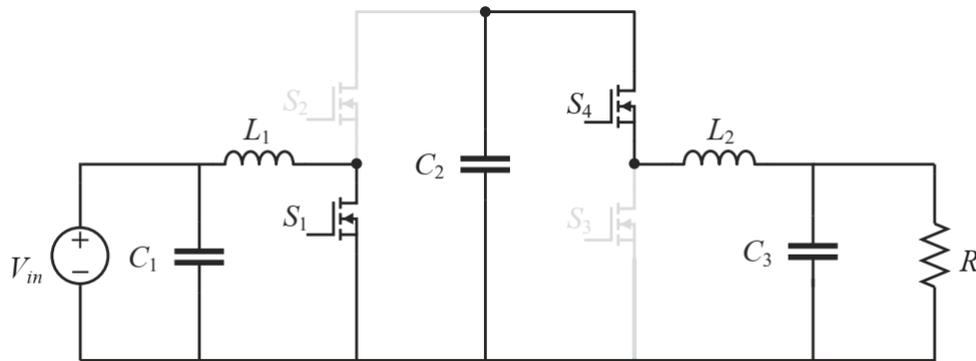


Figura 20. Convertidor Split-pi buck-boost: Estado 2

Como se puede observar en el convertidor en modo elevador, el interruptor S_3 está APAGADO durante un período completo y el interruptor S_4 está APAGADO durante un período completo, mientras que los interruptores S_1 y S_2 están cambiando como el convertidor elevador convencional con un ciclo de trabajo de D y $(1-D)$, respectivamente. En el modo buck, S_1 está APAGADO y S_2 está ENCENDIDO durante todo el período. Los interruptores S_3 y S_4 funcionan de manera similar al convertidor reductor convencional con ciclos de trabajo de D y $(1-D)$, respectivamente. En el modo Buck-Boost los interruptores S_1 y S_4 están cambiando con un ciclo de trabajo de D y los interruptores S_2 y S_3 están cambiando con un ciclo de trabajo de $1-D$.

Una ventaja de los patrones de conmutación alternativos es que no tenemos un interruptor que se conecte continuamente durante todo el ciclo de conmutación en modo

buck-boost, debido a esto, la pérdida por conducción de los dispositivos de conmutación se reduce, lo que es útil en aplicaciones de alta potencia.

Así mismo el patrón de conmutación para la operación del convertidor en modo buck-boost se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Patrón de conmutación de los interruptores

Modo	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
Buck-Boost	D	1-D	1-D	D

El convertidor modelado en este trabajo de tesis utiliza 100 μF para los capacitores de entrada y salida C₁ y C₃, y 80 μF para el capacitor de enlace C₂. La resistencia en serie equivalente de los capacitores es de 2 $m\Omega$. Ambos inductores tienen una inductancia de 100 μH y una resistencia en serie equivalente de 11 $m\Omega$. La frecuencia de conmutación es de 200 kHz. Las resistencias de conducción de los MOSFET son de 15 $m\Omega$ [26].

En la Figura 21 se muestra el modelado del convertidor en Simulink acoplado al sistema fotovoltaico como fuente de alimentación y una carga resistiva

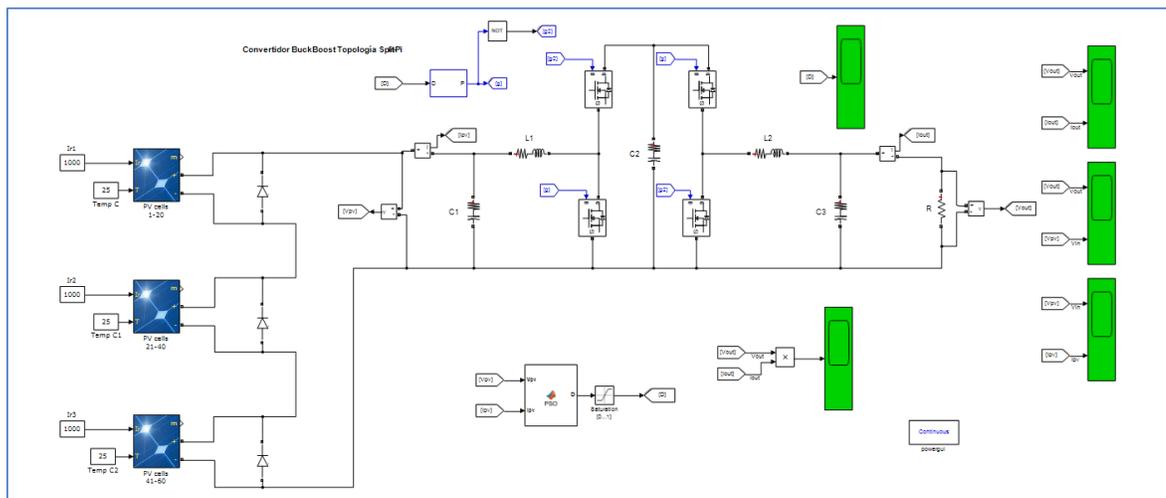


Figura 21. Modelado del convertidor Split-pi

**CAPÍTULO III
ALGORITMOS
PARA EL
SEGUIMIENTO
DEL PUNTO DE
MÁXIMA
POTENCIA**

Actualmente existen una gran variedad de algoritmos de control para llevar a cabo el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) en sistemas fotovoltaicos, los cuales buscan de manera dinámica y en tiempo real mantener la máxima transferencia de energía. Cada algoritmo posee ventajas y desventajas sobre otros, puesto que algunos son simples de implementar y sin embargo presentan problemas de convergencia (velocidad, oscilación). Otros algoritmos no presentan estos problemas, sin embargo, el costo y la complejidad de implementación no los hacen factibles en algunos casos. Se puede concluir que el SPMP sigue siendo un problema vigente que requiere de atención.

La literatura ha dividido a los algoritmos para el seguimiento del punto de máxima potencia en dos grupos: algoritmos convencionales y algoritmos de control inteligente. Los algoritmos convencionales, como Perturbar y Observar/Hill Climbing, Voltaje de Circuito Abierto Fraccional y Conductancia Incremental, son sencillos de implementar, con un costo razonable, sin embargo, presentan problemas como oscilación alrededor del PMP y no tienen manera de garantizar la operación en el máximo global del sistema.

Tabla 2. Comparativo de distintos algoritmos de SPMP

	Algoritmo	Complejidad	Costo	PMP global
Convencionales	Perturbar y observar	Baja	Medio	No
	V_{oc} Fraccional	Baja	Bajo	No
	Conductancia Incremental	Media	Medio	No
Control Inteligente	Lógica Difusa	Alta	Alto	Sí
	Redes Neuronales	Alta	Alto	Sí
	PSO	Alta	Alto	Sí

3.1 Condición de sombreado parcial

La Figura 22 muestra las curvas típicas de corriente-voltaje y potencia-voltaje de un sistema fotovoltaico con un perfil de irradiancia uniforme. Los algoritmos convencionales para el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) localizan el voltaje (V_{mpp}) y la corriente (I_{mpp}) en el punto de máxima potencia del arreglo en estas condiciones sin ningún problema. Sin embargo, el problema de estas técnicas para el seguimiento del punto de máxima potencia se presenta cuando existe una irradiancia no uniforme del arreglo [6].

Diversos factores, tales como envejecimiento, polvo y sombreado parcial, traen como consecuencia un desajuste y, por ende, condiciones de funcionamiento anormales en los sistemas fotovoltaicos.

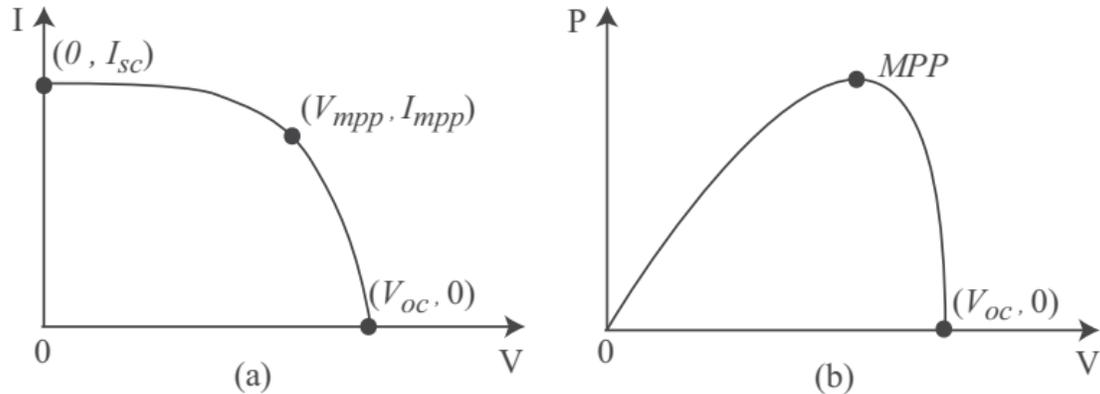


Figura 22. Curvas características corriente-voltaje y potencia –voltaje en sistemas fotovoltaicos

Los sistemas suelen operar bajo condiciones de sombreado parcial de manera muy común, y esto sucede cuando se presenta una distribución no uniforme de luz solar en la superficie, ya sea sobre las celdas de un mismo panel o sobre varios paneles que integran un SFV, como se puede observar en la Figura 23.



Figura 23. Sistema fotovoltaico operando en condición de sombreado parcial

El sombreado parcial ocurre cuando celdas dentro de un módulo o arreglo fotovoltaico se encuentran sombreadas por diferentes factores como pueden ser edificios, arboles, o algún otro objeto, dicha condición puede ser permanente o transitoria como se observa en la Figura 24. Debido a que la corriente de cortocircuito en la celda FV es proporcional al nivel de

irradiancia, la consecuencia directa que se presenta es una reducción de la potencia entregada por las celdas FV sombreadas, las celdas sin sombrear se mantienen operando a la potencia nominal. Como la corriente del sistema debe ser igual en todas las celdas conectadas en serie, se obtiene como resultado que las celdas sombreadas operan en la región de polarización inversa, esto significa que la corriente que conducen será mayor que la corriente de las celdas no sombreadas [27-29].

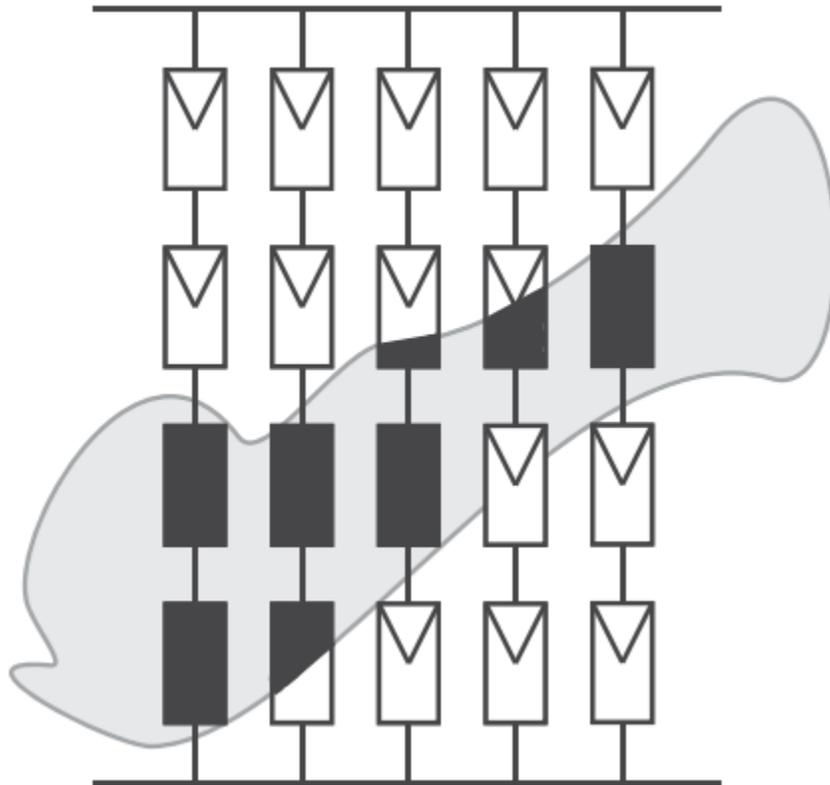


Figura 24. Esquema del SFV en condiciones de sombreado parcial

La Figura 25 nos muestra el flujo de la corriente de la cadena a través de todas las celdas en serie, incluyendo las sombreadas y las no sombreadas. El voltaje de polarización V_{bias} es el voltaje inverso al cual las celdas sombreadas deben operar para soportar la corriente común del arreglo.

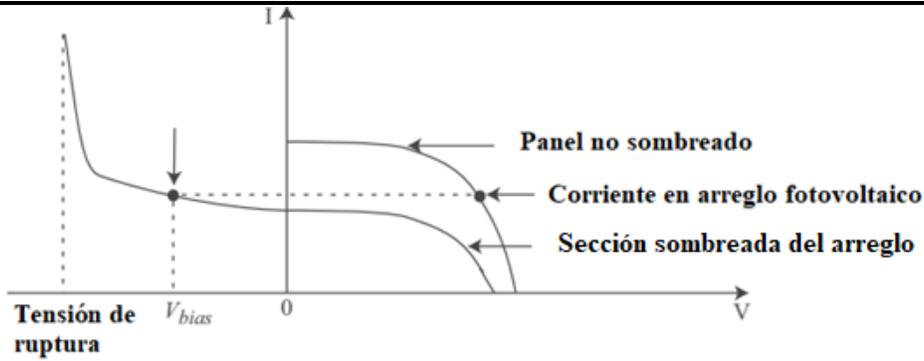


Figura 25. Curva de corriente-voltaje operando en la región inversa

Se puede observar que las celdas sombreadas consumen energía por la polaridad del voltaje inverso, debido a esto la potencia máxima entregada por el arreglo FV disminuye. Esta condición, podría causar la ruptura térmica de la celda, creando un punto caliente. Este calentamiento excesivo provocará que la celda se quemase ocasionando un circuito abierto en la zona sombreada. Para evitar la formación de este punto caliente se emplea el uso de diodos de bypass. Dichos diodos están conectados en paralelo a las celdas, esto para limitar el voltaje inverso y por ende, evitar la pérdida de potencia en celdas sombreadas.

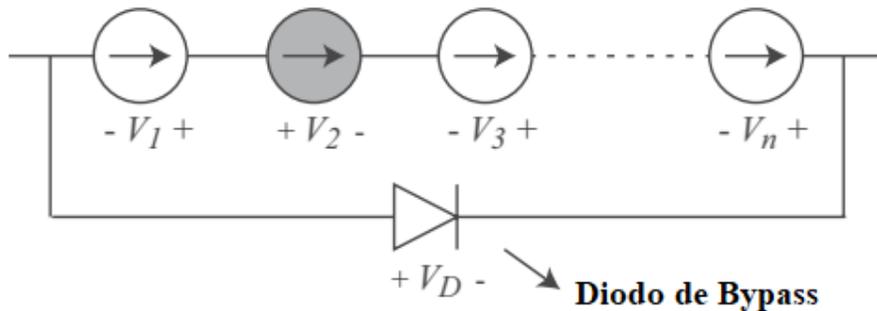


Figura 26. Diodo de bypass en las celdas del arreglo fotovoltaico bajo condición de sombreado

Se puede ver que, si aumenta el voltaje inverso a través de la celda sombreada, se restringe el voltaje inverso por la acción del diodo de bypass a un voltaje menor que el voltaje de ruptura de las celdas fotovoltaicas. El diodo de derivación que se muestra en la Figura 26 comenzará a conducir cuando:

$$V_2 - \sum_{i=1}^n V_i \geq V_D, \quad i \neq 2 \quad (19)$$

Donde V_D representa la caída de tensión directa del diodo. Puesto que los diodos de bypass proveen una ruta de corriente alterna, las celdas de un módulo ya no transportan la

misma corriente cuando se presenta un sombreado parcial. Como consecuencia, la curva de potencia-voltaje genera múltiples máximos, como se observa en la Figura 27. Los algoritmos convencionales no son capaces de diferenciar entre un máximo local y uno global.

