

**Seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos conectados a la red
ante sombras parciales**

Liceth Tatiana León Duarte

Yolanda Rodríguez Porras

Trabajo De Grado Para Optar El Título De Ingeniero Electricista

Director:

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctora En Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

Dedico este proyecto a toda mi familia, por su apoyo y animarme a seguir adelante, porque en los momentos más difíciles siempre estuvieron a mi lado y me sacaban una sonrisa, no sé qué haría sin ustedes, me hacen sentir muy afortunada de tenerlos conmigo, pero sobre todo dedico este logro a mis padres, que con sacrificio me han convertido en la persona que soy, ustedes que son los promotores de este sueño, que me inspiran a ser mejor cada día y a pesar que el camino no ha sido sencillo me han demostrado que puedo alcanzar lo que me propongo, los amo con todo mi corazón.

Liceth Tatiana León Duarte

Dedico este proyecto de grado a mi familia, por confiar y creer siempre en mí, porque sin ustedes este camino seguramente hubiese sido más difícil, en especial a mis padres que son el pilar fundamental de mi vida, porque gracias a su inmenso amor y sacrificio me han convertido en una mujer fuerte y me han motivado siempre a cumplir cada meta que me propongo, no me alcanzan las palabras ni me alcanzará la vida para agradecerles por tanto, este logro es por ustedes y para ustedes, los amo infinitamente.

De manera especial dedico también este proyecto al amor de mi vida, porque su apoyo y amor incondicional han sido fundamentales en mi formación como profesional.

YOLANDA RODRIGUEZ PORRAS

Agradecimientos

A Dios por todas las bendiciones recibidas
por darme una segunda oportunidad para seguir luchando
hasta alcanzar este logro y por permitirme ver lo hermosa que es la vida.

A mis padres, Juan Carlos y Flor María,
por confiar y creer en mí
porque siempre han sido mi motor y lo que le da sentido a mi vida.

A mis hermanos, Oscar y Diego
por llenarme de felicidad, por motivarme cada día
por toda su dedicación, estoy muy orgullosa de ustedes.

A el amor de mi vida, David
por su amor y apoyo incondicional
que siempre se mantuvo a mi lado y nunca me dejó desfallecer.

A toda mi familia
por todas sus manifestaciones de amor
por todos sus consejos y por impulsarme a alcanzar mis sueños.

A todos mis amigos
por el cariño y todas las alegrías, los llevo en el corazón.

A mi compañera, Yolanda
por el sacrificio y la entrega con este trabajo
y ante todo por ser una excelente amiga.

A la Universidad Industrial de Santander
por abrirme las puertas y permitir mi formación profesional.

LICETH TATIANA LEÓN DUARTE

A Dios, por la vida, por mi familia
y por todas las bendiciones con las que ha llenado mi vida,
su gracia y su amor me han permitido alcanzar este logro.

A mis amados padres, Celestino y Yolanda,
ustedes han sido mi mayor motivación,
gracias por su esfuerzo y dedicación,
por apoyarme siempre y por darme una familia llena de amor.

A mis hermanos, Diana, Juan Carlos, Viviana y Miguel Ángel
por creer en mí y por el esfuerzo que han tenido que hacer en momentos de dificultad,
su ejemplo ha sido la muestra mas pura del amor de hermanos.

Al amor de mi vida, Wilson, por su amor y apoyo incondicional,
gracias porque a pesar de la distancia estas siempre presente
y me motivas cada día a perseguir mis sueños.

A mi amiga y compañera de proyecto, Tatiana,
gracias por su entrega y dedicación,

A mis amigos por todas y cada una de las experiencias vividas a lo largo este camino.

A la profesora María Alejandra por el tiempo y la orientación que nos brindó.

A la E3T y a la Universidad Industrial de Santander por abrirme las puertas,
que permitieron mi formación profesional.

A todos y cada uno de ustedes, gracias.

YOLANDA RODRIGUEZ PORRAS.

Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos	18
1.1 Objetivo General	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	19
2.1 Generador Fotovoltaico	20
2.2 Modelo Circuitual del Panel Fotovoltaico	21
2.3 Convertidor DC/DC	22
2.4 Inversor	23
3. Lazos de control del inversor	25
3.1 Esquema general de control del sistema fotovoltaico conectado a la red.....	25
3.2 Generación de la corriente de referencia	26
3.3 Controlador proporcional resonante	28
4. Seguimiento del punto de máxima potencia	30
4.1 Algoritmo de Perturbar y Observar.....	34
4.2 Algoritmo de Observar, Comparar y Perturbar.....	36
4.3 Algoritmo basado en lógica difusa	38
5. Resultados	44

5.1 Caso 1: Condiciones de irradiancia no uniforme y temperatura constante.....	45
5.2 Caso 2: Condiciones de irradiancia y temperatura no uniformes	48
5.3 Análisis de la respuesta ante sombras parciales.....	50
5.4 Análisis de los indicadores de desempeño.....	54
6. Conclusiones	59
7. Recomendaciones	61
Referencias Bibliográficas	62
Apéndices.....	66

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Constantes del controlador PR.....	30
Tabla 2. Características de las técnicas MPPT en condiciones de sombreado parcial. (AnuradhaP, 2008)	33
Tabla 3. Características de los elementos del sistema fotovoltaico conectado a la red.	44
Tabla 4. Condiciones de irradiancia y temperatura para el caso 1.....	46
Tabla 5. Condiciones de irradiancia y temperatura del caso 2.	48
Tabla 6. Comparación de los algoritmos utilizados teniendo en cuenta los indicadores de desempeño.....	58

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Sistema fotovoltaico conectado a la red.	20
Figura 2. Modelo circuital de un panel fotovoltaico.....	21
Figura 3. Modelo convertidor Boost.....	22
Figura 4. Circuito equivalente del inversor.....	24
Figura 5. Esquema de control del sistema fotovoltaico.	25
Figura 6. Esquema de control de la generación de la corriente de referencia.	26
Figura 7. Sistema de Control del Inversor.	29
Figura 8. Curvas I-V y P-V en condiciones de irradiancia uniforme.	32
Figura 9. Diagrama de Flujo del Algoritmo de Perturbar y Observar.	35
Figura 10. Diagrama de flujo del algoritmo de Observar, Comparar y Perturbar.	38
Figura 11. Estructura lógica del controlador difuso.....	39
Figura 12. Diagrama de bloques del sistema fotovoltaico.....	40
Figura 13. Funciones de membresía en la entrada al controlador difuso.....	41
Figura 14. Funciones de membresía de la salida del controlador difuso.....	42
Figura 15. Esquema de análisis de la curva PV según la ubicación del error E. T.....	43
Figura 17. Curvas características Potencia-Tensión del arreglo fotovoltaico para el caso 1, en los intervalos de tiempo: a) $4 < t \leq 6$ [s] b) $6 < t \leq 8$ [s].....	47

Figura 18. Curvas características Potencia-Tensión del arreglo fotovoltaico para el caso 2, en los intervalos de tiempo: a) $4 < t \leq 6$ [s] b) $6 < t \leq 8$ [s]..... 49

Figura 19. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo P&O tradicional para el caso 1. .. 50

Figura 20. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo OC&P para el caso 1..... 51

Figura 21. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo basado en lógica difusa para el caso 1..... 52

Figura 22. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo OC&P para el caso 2..... 53

Figura 23. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo baso en lógica difusa para el caso 2. 53

Figura 24. Eficiencia del algoritmo OC&P con condiciones de irradiancia no uniforme (caso 1). 55

Figura 25. Eficiencia del algoritmo OC&P para condiciones de irradiancia y temperatura no uniformes (caso 2)..... 55

Figura 26. Eficiencia del algoritmo basado en lógica difusa con condiciones de irradiancia no uniforme (caso 1). 56

Figura 27. Eficiencia del algoritmo basado en lógica difusa para condiciones de irradiancia y temperatura no uniformes (caso 2). 57

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Sistema fotovoltaico	66

Resumen

TÍTULO: SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ANTE SOMBRAS PARCIALES.*

AUTORES: LICETH TATIANA LEÓN DUARTE.
YOLANDA RODRIGUEZ PORRAS.**

PALABRAS CLAVE: algoritmos *MPPT*, sombras parciales, sistema fotovoltaico conectado a la red, máxima potencia global, corriente de referencia.