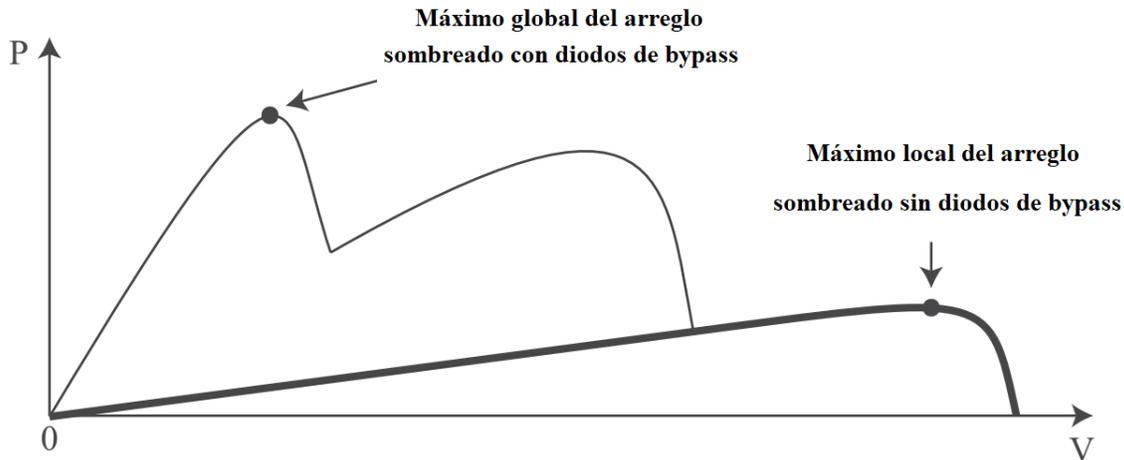


Figura 27. Curva de voltaje-potencia para un arreglo fotovoltaico en condiciones de sombreado parcial

3.2 Punto de máxima potencia

Como ya se mencionó uno de los problemas de los sistemas fotovoltaicos, es que la energía entregada es variable en el tiempo, además depende de las condiciones climáticas y la situación particular del lugar de la instalación. Por lo tanto, el punto de máxima potencia (PMP) en el cual el sistema provee la máxima cantidad de energía, se encuentra constantemente cambiando por los cambios en irradiancia y temperatura. Es de suma importancia para aprovechar la mayor cantidad de energía que el sistema puede entregar, operar lo más cercano posible a este punto. Debido a esto, emplear un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) es de vital importancia en cualquier SFV.

Existe un único punto de máxima potencia (PMP) para cada combinación de irradiancia y temperatura, el trabajo del algoritmo de SPMP es localizar este punto y mantener al sistema operando en él todo el tiempo. En la Figura 28 se puede observar las curvas características de potencia contra voltaje a distintos valores de irradiancia y temperatura. Se observa la dependencia no lineal del sistema ante estas variables [30].

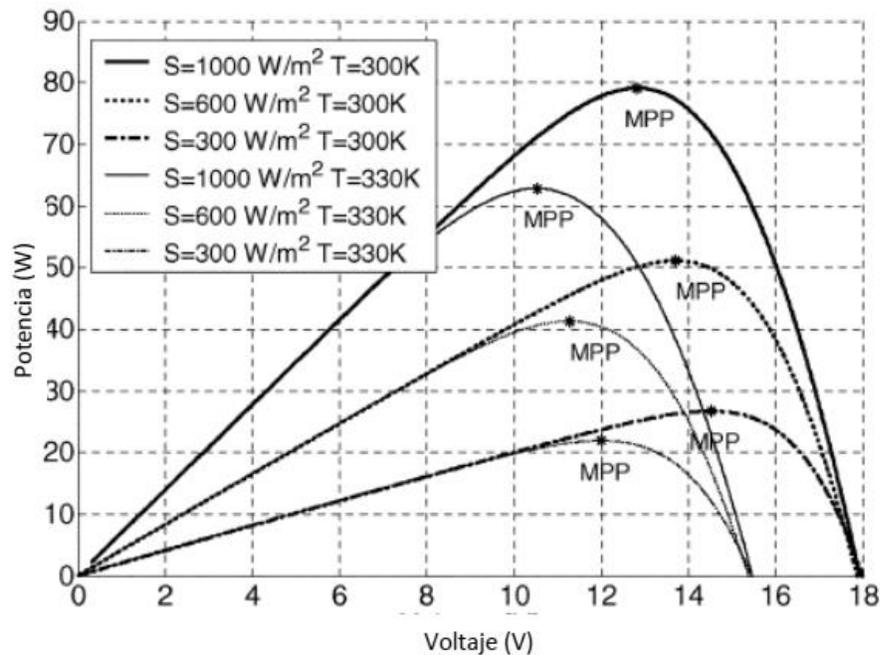


Figura 28. Dependencia no lineal del punto de máxima potencia en SFV

3.3 Algoritmos para el seguimiento del punto de máxima potencia

A partir del año de 1968 surgen en la literatura desarrollo de algoritmos que buscan garantizar la máxima transferencia potencia en SFV. Debido a las capacidades tecnológicas de la época los primeros algoritmos MPPT que se implementaron eran simples comparados con la actualidad.

Con la era digital se reduce de manera significativa el consumo y el número de componentes requeridos para su implementación; por otro lado, una de las principales características de este tipo de control es una implementación más sencilla, lo que implica:

- Rendimientos altos aprovechando el recurso solar.
- Reducción de pérdidas de control.
- Reducción del costo de manufactura del prototipo

Diversos autores han dividido a los algoritmos para el seguimiento del punto de máxima potencia en dos grandes grupos: algoritmos convencionales y algoritmos de control inteligente. Los algoritmos convencionales, como Perturbar y Observar/Hill Climbing, Voltaje de Circuito Abierto Fraccional y Conductancia Incremental, son sencillos de implementar, con un costo razonable, sin embargo, presentan problemas como oscilación alrededor del PMP y no tienen manera de garantizar la operación en el máximo global del sistema.

En esta sección, se presenta un resumen de los algoritmos para el seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos, abordando desde los más sencillos hasta los más complejos considerados con inteligentes [6, 31].

3.3.1 Voltaje de circuito abierto fraccional

Se basa en que existe una relación prácticamente lineal entre el valor del voltaje en el máximo punto de potencia (V_{PMP}) y el voltaje de circuito abierto proporcionado por el panel fotovoltaico (V_{OC}).

$$V_{PMP} \approx k_1 V_{OC} \quad (20)$$

Donde k_1 se define como una constante de proporcionalidad, obtenida de manera empírica, analizando la respuesta del panel fotovoltaico en diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. Se reporto en la literatura que k_1 se localiza alrededor de 0.78, sin embargo, dependiendo de las condiciones ha tomado valores de hasta 0.92 [31-33].

El problema de este método radica en que para medir V_{OC} , se debe que desconectar la carga temporalmente, esto por consecuencia produce pérdidas de potencia. El problema es que, efectivamente, no se está operando en el PMP, sólo en una región aproximada, esto se puede ver en la Figura 29. Por otro lado, esta técnica tiene problemas de operación en un máximo local en condiciones de sombreado parcial.

El método se implementa de una manera sencilla, solo utilizando hardware analógico. Sin embargo, la eficiencia de este algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia es inferior comparada con otros ya que el valor de k_1 tiene errores y la medición del V_{OC}

requiere interrupción momentánea en la transferencia de potencia. La técnica tiene una precisión limitada debido a que la medición es en período regular y solo se aplica cuando hay variaciones de temperatura [34].

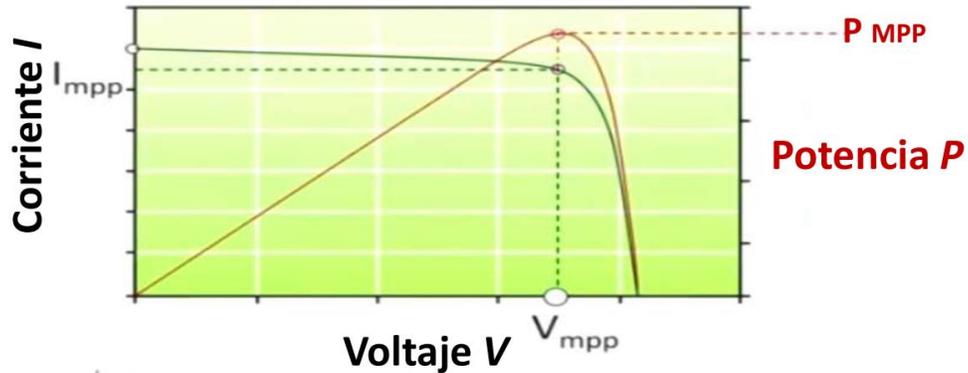


Figura 29. Técnica de voltaje fraccional

3.3.2 Perturbar y Observar (P&O)/Hill Climbing

Esta técnica consiste en medir el voltaje y la corriente y calcular la potencia que está siendo transferida por el panel, posteriormente se perturba (se agrega un incremento o decremento ligero en el voltaje) y se calcula de nuevamente la potencia entregada. Si la potencia entregada posterior a una perturbación positiva de voltaje es mayor, indica que el sistema se encuentra a la izquierda del PMP, como consecuencia se incrementa el voltaje en escalones. Por el contrario, si la potencia calculada es menor después de la perturbación, se reduce el voltaje de manera inversa. Este proceso, se puede observar en la Figura 30, y se repetirá hasta que se alcance el PMP [35-37].

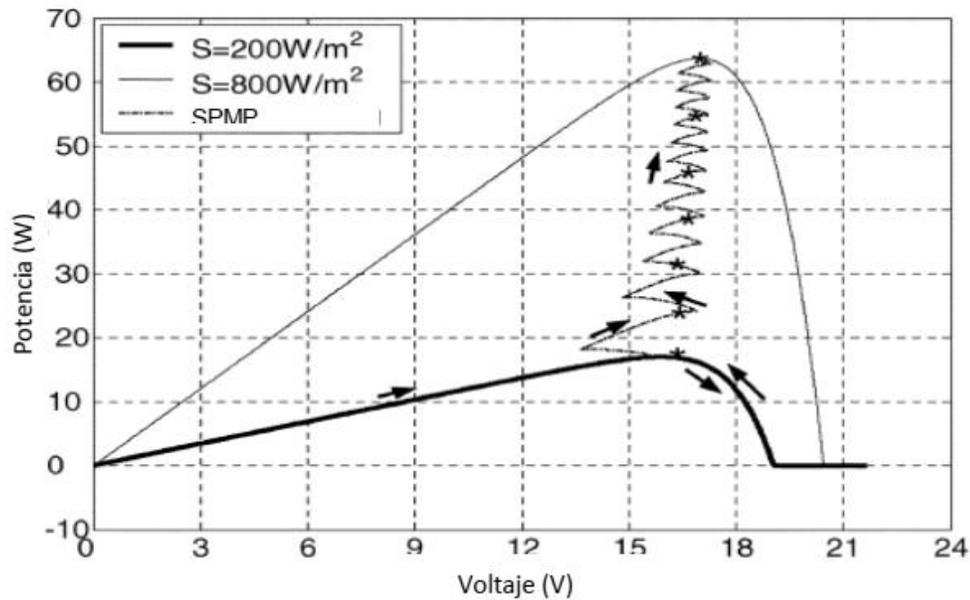


Figura 30. Algoritmo perturbar y observar

La velocidad de convergencia de esta técnica depende directamente del tamaño del escalón de perturbación. Un escalón muy pequeño y el sistema será muy lento. Un escalón muy grande y el sistema oscilará. El problema principal de este método radica en que siempre oscilará alrededor del PMP y es muy probable que falle si las condiciones climáticas cambian rápidamente. Aunado a esto, también presenta el problema del máximo local.

La Figura 31 presenta el diagrama de flujo del algoritmo Perturbar Observar, entre sus ventajas esta que es continuo, robusto y fácil de implementar ya que solo tiene un operador matemático para calcular la potencia, dos comparadores y dos registros. Como primer paso el sistema arranca y requiere de las mediciones de voltaje y corriente para calcular la potencia, posteriormente verifica si es cero, ya que puede ser que se encuentre en el inicio en el PMP, en caso contrario calcula a partir de la misma potencia y del voltaje, incrementando o decrementando el ciclo de trabajo del convertidor según sea el resultado de la ΔP y ΔV . Al tratarse de un proceso iterativo los valores se actualizan con los actuales y retorna al inicio.

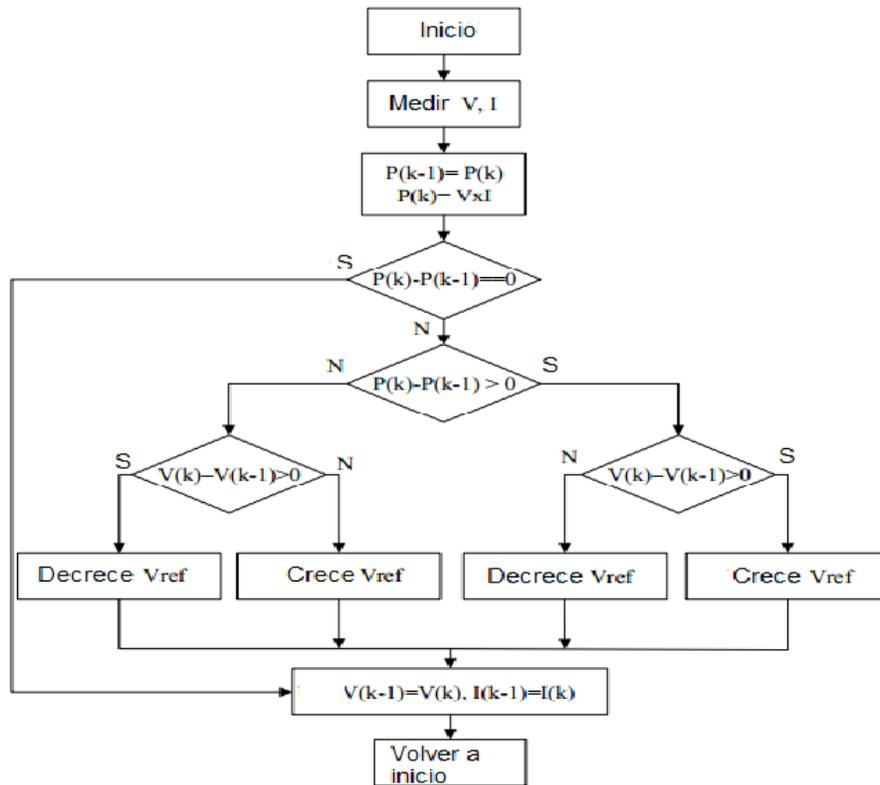


Figura 31. Diagrama de flujo del algoritmo Perturbar y observar

Su simplicidad y fácil implementación hacen de este algoritmo una opción muy factible para aplicaciones sencillas. Sin embargo, tiene algunas limitaciones que afectan su eficiencia de seguimiento. Cuando la magnitud de luz que recibe disminuye dramáticamente, la curva P-V se contrae perdiendo su curvatura definida. Esto dificulta a la técnica la localización del MPP, debido a que los cambios producidos en la potencia son pequeños con respecto a la perturbación en la tensión.

3.3.3 Conductancia Incremental (CI)

Esta técnica, se basa en que la derivada de la curva Potencia/Voltaje es cero en el PMP, además positiva en la región izquierda y negativa en la región derecha. Por lo tanto el PMP puede ser determinado comparando la conductancia instantánea I/V contra la conductancia incremental $\Delta I/\Delta V$.

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V}$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = \frac{-I}{V} \quad \text{en PMP}$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} > \frac{-I}{V} \quad \text{izquierda PMP}$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} < \frac{-I}{V} \quad \text{derecha PMP}$$

(21)

En la Figura 32 se puede observar que existe una relación entre la conductancia incremental y el punto de máxima potencia.

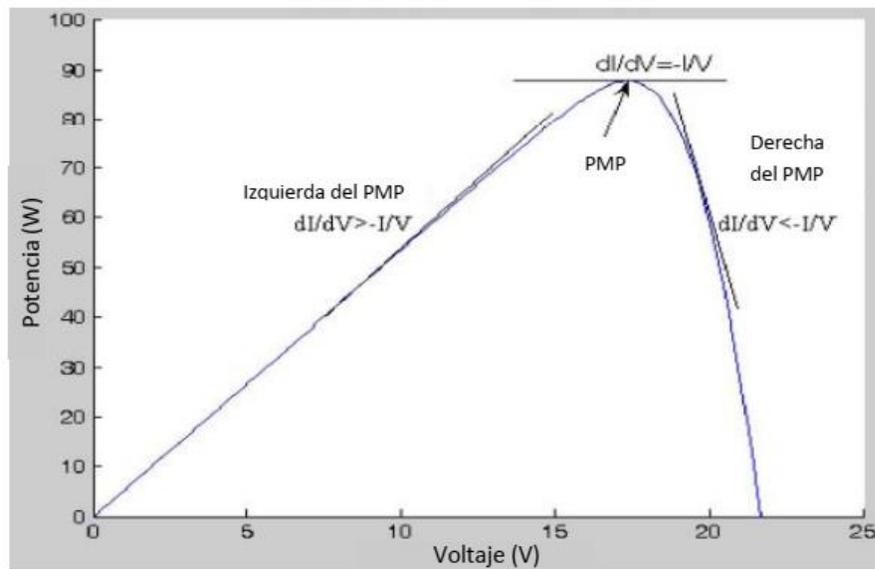


Figura 32. Algoritmo de conductancia incremental (CI)

Este algoritmo al igual que Perturbar y Observar, funciona aumentando el voltaje de operación en escalones, por lo que presenta los mismos problemas dependientes del tamaño del escalón. Sin embargo, la oscilación y los problemas debidos a los cambios en las condiciones climáticas que se presentan rápidamente son menores comparado con P&O, el problema de máximo local prevalece, aunado a esto el método requiere implementar un sistema complejo, para poder realizar dichos cálculos.

El diagrama de flujo de este método se presenta en la Figura 33 donde se desarrolla el método de manera secuencial para encontrar el punto de máxima potencia y las condiciones necesarias para el control del ciclo útil por la teoría CI.

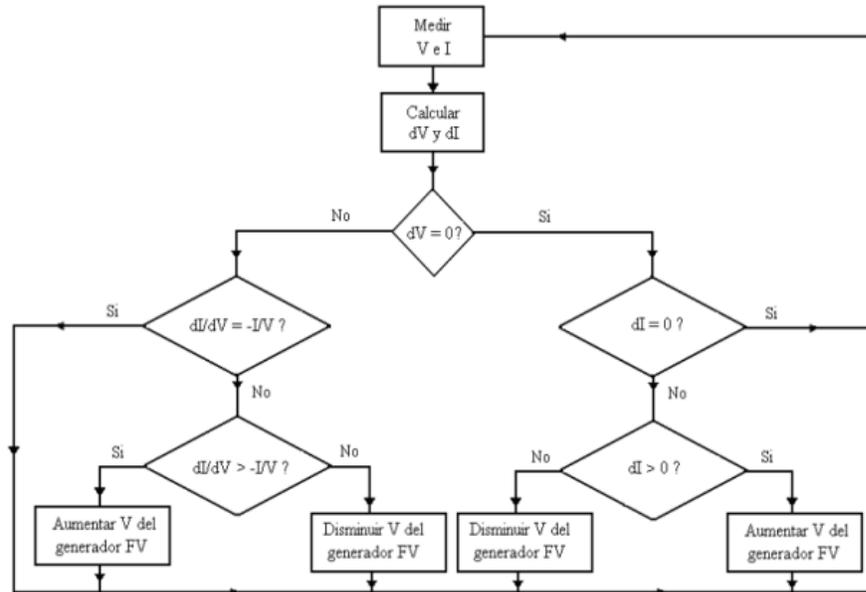


Figura 33. Diagrama de flujo del algoritmo Conductancia incremental.

Se puede observar que los valores instantáneos de voltaje y corriente, junto con los del muestreo anterior, se utilizan para calcular dI y dV . Si $dV = 0$ y $dI = 0$, las condiciones climatológicas no cambian y el SPMP se encuentra operando en el PMP. En el caso de $dV = 0$ y $dI > 0$, indica que se ha producido un aumento en la radiación solar creciendo así el voltaje del PMP. Se requiere de un incremento en la magnitud de voltaje de operación para continuar el seguimiento. Por el contrario, si $dI < 0$, significa que el nivel de radiación solar ha decrecido, bajando el voltaje del PMP. Entonces el método debe disminuir el voltaje de operación del sistema.

De tal manera que no se cumpla $dV = 0$, si el sistema toma el camino de la izquierda. En el caso en que $dI/dV > -I/V$ ($dP/dV > 0$) el sistema se encuentra a la izquierda del PMP en la curva P-V. Por tanto, el voltaje de operación del sistema debe incrementarse. Así mismo si $dI/dV < -I/V$ ($dP/dV < 0$) el sistema se encuentra trabajando a la derecha del PMP. Por lo tanto, el voltaje de operación del sistema debe reducirse.

El algoritmo Conductancia Incremental debe calcular en cada instante la dirección a la cual modificar el punto de trabajo del sistema fotovoltaico para acercarlo al PMP, y establecer cuándo se ha alcanzado dicho punto. Debido a esto que para cambios climatológicos rápidos

no tendrá una dirección errónea y por lo tanto no oscilará en torno al MPP una vez alcanzado.[38].

Este método presenta una complejidad para diseñar el controlador. Sin embargo, esto ya no es problema en las aplicaciones PV actuales, interconectadas a la red, ya que implementan los esquemas de control en un controlador digital actualmente disponible. Sin embargo, prevalece el problema de la velocidad de rastreo ya que depende de la magnitud del incremento, y no se pueden reducir los incrementos de rastreo porque es posible que el SPMP no localice el punto de máxima potencia y en consecuencia se mantenga oscilando cercano de este [39].

3.3.4 Redes Neuronales

Es ampliamente sabido que las redes neuronales tienen tres capas: entrada, intermedia (oculta) y salida. El número de nodos en cada capa deberá variar de acuerdo a la aplicación a la que se someta. Las variables de entrada son parámetros característicos del panel (VOC, ISC) o condiciones atmosféricas (irradiancia, temperatura) y la salida obtenida será el ciclo de trabajo del convertidor empleado(Figura 34).

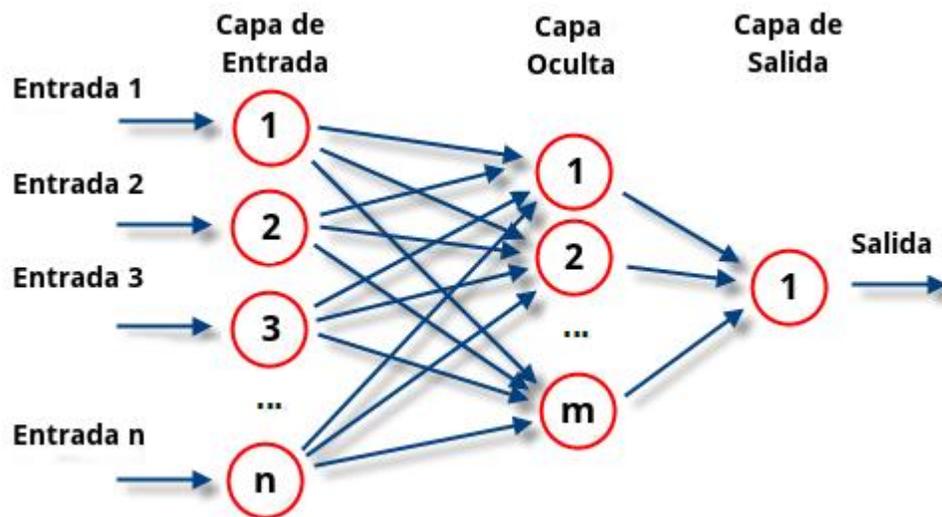


Figura 34. Redes neuronales para el SPMP

Los vínculos que existen entre los nodos se encuentran ponderados. La eficacia del algoritmo para seguir el PMP depende directamente de la determinación de dicha ponderación, que se da a través de un proceso de entrenamiento, donde el SFV se tiene que

probar por meses o años. Esto, debido a que cada SFV tiene características únicas, es primordial que la red neuronal debe ser entrenada para el sistema en el que será empleada.

Sin embargo, el problema con los algoritmos de este tipo, es que su grado de complejidad se convierte en una limitante, debido a los cálculos que se requiere realizar en cada de las iteraciones, debido a esto se requiere de un hardware potente con la capacidad de llevar a cabo dichos cálculos y que además tenga una adecuada implementación en software.

3.3.5 Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)

El algoritmo PSO se define como un algoritmo de optimización, introducido por primera vez por Kennedy y Eberhart en el año de 1995. Este algoritmo se basa en la acción de Emular el comportamiento con las acciones de las bandadas de pájaros. Algunas de sus principales características son la implementación simple y la convergencia rápida además se aplica bien para ubicar la mejor solución global en un espacio de soluciones no lineales, discontinuos y no diferenciables. Para el funcionamiento de este algoritmo se emplean varias partículas en un espacio n-dimensional que buscan una solución dada. Cada partícula mantiene su posición x_i^k dispersa al azar y su velocidad v_i^{k+1} ($v_i^{k+1} = 0$ en un inicio). La posición de la partícula está definida por su mejor posición actual $P_{best,i}$, y la mejor posición global de todas las demás partículas hasta el momento G_{best} , para determinar la posición y la velocidad de las partículas se utilizan las siguientes ecuaciones (1) y (2) respectivamente [40].

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (22)$$

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + c_1r_1 \{P_{best,i} - x_i^k\} + c_2r_2 \{G_{best} - x_i^k\} \quad (23)$$

Donde en la ecuación anterior, w representa el coeficiente de inercia, el cual determina qué tanto la velocidad de la iteración anterior influencia en la velocidad actual. Si este valor es grande, las partículas presentaran saltos muy grandes para cada iteración, esto trae como consecuencia que las partículas sobrepasen un máximo sin detectarlo. c_1 y c_2 son definidos como coeficientes de confianza. En el caso de c_1 nos indica qué tanto peso tiene el éxito propio de cada partícula, en el caso de c_2 define el peso que tiene el éxito global. Por su parte

r_1 y r_2 son números aleatorios entre 0 y 1 (método estocástico), y k representa el número de iteración.

El movimiento de las partículas se muestra en la Figura 35.

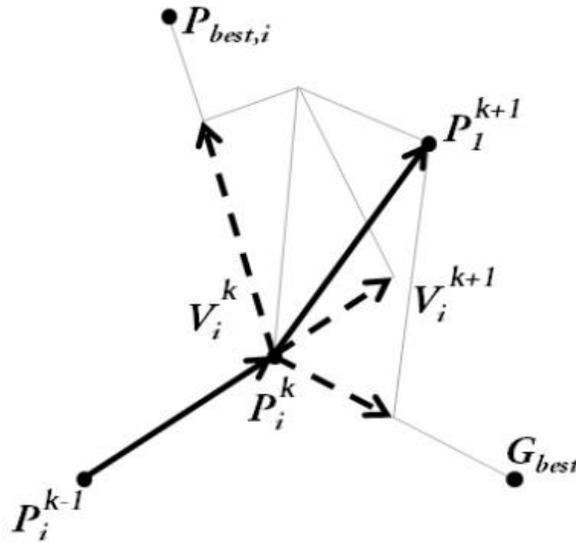


Figura 35. Movimiento de las partículas en el algoritmo

La naturaleza inherente de dicho algoritmo resulta convenientemente útil en el proceso de SPMP, debido a que las partículas se posicionan en todo el espacio de la curva de potencia-voltaje, lo cual les permite a las partículas localizar los máximos en toda la curva, incluyendo el máximo global. La Figura 36 nos muestra el diagrama de flujo del algoritmo PSO. El algoritmo PSO consiste básicamente en los siguientes pasos:

- 1 Inicializar las partículas. Tomando en cuenta la regla de que los puntos de máxima potencia en SFV se presentan en múltiplos de $0.8 \times V_{oc}$, fijamos la posición inicial de las partículas en estos puntos, evitando inicializarlas de manera aleatoria [20].
- 2 Enviar al convertidor el ciclo de trabajo que corresponde a cada partícula, p_i , medir la magnitud de voltaje $V(k)$ y la corriente $I(k)$ y calcular la potencia $P_{o_i}(k)$ posteriormente evaluarla función objetivo, la cual es simplemente

$$f(p_i^k) > f(P_{best_i}) \quad (24)$$

Esta ecuación anterior nos indica que si $P_{o_i}(k)$ es mayor que $P_{o_i}(k-1)$ se deberá actualizar a la mejor posición, P_{best_i} , de dicha partícula.

- 3 Determinar G_{best} con la posición de la mejor partícula.
- 4 Actualizar el valor de la velocidad y posición de cada partícula empleando las ecuaciones iniciales.
- 5 Repetir los pasos 2 a 4 hasta obtener la solución óptima.
- 6 Enviar al convertidor el valor del ciclo de trabajo correspondiente a G_{best} [41].

En la Figura 36 se muestra el diagrama del flujo del algoritmo.

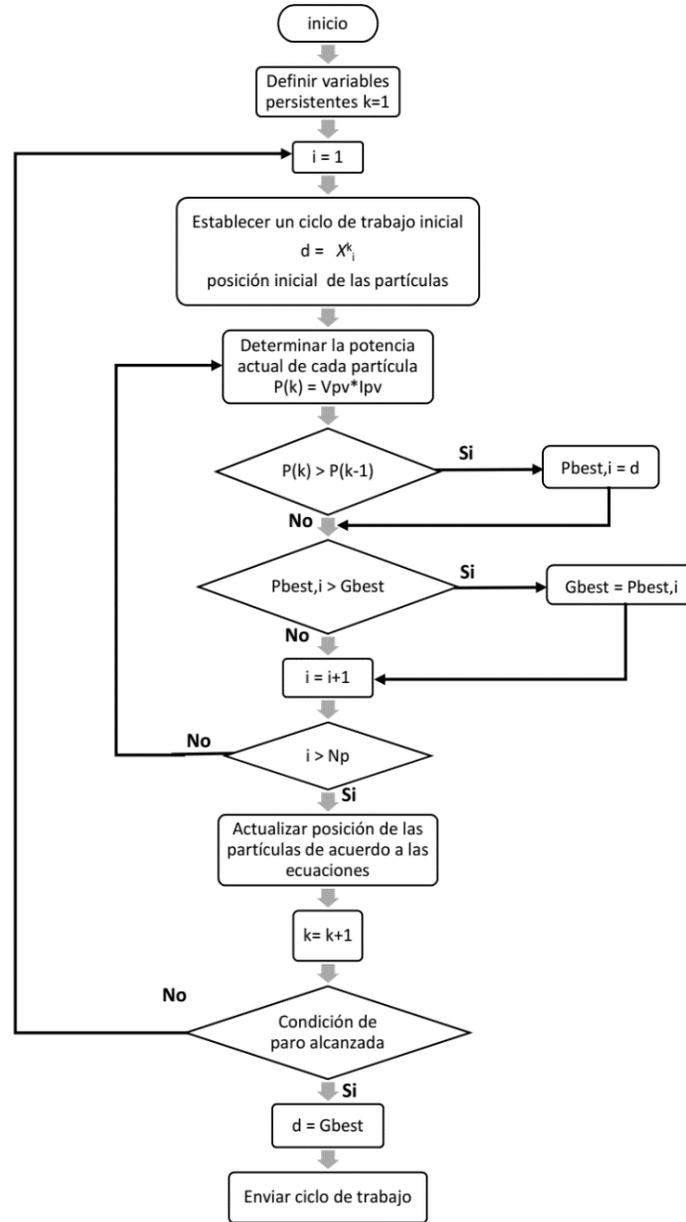


Figura 36. Diagrama de flujo del algoritmo PSO

3.4 Comparación de algoritmos

Con la finalidad de comprar algunos algoritmos en [42] se presentan los resultados al simular un SFV bajo distintas magnitudes de irradiancia, utilizando el algoritmo P&O y el algoritmo PSO, además se introdujo la condiciones de sombreado parcial. Las consideraciones para el algoritmo P&O son las siguientes, se utilizó un tamaño de paso de

2x10-3. Para el algoritmo PSO se empleó un coeficiente de inercia w de 0.3, constantes $c1 = 0.4$ y $c2 = 0.6$. El número de partículas empleadas, N_p , son de tres.

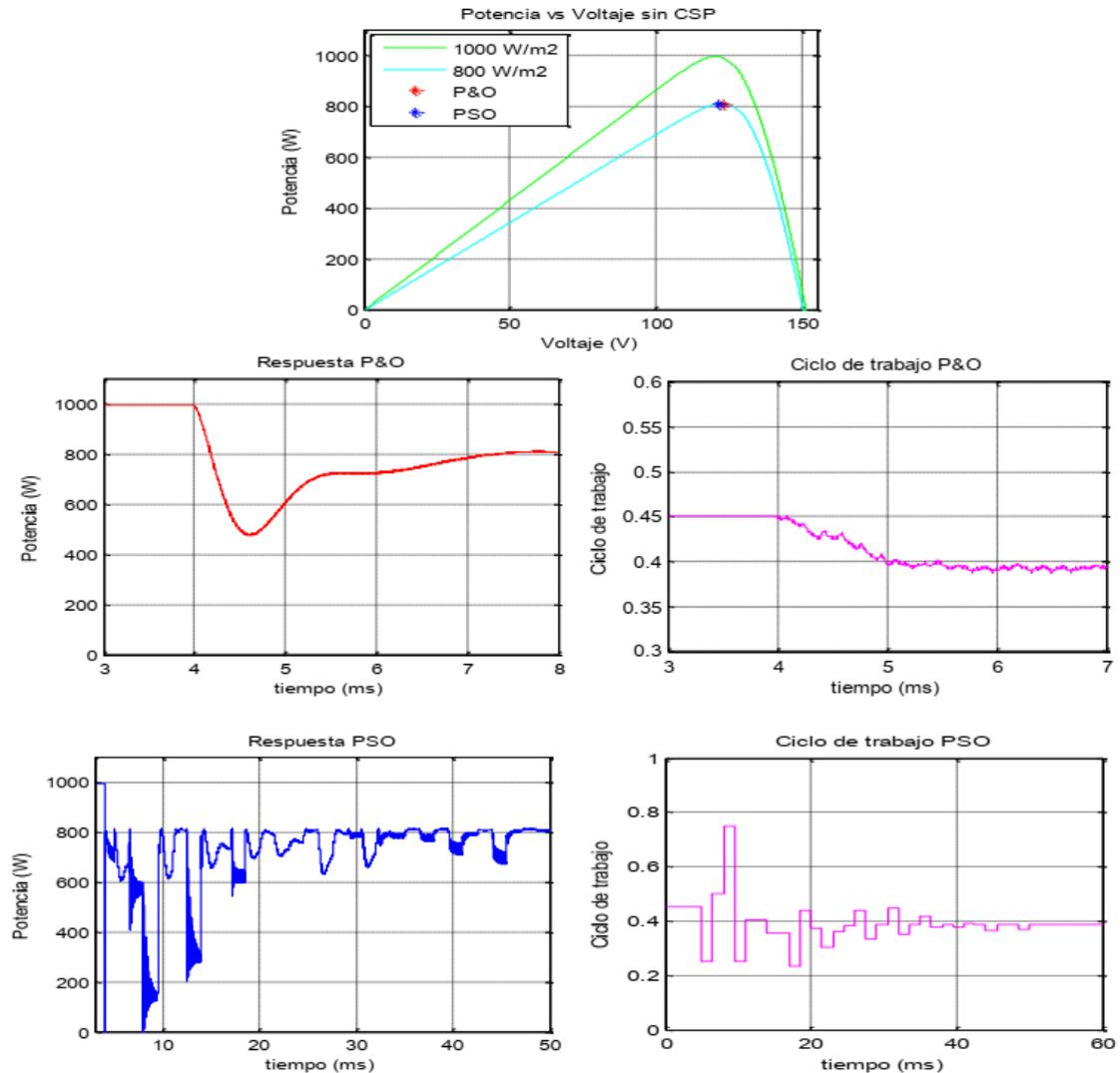


Figura 37. Comparación de la respuesta del sistema empleando P&O y PSO

En la Figura 37 se muestra el comportamiento del sistema (voltaje - potencia) con una reducción de la magnitud de irradiancia de 1 kW/m^2 a 800 W/m^2 en todos el sistema, también se muestra la respuesta de los algoritmos P&O y PSO bajo dichas condiciones de operación.

Se puede observar, que bajo condiciones normales de operación es decir que todos los paneles reciban la misma magnitud de irradiancia, ambos algoritmos localizan el PMP, que para esta caso en particular es de 800 W. Por otro lado, el algoritmo PSO se comporta de una

manera más lenta (4 ms con P&O y 45 ms con PSO), esto se debe principalmente a que, en cada iteración, el sistema necesita un tiempo para estabilizarse y medir la potencia obtenida de manera correcta.

Ahora se realiza la simulación del sistema con la presencia de sombreado parcial, como se observa en la Figura 38 obtenemos la respuesta del sistema bajo una irradiancia de 1 kW/m² de manera uniforme en todos los paneles, posteriormente pasando a una condición de sombreado parcial, en la que los paneles se encuentran recibiendo irradiancia distinta (1 kW/m², 800 W/m², 400 W/m² y 0 W/m²). Así mismo se muestra las respuestas de los dos algoritmos bajos estas condiciones.

Para el caso, del algoritmo P&O se puede ver que converge en un tiempo menor a 4 ms, sin embargo, se puede determinar que se ubicó en el primer máximo localizado, el cual corresponde a una potencia de 340 W, por otro lado el algoritmo PSO localiza el máximo global, que correspondiente a 410 W.

Se puede concluir que, al utilizar el algoritmo PSO se puede aprovechar del sistema alrededor de 70 W más que empleando el algoritmo P&O, considerando un tiempo de convergencia mayor y una complejidad más elevada.

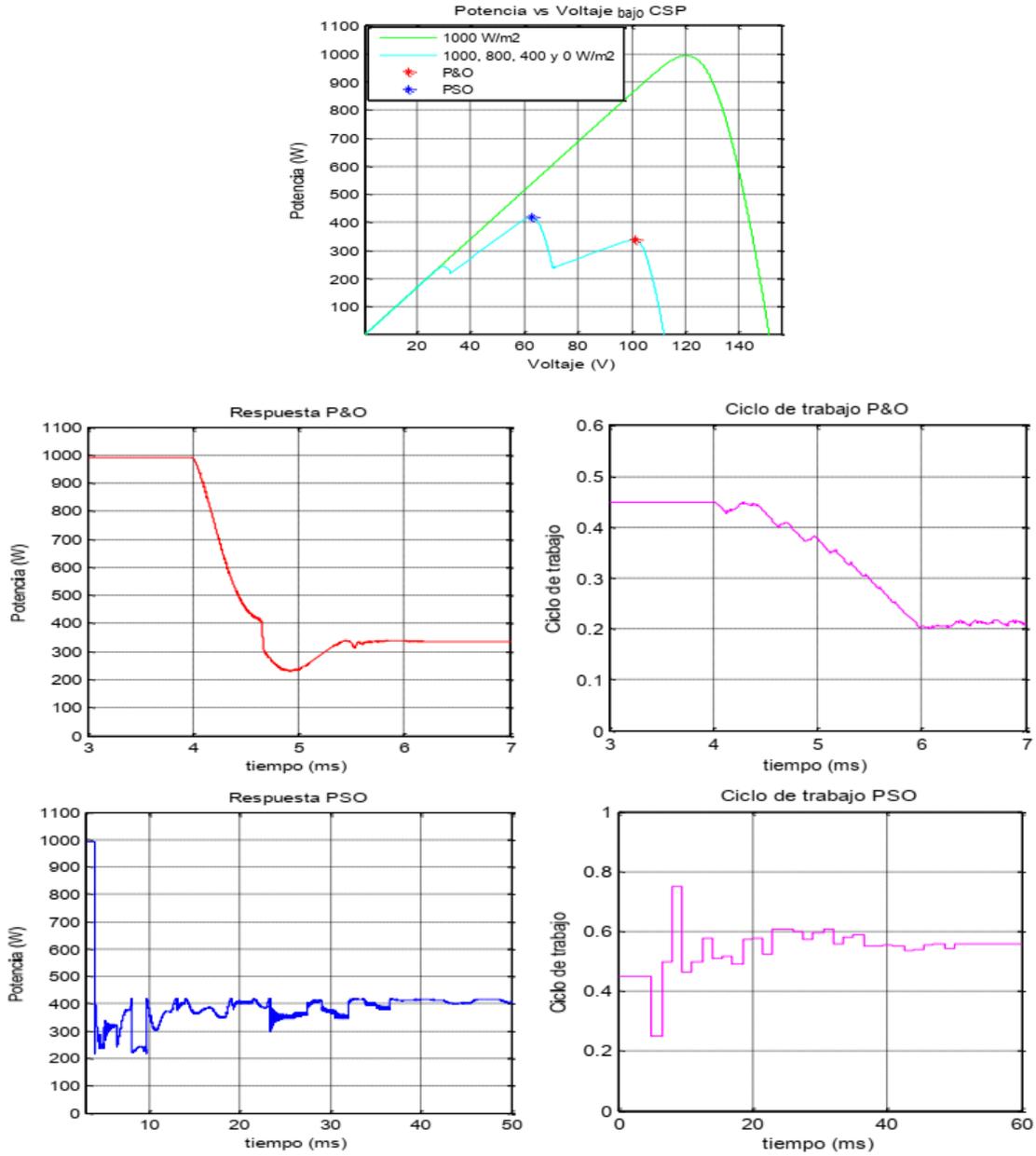


Figura 38. Comparación de la respuesta del sistema empleando el algoritmo P&O y PSO en condiciones de sombreado parcial

CAPÍTULO IV RESULTADOS EN SIMULACIÓN

4.1 Consideraciones en simulación

Con la finalidad de mostrar el potencial de aplicar la técnica de control inteligente para el SPMP y el control del convertidor para la extracción de la máxima potencia en sistemas fotovoltaicos aislados, se establecen dos escenarios de operación, uno que emula la condición de operación normal y otro que emula la condición de falla o perturbación del sistema.

En el modelado el panel fotovoltaico (25W, $V_{oc}=21.6V$, $V_{mp}=17.4V$, $I_{sc}=1.58$ y 36 celdas en serie) se divide en 3 secciones, donde a cada una le corresponde un mismo número de celdas de acuerdo al número de zonas generadas y un nivel de irradiancia solar independiente, con lo cual se puede emular la condición de operación normal o de sombreado parcial o falla. Como resultado se obtiene la curva característica de potencia con presencia de máximos locales y un máximo global.

El convertidor CD-CD modelado tiene la característica reductora-elevadora debido a los requerimientos del sistema fotovoltaico y a los escenarios de operación definidos. La topología propuesta en la simulación es la topología Split-pi que se adapta a los requerimientos de las energías renovables.

El algoritmo propuesto es el PSO para el seguimiento del punto de máxima potencia y control del convertidor por lo que se implementó en un bloque de función de Simulink, donde se puede escribir una función Matlab para usar en un modelo Simulink. La función que se crea se ejecuta en la simulación y genera código para un objetivo Simulink Coder.

En la Figura 39 se muestra el bloque de función insertado donde se escribió el código del algoritmo PSO basado en el diagrama de flujo del algoritmo propuesto.

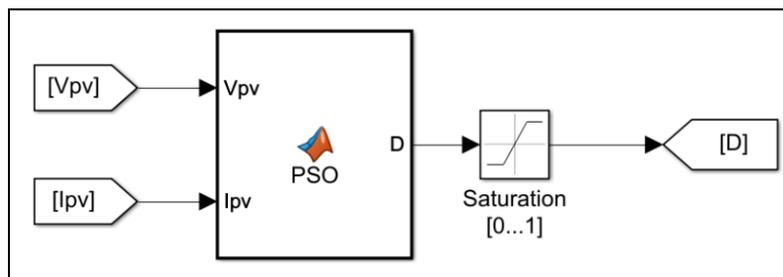


Figura 39. Bloque de función para la implementación del algoritmo PSO

Como variables de entrada al bloque de función se tiene el voltaje y la corriente entregada por el panel fotovoltaico que son las señales de entrada al convertidor CD-CD y la salida es directamente el ciclo de trabajo para el control de conmutación de los interruptores del convertidor. El código de programación del algoritmo se muestra en el **Anexo 1**.

El convertidor modelado utiliza 100 μF para los capacitores de entrada y salida C1 y C3, y 80 μF para el capacitor de enlace C2. La resistencia en serie equivalente de los capacitores es de 2 $\text{m}\Omega$. Ambos inductores tienen una inductancia de 100 μH y una resistencia en serie equivalente de 11 $\text{m}\Omega$. La frecuencia de conmutación es de 200 kHz. Las resistencias de conducción de los MOSFET son de 15 $\text{m}\Omega$.

En la Figura 40 se muestra el modelo completo del sistema con el algoritmo de optimización PSO para el seguimiento del punto de máxima potencia.

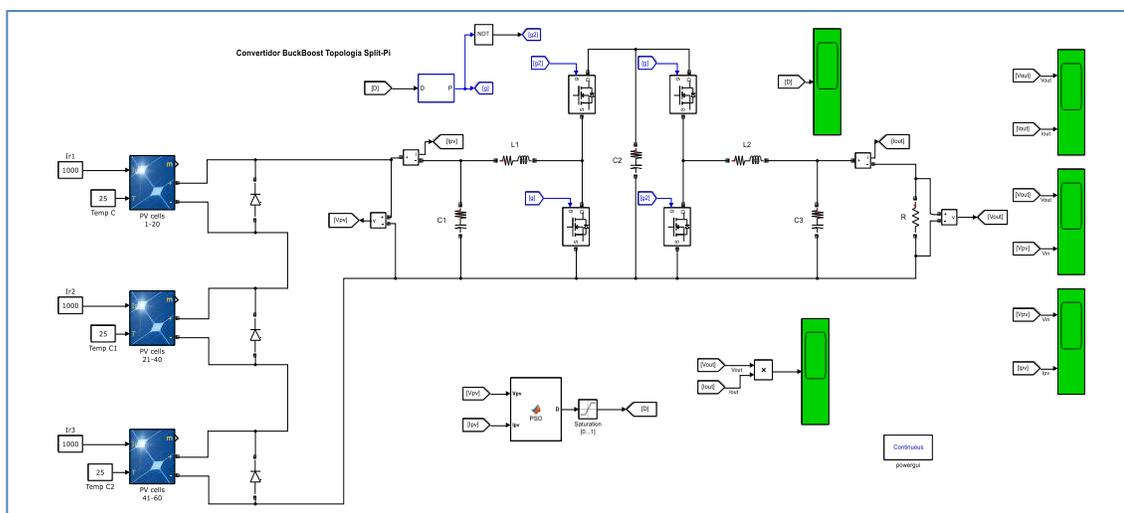


Figura 40. Modelado completo del sistema fotovoltaico

4.2 Condición de operación normal del sistema (escenario 1)

Este escenario se define como un perfil de generación establecido por la disponibilidad del recurso solar, en donde la irradiancia solar es uniforme en todo el sistema fotovoltaico, por lo que no se presentan curvas de potencia con máximos locales como se puede observar en la Figura 41. Las variaciones de voltaje en el punto de máxima potencia son relativamente pequeñas con la variación de la irradiancia solar sobre el panel.

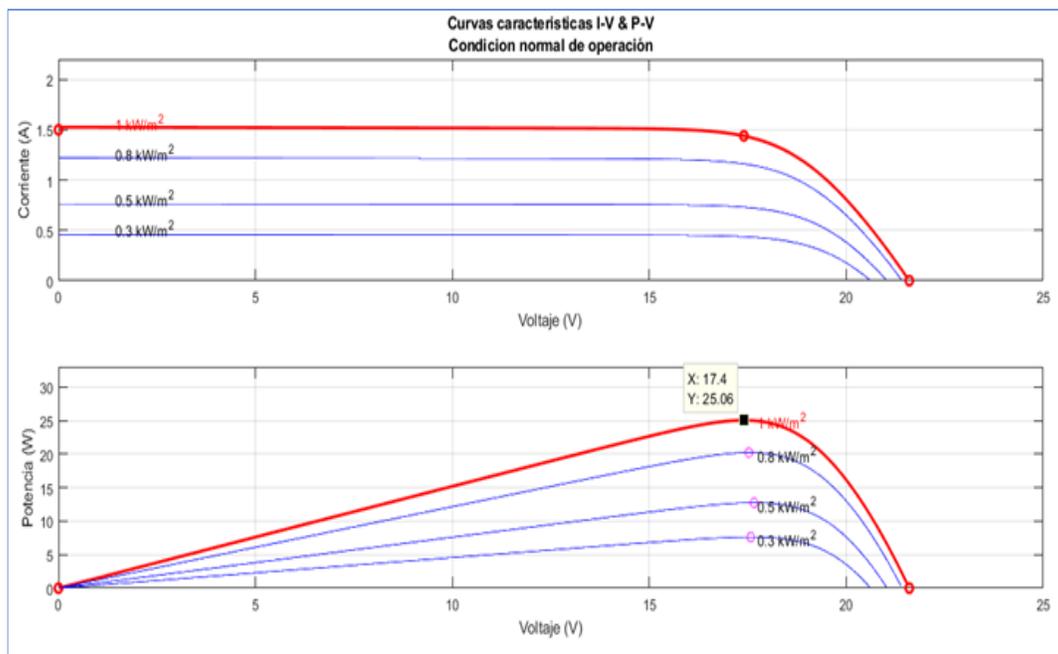


Figura 41. Curvas de potencia generada en condición normal del sistema (1000, 800, 500, 300 W/m².)

Con este perfil de generación se observa la presencia de un solo punto de máxima potencia (25 W @ 1000W/m²) en la curva característica de voltaje- potencia (V-P). En la Figura 42 se observa la variación del ciclo de trabajo de los interruptores durante la convergencia del algoritmo y en la Figura 43 se muestra la máxima potencia obtenida del sistema fotovoltaico para la curva de 1,000 W/m².

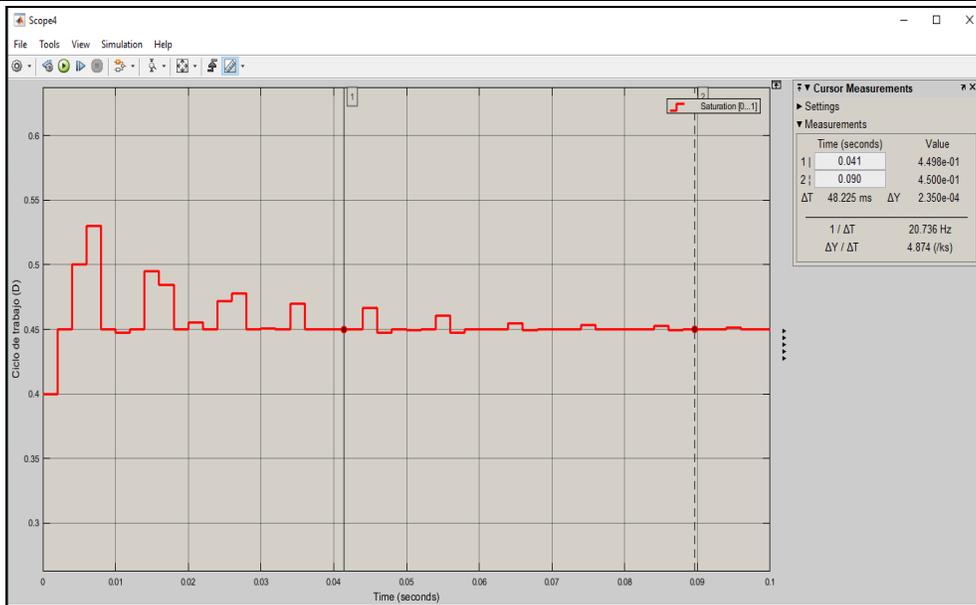


Figura 42. Ciclo de trabajo determinado por el algoritmo PSO

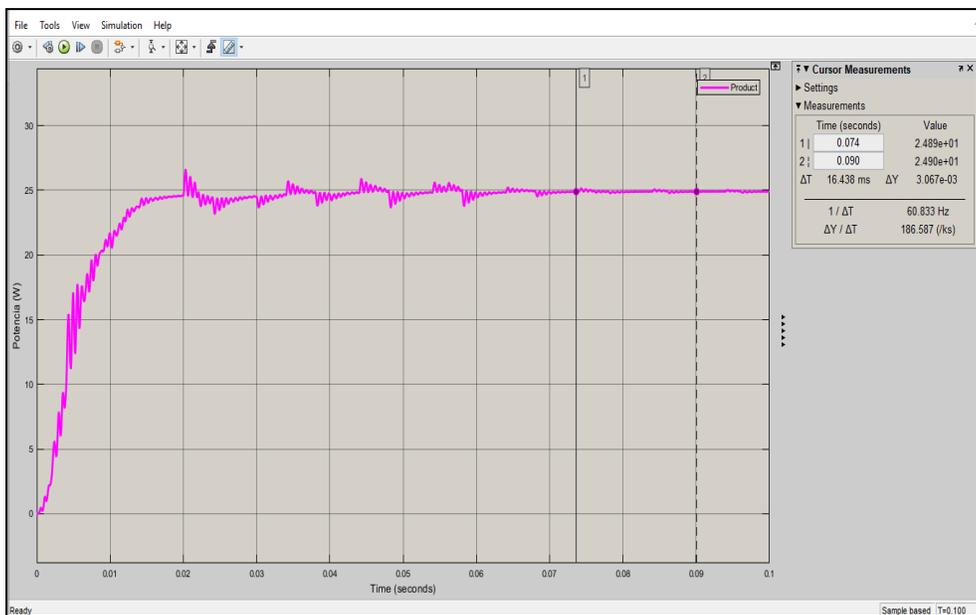


Figura 43. Máxima potencia obtenida (24.9 W) en la condición de operación normal del sistema (1,000W/m²).

Bajo esta condición de operación normal, se consideró que las variaciones en los parámetros de generación del sistema fotovoltaico son solo debido al perfil de irradiancia y se establece un único punto de máxima potencia en cada uno de los valores de potencia obtenida, es decir que el nivel de potencia entregada por el panel siempre presenta un único máximo de potencia en su curva, siendo el algoritmo efectivo para encontrarlo.

4.3 Condición de perturbación o falla en el sistema (escenario 2)

Este escenario se refiere a un cambio no permanente en el perfil de generación ocasionado por factores externos al sistema (sombreado parcial) y que generan curvas con presencia de máximos locales y uno global como se observa en la Figura 44, por lo que el algoritmo debe encontrar ese máximo global y garantizar la máxima extracción de potencia disponible en el sistema. En la simulación se estableció una irradiancia solar diferente para cada una de las 3 zonas del sistema ($Z_1=1000 \text{ W/m}^2$, $Z_2=800 \text{ W/m}^2$ y $Z_3=300 \text{ W/m}^2$) que en este caso es de 11.3 Watts.

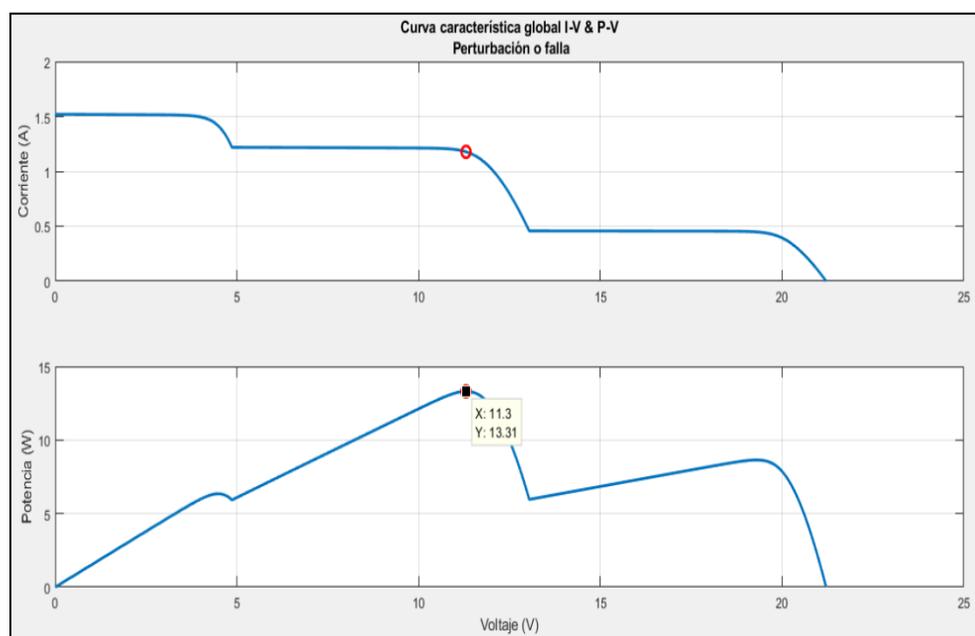


Figura 44. Curva de potencia generada en condición de perturbación del sistema.

Con este perfil de generación se tiene la presencia de dos máximos locales y uno global (13.31 watts), por lo que el algoritmo deberá converger en el máximo global mediante la búsqueda en el espacio de la curva de potencia. En la Figura 45 se muestra la variación del ciclo de trabajo hasta la convergencia del algoritmo.

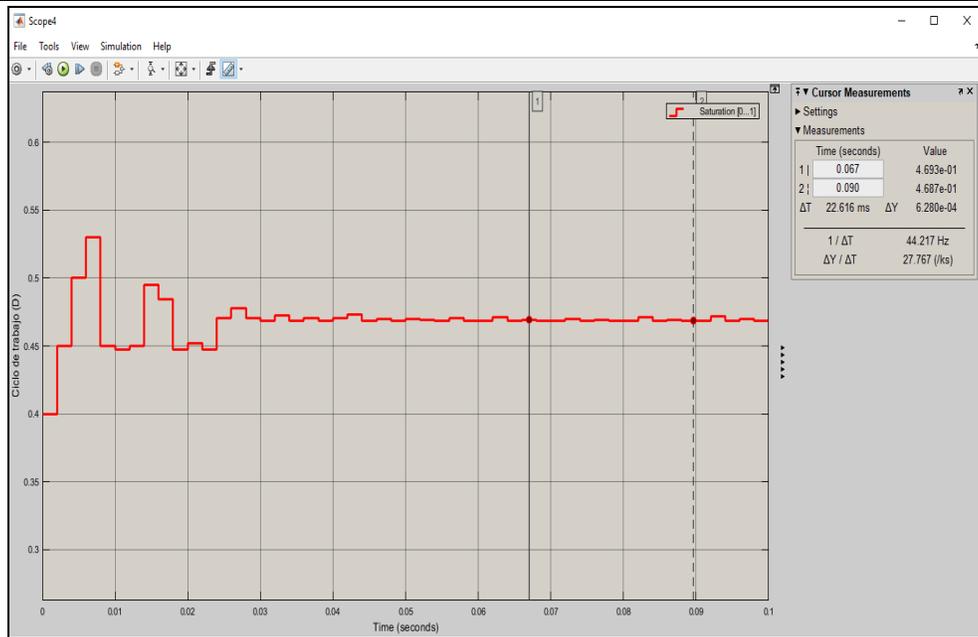


Figura 45. Convergencia del ciclo de trabajo en condición de perturbación del sistema

La potencia máxima extraída del sistema bajo esta condición de sombreado parcial se muestra en la siguiente Figura 46, donde se observa que el valor de potencia de salida es de 13.23 watts.

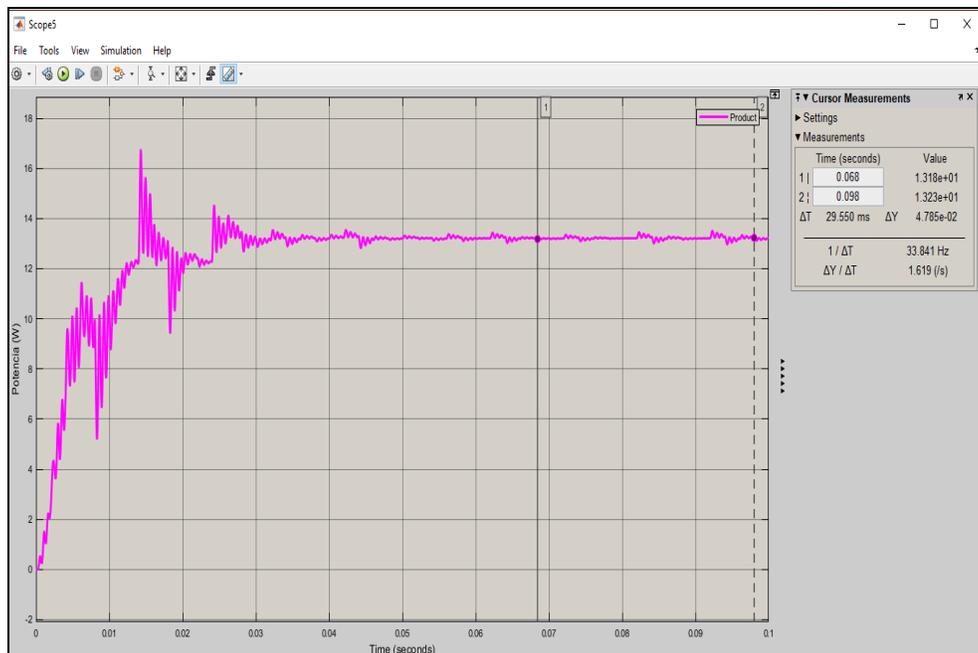


Figura 46. Máxima potencia obtenida (13.23 W) en la condición de perturbación o falla del sistema

El modelado y simulación del algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO), mostró que es efectivo para el rastreo y seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) en sistemas fotovoltaicos aislados bajo condiciones de operación normal y de perturbación o falla, mostrando en todos los casos la máxima extracción de potencia del sistema para transferir a la carga. Se pretende implementar el algoritmo en un sistema fotovoltaico a escala reducida y validar los resultados obtenidos en las simulaciones.

CAPÍTULO V
IMPLEMENTACIÓN
DEL ALGORITMO
EN ARREGLO
EXPERIMENTAL

5.1 Construcción de la maqueta

Para demostrar el potencial de la aplicación de la técnica inteligente para el seguimiento del punto de máxima potencia, y reproducir las condiciones de sombreado parcial y falla, se planteó la construcción de una maqueta a escala reducida de un sistema de bombeo de agua alimentado por un panel solar. El arreglo experimental que se propone se presenta en la Figura 47.

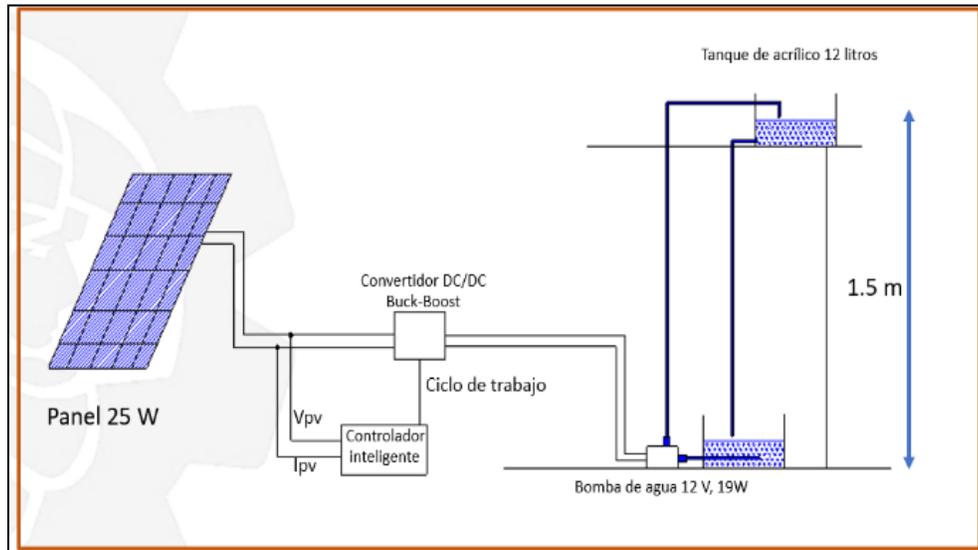


Figura 47. Diseño del arreglo experimental

El arreglo experimental a escala reducida es un sistema de bombeo de agua alimentado con un sistema fotovoltaico. El panel fotovoltaico de 25 watts provee la alimentación a través del convertidor CD-CD al sistema de bombeo. Un controlador inteligente rastrea el punto de máxima potencia del sistema a través del voltaje y corriente del panel y controla el ciclo de trabajo del convertidor. La bomba de CD sumergible representa la carga del sistema y es alimentada a través del convertidor CD-CD. El sistema de recirculación cuenta con un par de tanques contenedores de agua, entre los cuales recircula el agua bombeada. En el **Anexo 2**, se muestra la Tabla 3 que enlista y describe las características de cada uno de los materiales e insumos utilizados para la construcción del arreglo.

5.2 Construcción de un sistema de adquisición de datos

Para monitorear los parámetros de corriente y voltaje del panel fotovoltaico y de la carga en el arreglo experimental, se requiere implementar un sistema de adquisición de datos formado por sensores de corriente y voltaje y un microcontrolador que procesa esta información como variables de entrada del programa que mediante el algoritmo PSO determina bajo las condiciones monitoreadas el ciclo de trabajo que extrae la máxima potencia disponible del panel.

Una vez determinado el ciclo de trabajo, el microcontrolador entrega el valor numérico del ciclo de trabajo en un numero binario de 10 bits (1-999) a través de sus salidas digitales, este número se procesa en una tarjeta FPGA que entrega un pulso con el valor del ciclo de trabajo determinado a una frecuencia de 100 kHz. En la Figura 48 se muestra el sistema de adquisición de datos y procesamiento.

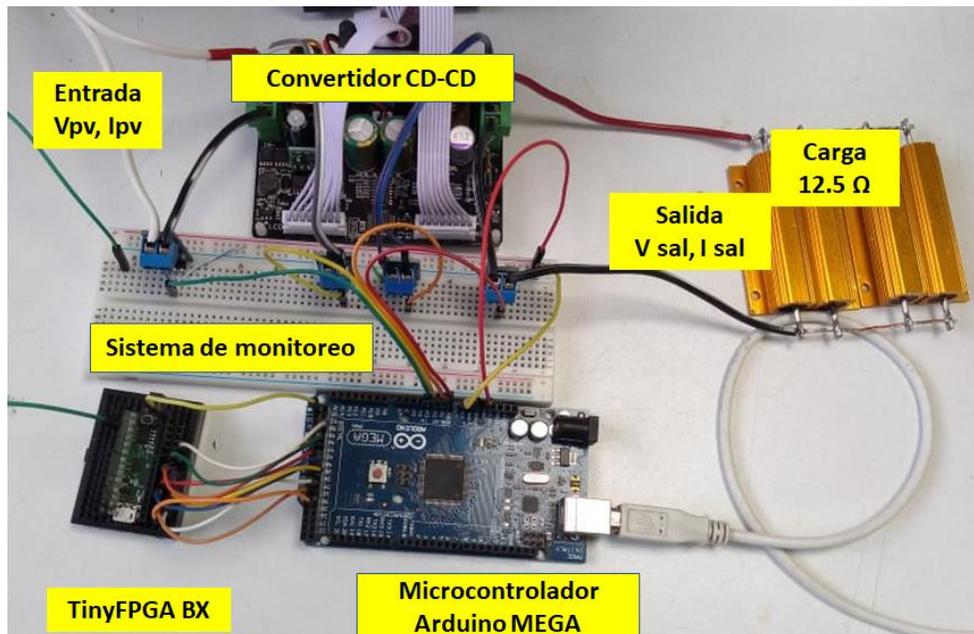


Figura 48. Sistema de adquisición de datos y procesamiento de las variables de entrada

El sistema de adquisición de datos formado por dos sensores de voltaje y dos sensores de corriente, que monitorean el voltaje y la corriente de entrada y salida del convertidor. Las

variables de entrada (V_{pv} e I_{pv}) adquiridas por el microcontrolador alimentan al algoritmo para el seguimiento del punto de máxima potencia y establecimiento del ciclo de trabajo.

En la Figura 49 se muestran los bloques de las etapas de adquisición de señales procesamiento y salida del valor numérico del ciclo de trabajo.

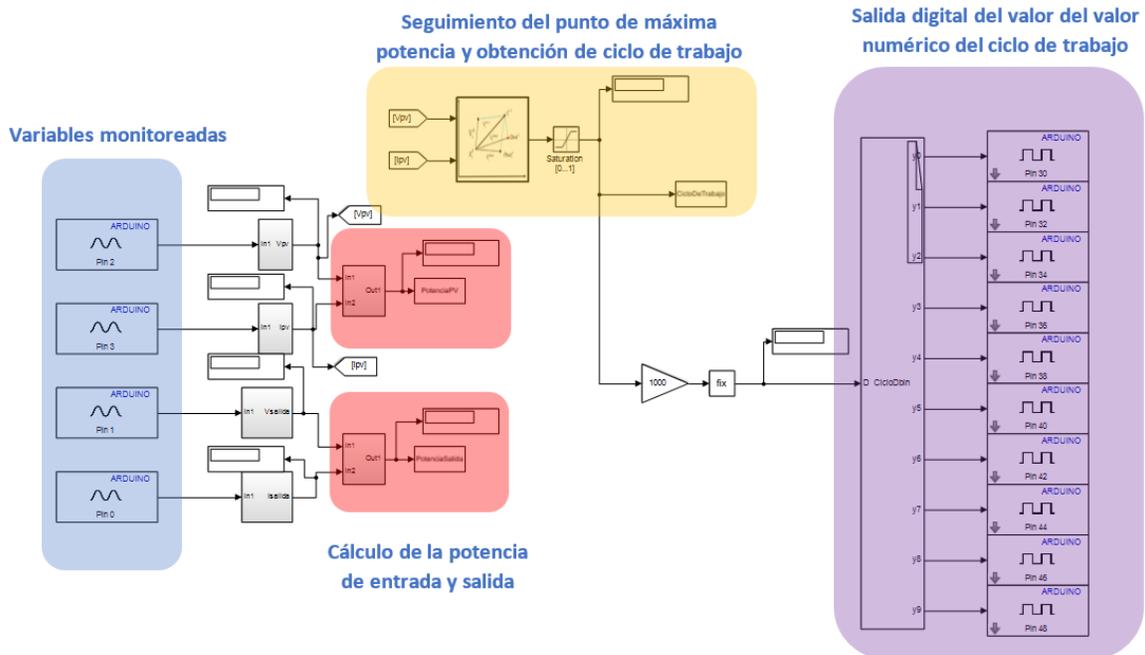


Figura 49. Bloques del sistema de adquisición de datos implementado en Microcontrolador Arduino Mega y Simulink

Para probar el potencial de la técnica de control propuesta para el seguimiento del punto de máxima potencia, se realizaron pruebas en el arreglo experimental para extraer la máxima potencia disponible del sistema bajo condiciones de operación normal y bajo condiciones de sombreado parcial. Las pruebas en el arreglo experimental se realizaron bajo condiciones de irradiancia de 1000 W/m^2 (del 1-3 de mayo 2020 a las 13:00-14:00 hrs.). En la Figura 50 se muestra la instalación del panel fotovoltaico y el sistema de adquisición de datos para las pruebas iniciales.

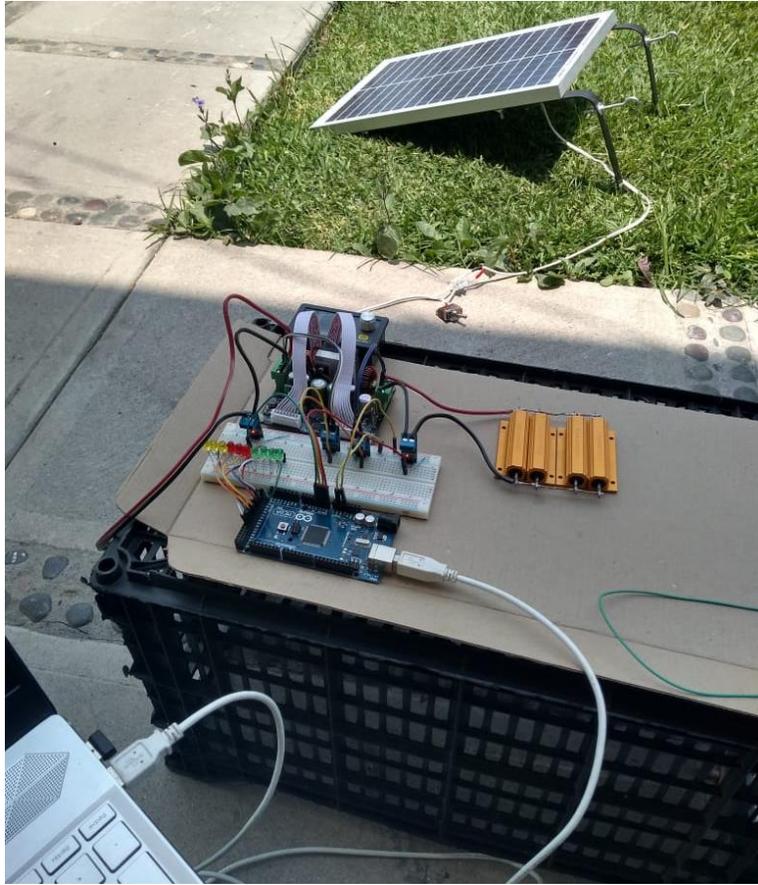


Figura 50. Instalación del arreglo experimental para pruebas

5.3 Prueba en condición de operación normal

Como ya se mencionó las curvas características de potencia voltaje (P-V) en la condición de operación normal del sistema presentan un único punto de máxima potencia y la potencia máxima está determinada por el nivel de irradiancia solar presente en la superficie del panel.

La prueba se realizó en un día soleado (1 de mayo 2020) entre las 13:00 y 14:00 hrs. para obtener la máxima potencia de nuestro panel (25 Watts). En la Figura 51 se muestra el sistema fotovoltaico operando bajo condiciones de operación normal.

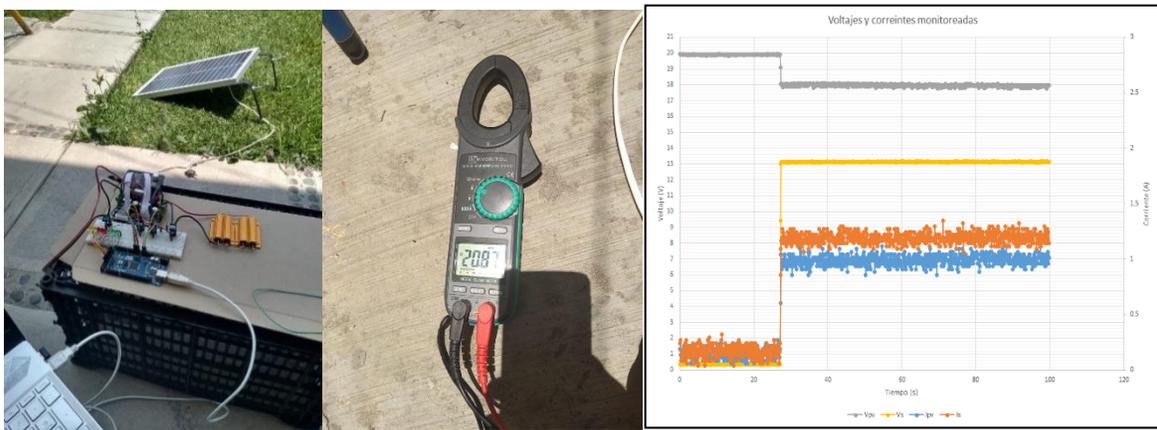


Figura 51. Prueba de monitoreo de los parámetros de voltaje y corriente de entrada y salida del sistema

En la siguiente Figura 52 se muestra el registro de los parámetros de la potencia de entrada y la potencia de salida del SFV, monitoreada por el sistema de adquisición de datos, implementado en el Arduino Mega. Se observa el cambio de la condición de apagado a encendido.

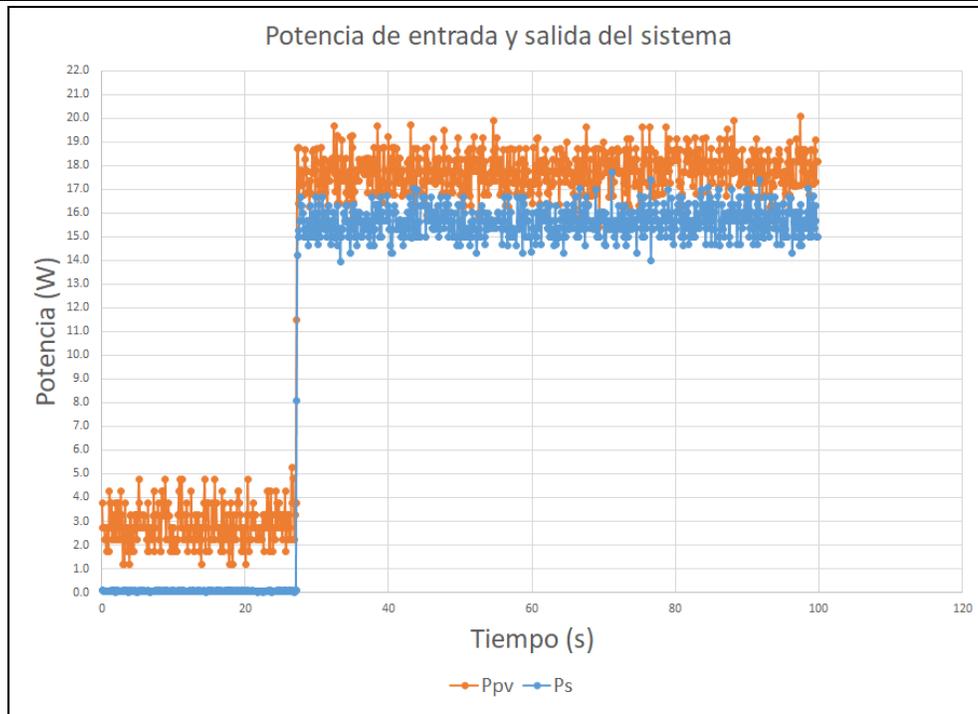


Figura 52. Monitoreo de la potencia de entrada (naranja) y la potencia de salida (azul) en condiciones de operación normal

En la siguiente Figura 53 se observa el valor del ciclo de trabajo determinado por el algoritmo, Calculado de acuerdo a los parámetros del voltaje y la corriente de entrada del sistema una vez que este se encuentra encendido.

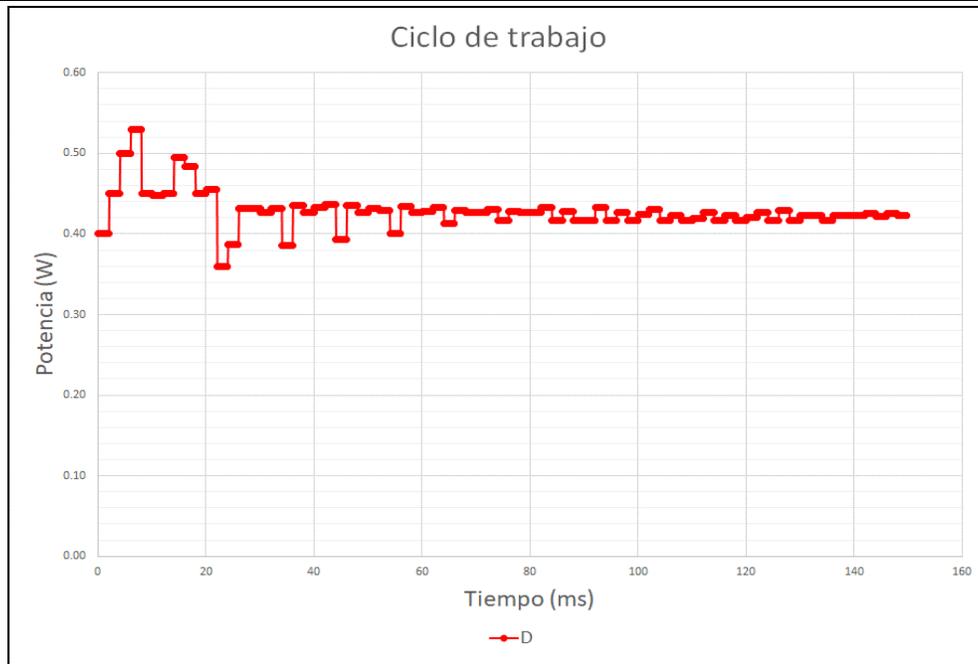


Figura 53. Ciclo de trabajo obtenido por el algoritmo implementado

5.4 Prueba en condición de perturbación o falla

Ahora para validar el seguimiento del punto de máxima potencia del algoritmo implementado bajo condiciones de perturbación o falla, se realizó una prueba partiendo de condiciones de operación normal (irradiancia uniforme en todo el panel) a una condición de falla en donde se sombrean diferentes zonas del panel (sombreado parcial), posteriormente se cambia el nivel de sombreado de las zonas como se observa en la siguiente Figura 54.

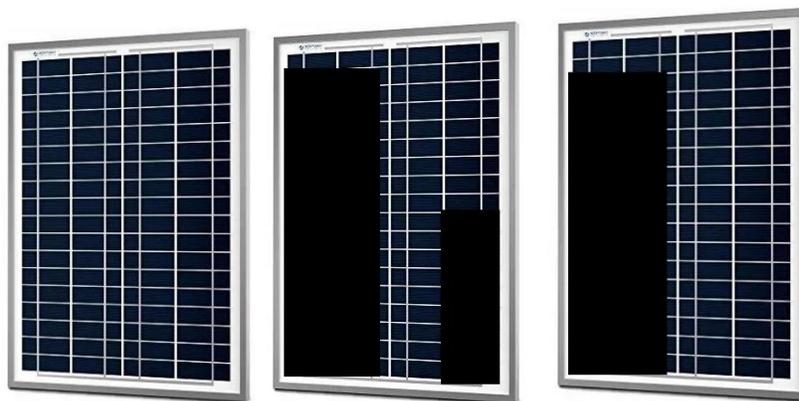


Figura 54. Tres condiciones de la prueba de perturbación o falla del sistema (Normal, sombreado crítico y sombreado menor)

En la Figura 55 se muestra los parámetros de voltaje y corriente de entrada monitoreados durante la prueba, se observa cada una de las diferentes etapas de la prueba, partiendo de la condición de operación normal cambiando a una condición de sombreado crítico y posteriormente otro cambio a un nivel de sombreado menor.

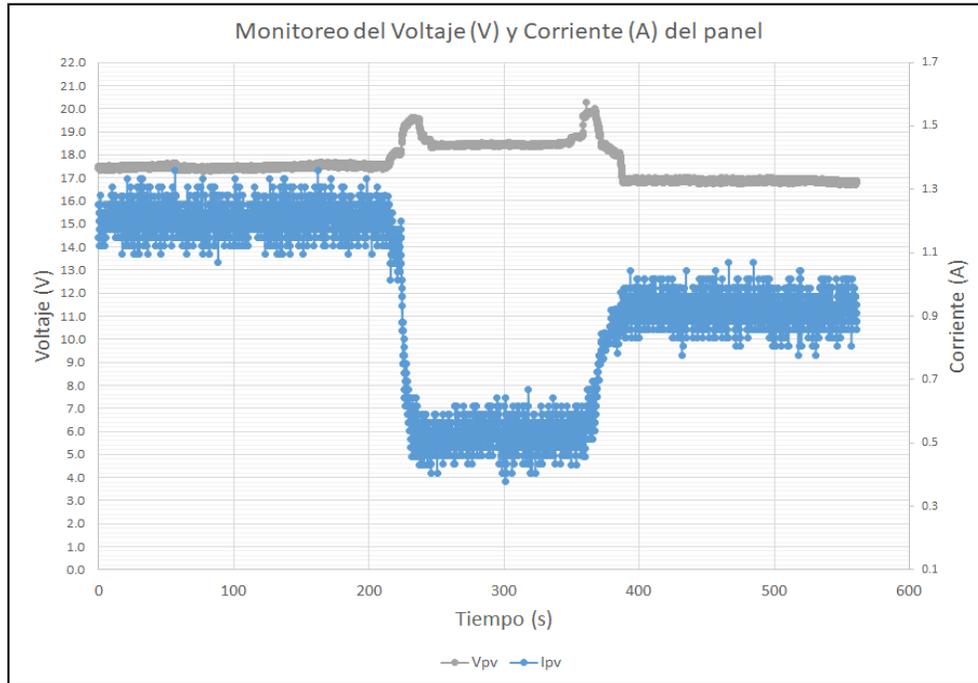


Figura 55. Monitoreo del voltaje y l corriente del panel fotovoltaico durante la prueba

En la Figura 56 se observa el comportamiento del ciclo de trabajo en las dos etapas de cambio presentadas durante la prueba, se puede observar que en el momento del cambio de condición el algoritmo ajusta el valor del ciclo de trabajo.

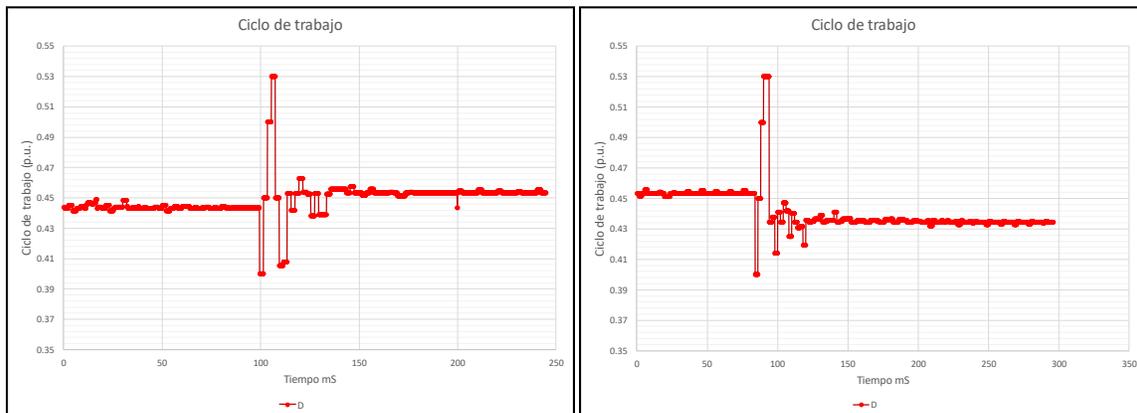


Figura 56. Comportamiento del ciclo de trabajo en cada cambio de condición

En la Figura 57 se observa el monitoreo del voltaje y la corriente de salida del sistema en cada una de las etapas de la prueba.

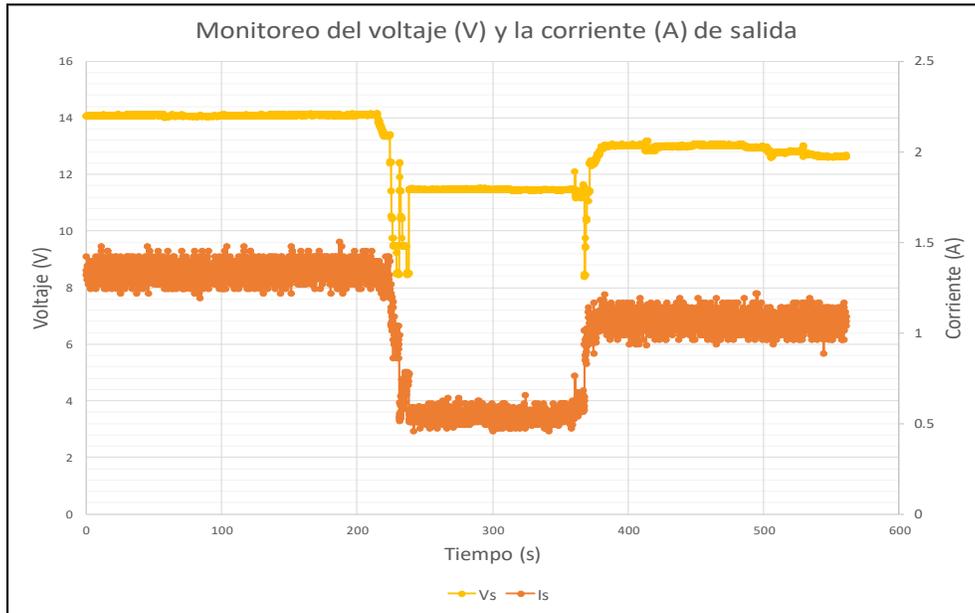


Figura 57. Monitoreo del voltaje y l corriente de salida durante la prueba

Por último, en la Figura 58 se presenta la comparación de la potencia de entrada vs la potencia de salida en cada una de las etapas de la prueba.

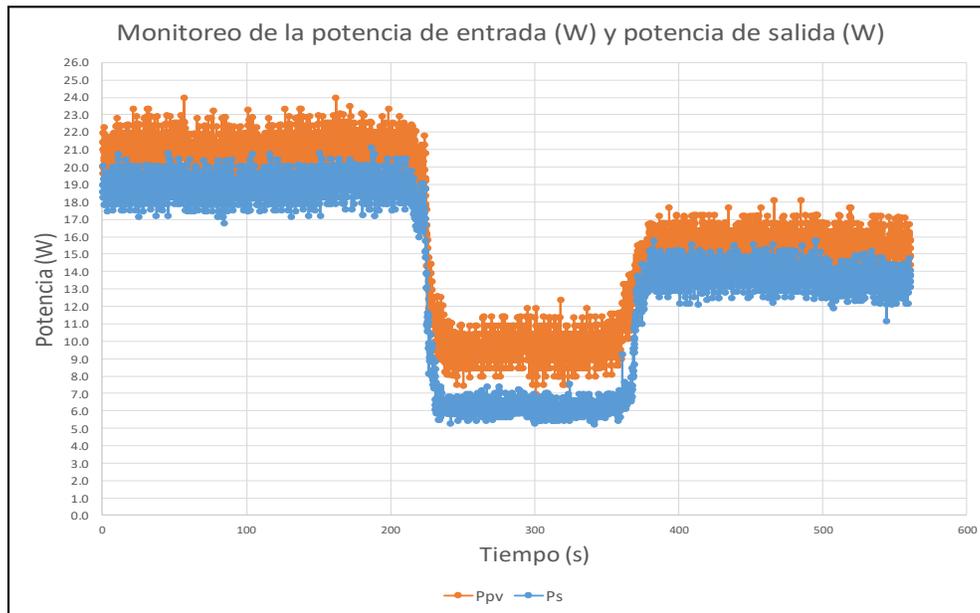


Figura 58. Potencia de entrada (W) y potencia de salida (W) registrada

**CAPÍTULO VI
CONCLUSIONES
Y TRABAJO
FUTURO**

6.1 Conclusiones

Del trabajo de tesis presentado en este documento se llega a las siguientes conclusiones:

- Para extraer la máxima potencia de un sistema fotovoltaico es necesario contar con un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia que permita garantizar su operación eficiente aun en condiciones de perturbación o falla del sistema, esto se demostró en las simulaciones presentadas del sistema fotovoltaico bajo diferentes condiciones de operación.
- El modelado y simulación del algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO) que se presenta en este trabajo, mostró que es efectivo para el rastreo y seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) en sistemas fotovoltaicos aislados.
- Se demostró que al contar con un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia se puede extraer una magnitud de potencia mayor del sistema, esto, aunque no parezca muy significativo, se vuelve importante si se considera a lo largo plazo o en aplicaciones de sistemas aislados como el bombeo de agua donde lo que se busca es aprovechar al máximo la disponibilidad del recurso solar y por ende la potencia disponible durante la vida útil del sistema fotovoltaico.
- Durante el desarrollo de este trabajo también se realizó un comparativo de las diferentes técnicas del seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos, desde las más simples hasta las más complejas y se concluye que no se puede simplemente establecer que alguna técnica es mejor que otra de manera general, ya que sus ventajas y desventajas deben ser analizadas a la hora de tomar la decisión de implementarlos en un sistema determinado por lo que se requiere un análisis detallado en cada caso.
- Al realizar las pruebas del algoritmo inteligente (PSO) implementado para el seguimiento del punto de máxima potencia en el arreglo a escala reducida se obtuvo claramente una referencia del potencial de la técnica, al extraer una magnitud de

potencia cercana a lo obtenido en simulación y además respondió a los cambios de condición de normal a sombreado crítico y sombreado menor, ajustando el valor del ciclo de trabajo en cada cambio.

- Los sistemas fotovoltaicos son una alternativa de energía renovable con un potencial considerable siempre y cuando se pueda aprovechar al máximo la potencia disponible en el sistema bajo condiciones normales o críticas de operación.

6.2 Trabajo futuro

En este trabajo no se realizó el diseño de algún convertidor CD/CD, típicamente utilizado para este tipo de sistemas. Se propone como trabajo futuro estudiar las opciones en este tipo de convertidores con el algoritmo propuesto, y analizar la mejor opción para sistemas fotovoltaicos particulares o realizar algún comparativo de diferentes topologías.

Otro tema que pudiera proponerse como trabajo futuro es evaluar el desempeño de los sistemas fotovoltaicos considerando altos grados de contaminación ambiental, que pudiera afectar el rendimiento del algoritmo para la extracción de la máxima potencia y evaluar bajo estas condiciones los algoritmos de seguimiento.

Validar los resultados obtenidos con la técnica de seguimiento propuesta, en un sistema de mayor escala donde se pueda analizar el efecto de los arreglos serie y paralelo de paneles fotovoltaicos bajo diferentes condiciones de operación y sombreado parcial.

Realizar un análisis técnico-económico de la implementación de diversas técnicas de control inteligentes en sistemas fotovoltaicos y su impacto en el costo de la tecnología.

BIBLIOGRAFÍA

-
- [1] J. E. N. Jenkins, C. U. Press, Ed. *Renewable Energy Engineering*. United Kingdom: University Printing House, 2017.
- [2] G. S. Alemán-Nava *et al.*, "Renewable energy research progress in Mexico: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 140-153, 2014.
- [3] K. Basiński, B. Ufnalski, and L. M. Grzesiak, "Hybrid MPPT algorithm for PV systems under partially shaded conditions using a stochastic evolutionary search and a deterministic hill climbing," *Power Electronics and Drives*, vol. 2, no. 2, pp. 49-59, 2017.
- [4] K. Ishaque and Z. Salam, "A deterministic particle swarm optimization maximum power point tracker for photovoltaic system under partial shading condition," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 60, no. 8, pp. 3195-3206, 2012.
- [5] J. Shi, W. Zhang, Y. Zhang, F. Xue, and T. Yang, "MPPT for PV systems based on a dormant PSO algorithm," *Electric Power Systems Research*, vol. 123, pp. 100-107, 2015.
- [6] T. Esmam and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439-449, 2007.
- [7] R. Faranda and S. Leva, "Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems," *WSEAS transactions on power systems*, vol. 3, no. 6, pp. 446-455, 2008.
- [8] A. Ibbelouad, A. El Kari, H. Ayad, and M. Mjahed, "A comprehensive comparison of the classic and intelligent behavior MPPT techniques for PV systems," in *2017 14th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, 2017, pp. 526-531: IEEE.
- [9] M. Kordestani, A. Mirzaee, A. A. Safavi, and M. Saif, "Maximum Power Point Tracker (MPPT) for Photovoltaic Power Systems-A Systematic Literature Review," in *2018 European Control Conference (ECC)*, 2018, pp. 40-45: IEEE.
- [10] K. Divya and G. Sugumaran, "Intelligent control technique for MPPT of PV system," in *2014 2nd International Conference on Devices, Circuits and Systems (ICDCS)*, 2014, pp. 1-5: IEEE.
- [11] S. Gupta and K. Saurabh, "Modified Artificial Killer Whale Optimization Algorithm for Maximum Power Point Tracking under Partial Shading Condition," in *2017 International Conference on Recent Trends in Electrical, Electronics and Computing Technologies (ICRTEECT)*, 2017, pp. 87-92: IEEE.
- [12] V. Phimmason, Y. Kondo, T. Kamejima, and M. Miyatake, "Verification of efficacy of the improved PSO-based MPPT controlling multiple photovoltaic arrays," in *2011 IEEE Ninth*
-

-
- International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, 2011, pp. 1015-1019: IEEE.
- [13] S. Miqoi, A. El Ougli, B. Tidhaf, and A. Rabhi, "Application of fuzzy logic on a PV water pumping system," in *3rd International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA)*, 2014, pp. 1-6: IEEE.
- [14] M. D. Singh, V. Shine, and V. Janamala, "Application of artificial neural networks in optimizing MPPT control for standalone solar PV system," in *2014 International Conference on Contemporary Computing and Informatics (IC3I)*, 2014, pp. 162-166: IEEE.
- [15] A. K. Rai, N. Kaushika, B. Singh, and N. Agarwal, "Simulation model of ANN based maximum power point tracking controller for solar PV system," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 2, pp. 773-778, 2011.
- [16] Y.-H. Liu, C.-L. Liu, J.-W. Huang, and J.-H. Chen, "Neural-network-based maximum power point tracking methods for photovoltaic systems operating under fast changing environments," *Solar energy*, vol. 89, pp. 42-53, 2013.
- [17] A. Tomar and S. Mishra, "Multi-input single-output DC-DC converter based PV water pumping system," in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, 2016, pp. 1-5: IEEE.
- [18] M. T. A. Khan, M. R. Ahmed, S. I. Ahmed, and S. I. Khan, "Design and performance analysis of water pumping using solar PV," in *2nd International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET 2012)*, 2012, pp. 1-4: IEEE.
- [19] R. Kumar and B. Singh, "Grid interfaced solar PV powered brushless DC motor driven water pumping system," in *2016 7th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, 2016, pp. 1-5: IEEE.
- [20] S.-C. Tan, Y.-M. Lai, and K. T. Chi, "General design issues of sliding-mode controllers in DC-DC converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 3, pp. 1160-1174, 2008.
- [21] P. A. O. Valencia and C. A. Ramos-Paja, "Sliding-mode controller for maximum power point tracking in grid-connected photovoltaic systems," *Energies*, vol. 8, no. 11, pp. 12363-12387, 2015.
- [22] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, 2009.
-

-
- [23] P. Shivananda, "A photovoltaic panel model in matlab/simulink," *Wroclaw University of Technology*, 2013.
- [24] S. A. Mahmoud, M. M. Alsari, E. I. Reda, and R. M. Alhammadi, "MATLAB modeling and simulation of photovoltaic modules," in *2012 IEEE 55th International Midwest Symposium on Circuits and Systems (MWSCAS)*, 2012, pp. 786-789: IEEE.
- [25] F. L. Luo and H. Ye, *Advanced dc/dc converters*. crc Press, 2016.
- [26] A. Alzahrani, P. Shamsi, and M. Ferdowsi, "Single and interleaved split-pi DC-DC converter," in *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2017, pp. 995-1000: IEEE.
- [27] F. Spertino and J. S. Akilimali, "Are manufacturing $\$ I \$ - \$ V \$$ mismatch and reverse currents key factors in large photovoltaic arrays?," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 11, pp. 4520-4531, 2009.
- [28] H. Patel and V. Agarwal, "MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 302-310, 2008.
- [29] A. Mäki and S. Valkealahti, "Power losses in long string and parallel-connected short strings of series-connected silicon-based photovoltaic modules due to partial shading conditions," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 27, no. 1, pp. 173-183, 2011.
- [30] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method," *IEEE transactions on power electronics*, vol. 20, no. 4, pp. 963-973, 2005.
- [31] B. Subudhi and R. Pradhan, "Characteristics evaluation and parameter extraction of a solar array based on experimental analysis," in *2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, 2011, pp. 340-344: IEEE.
- [32] M. A. Masoum, H. Dehbonei, and E. F. Fuchs, "Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 17, no. 4, pp. 514-522, 2002.
- [33] H. Koizumi and K. Kurokawa, "A novel maximum power point tracking method for PV module integrated converter," in *2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference*, 2005, pp. 2081-2086: IEEE.
- [34] D. Pilco and J. Jaramillo, "Sistemas fotovoltaicos para iluminación: paneles fotovoltaicos," *Univ. Técnica Part. Loja*, pp. 1-4, 2008.
-

-
- [35] V. Salas, E. Olias, A. Lazaro, and A. Barrado, "New algorithm using only one variable measurement applied to a maximum power point tracker," *Solar energy materials and solar cells*, vol. 87, no. 1-4, pp. 675-684, 2005.
- [36] G. De Cesare, D. Caputo, and A. Nascetti, "Maximum power point tracker for portable photovoltaic systems with resistive-like load," *Solar energy*, vol. 80, no. 8, pp. 982-988, 2006.
- [37] L. Piegari and R. Rizzo, "Adaptive perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking," *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, no. 4, pp. 317-328, 2010.
- [38] J. H. Lee, H. Bae, and B. H. Cho, "Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size," in *2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2006, pp. 603-607: IEEE.
- [39] K. S. Tey and S. Mekhilef, "Modified incremental conductance algorithm for photovoltaic system under partial shading conditions and load variation," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 10, pp. 5384-5392, 2014.
- [40] J. Prakash and S. K. Sahoo, "Modeling of photovoltaic system and design of MPPT controller using PSO algorithm," in *International conference on Environment & energy*, 2013, pp. 36-41.
- [41] K. Ishaque and Z. Salam, "A deterministic particle swarm optimization maximum power point tracker for photovoltaic system under partial shading condition," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 60, no. 8, pp. 3195-3206, 2013.
- [42] E. Neri-Rodríguez, M. Oliver-Salazar, and S. Ortiz-López, "Comparación entre los algoritmos optimización por enjambre de partículas y perturbar y observar en un sistema fotovoltaico bajo condiciones de sombreado parcial," *Cuernavaca, Morelos, México: CENIDET*, 2015.

ANEXOS

Anexo 1

Código del algoritmo PSO implementado

```
function D = PSO(Vpv, Ipv)
%#codegen
%#Parámetros iniciales y variables persistentes
persistent u;
persistent dcurrent;
persistent pbest;
persistent p;
persistent dc;
persistent v;
persistent counter;
persistent gbest;
if(isempty(counter))
    counter=0;
end
if(isempty(dcurrent))
    dcurrent=0.45;
end
if(isempty(gbest))
    gbest=0.5;
end
if(isempty(p))
    p=zeros(4,1);
end

if(isempty(v))
    v=zeros(4,1);
end

if(isempty(pbest))
    pbest=zeros(4,1);
end
if(isempty(u))
    u=0;
end
if(isempty(dc))
    dc=zeros(4,1);
    dc(1)=0.35;
    dc(2)=0.4;
    dc(3)=0.45;
    dc(4)=0.45;
end
if(counter>=1 && counter<30)
    D=dcurrent;
    counter=counter+1;
    return;
end
counter=0;

if(u>=1 && u<=4)
    if((Vpv*Ipv)>p(u))
```

```
        p(u)=Vpv*Ipv;
        pbest(u)=dcurrent;
    end
end
u=u+1;
if(u==6)
    u=1;
end
if(u==1)
    D=dc(u);
    dcurrent=D;
    counter=1;
    return;
elseif(u==2)
    D=dc(u);
    dcurrent=D;
    counter=1;
    return;
elseif(u==3)
    D=dc(u);
    dcurrent=D;
    counter=1;
    return;
elseif(u==4)
    D=dc(u);
    dcurrent=D;
    counter=1;
    return;
elseif(u==5 )
    [m,i]=max(p);
    gbest=pbest(i);
    D=gbest;
    dcurrent=D;
    counter=1;
    %actualización de la velocidad
    v(1)=updatevelocity(v(1),pbest(1),dc(1),gbest)
    v(2)=updatevelocity(v(2),pbest(2),dc(2),gbest)
    v(3)=updatevelocity(v(3),pbest(3),dc(3),gbest)
    v(4)=updatevelocity(v(4),pbest(4),dc(4),gbest)
    %actualización del ciclo de trabajo
    dc(1)=updateduty(dc(1),v(1))
    dc(2)=updateduty(dc(2),v(2))
    dc(3)=updateduty(dc(3),v(3))
    dc(4)=updateduty(dc(4),v(4))

    return;

else
    u=0.5
    y=0.5
    D=0.45

end

end
```

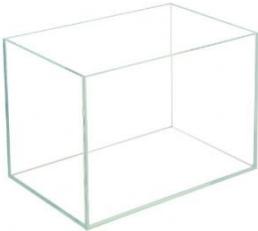
```
function vfinal=updatevelocity(velocity,pobest,d,gwbest)
% PSO Parametros
w=0.4;% Peso inercial
%w=(1.1-(pobest/gwbest));
% Relación de amortiguación del peso de inercial
c1=1.05;      % Coeficiente de aprendizaje personal
c2=1.05;      % Coeficiente de aprendizaje global

vfinal = (w*velocity)+(c1*rand(1)*(pobest-d))+(c2*rand(1)*(gwbest-d));
end
function dfinal=updateduty(d,velocity)
dup=d+velocity;
if(dup>1)
    dfinal=1;
elseif(dup<0)
    dfinal=0;
else
    dfinal=dup;
end
end
```

Anexo 2

Especificación de materiales e insumos del arreglo experimental

Tabla 3. Materiales para la construcción del arreglo experimental

Materiales para el arreglo experimental			
Cantidad	Unidad	Descripción	Imagen
1	Pieza	Panel fotovoltaico 25 W *25 Watts *Voltaje de circuito abierto 21.6V *Voltaje en punto de máxima potencia 17.4V *Corriente de corto circuito 1.58 A *Corriente en el punto de máxima potencia 1.44 A	
1	Pieza	Bomba de corriente directa 19W, 12 V	
1	Pieza	Tanque de acrílico 20 x 30 x 20 cm	
6	Pieza	Conexión codo plástico 1/2"	

Materiales para el arreglo experimental			
Cantidad	Unidad	Descripción	Imagen
10	Metros	Manguera industrial transparente 1/2"	
8	Pieza	Conexión cople plástico 1/2" macho y hembra	
2	Pieza	Válvula de plástico 1/2"	
6	Pieza	Abrazadera metálica 1"	
1	Pieza	Cinta de teflón 3/4 10 m	

Materiales para el arreglo experimental			
Cantidad	Unidad	Descripción	Imagen
25	Piezas	Cincho de plástico 25 cm	
5	Metros	Cable de uso rudo bipolar 14 AWG	
2	Metros	Cable bipolar negro/rojo 16 AWG	
10	Piezas	Conectores y terminales tipo espada	
10	Piezas	Tornillos de 1" x 1/4 con arandela y tuerca	

Materiales para el arreglo experimental			
Cantidad	Unidad	Descripción	Imagen
1	Pieza	Soporte para panel 55 x 35 cm	
5	Pieza	Base cuadrada autoaderible para cinchos	