DESCRIPCIÓN:

En el presente trabajo de grado se presenta un análisis comparativo entre dos algoritmos utilizados para el seguimiento del punto de máxima potencia cuando en un generador fotovoltaico se presentan condiciones de sombreado parcial y cambios en la temperatura. Para este caso de análisis se realizó la simulación de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica a través del entorno de programación MATLAB/SIMULINK.

Inicialmente se realiza la revisión y descripción de los elementos que componen el sistema fotovoltaico, donde se explican los modelos usados para: el panel fotovoltaico, el convertidor DC/DC elevador, el inversor DC/AC y el filtro de conexión a la red eléctrica LCL. Además de esto, se realiza un breve análisis de la estructura de control utilizada para la integración del generador fotovoltaico con la red, en este caso se utilizaron 3 lazos de control: uno para el seguimiento del punto de máxima potencia, otro para la generación de la corriente de referencia y el último para el control del inversor DC/AC.

Posteriormente se realiza la selección de dos algoritmos utilizados para condiciones de sombreado parcial y se evalúan sus indicadores de desempeño, mediante la simulación de varios casos donde ocurran cambios en las condiciones de irradiancia y temperatura.

Finalmente, se encuentra que ambos algoritmos garantizan la extracción de la máxima potencia disponible por el generador fotovoltaico y aunque tiene eficiencias similares difieren en su complejidad de implementación y en la cantidad de recursos necesarios para esta.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: María Alejandra Mantilla Villalobos, Doctora en Ingeniería Electrónica.

Abstract

TITLE: MAXIMUM POWER POINT TRACKING DURING PARTIAL SHADING IN 'ON GRID' PV SYSTEMS.*

AUTORES: LICETH TATIANA LEÓN DUARTE.
YOLANDA RODRIGUEZ PORRAS.**

KEY WORDS: MPPT algorithm, partial shading, PV systems, on grid, global Maximum power, reference current.

DESCRIPTION:

The next work shows a comparative analysis between two algorithms used to follow the Maximum power point when a PV generator is under partial shading and temperature changes. In this case an on grid PV system was simulated using MATLAB/SIMULINK.

Initially a check and description of the elements was made, it explains the models used to the PV array DC/DC Converter DC/AC inverter and the connection filter to the grid. Also, a brief analysis is made to the control structure used to put together the on-grid PV system. In this case three control loops were used (MPPT, Reference current and dcaac inverter control).

Then two algorithms were selected to test in partial shading conditions to evaluate their performance indicators with the simulation results during irradiance and temperature variations.

Finally, the results show that the algorithms guarantee the maximum available power extraction from the PV generator, but some differences are found because the complexity and the implementation of each algorithm are not the same.

* Research work.

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings, School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Advisor: Ph.D. María Alejandra Mantilla Villalobos, PhD in Electronic Engineering.

Introducción

La necesidad de mitigar los efectos del cambio climático ha impulsado a países en el mundo para que opten por el cambio de sus modelos energéticos, buscando que el uso de las energías renovables se incremente de forma significativa (Barcena, Alicia; Cimili, Mario; García-Buchaca, Raúl; Fidel, Luis; Perez, 2019). Una de estas es la solar fotovoltaica, una muy buena alternativa para la generación de energía eléctrica debido a que el sol es una fuente inagotable de energía, gratuita y limpia. Sin embargo, el mayor reto en un generador fotovoltaico es trabajar siempre en el punto de máxima eficiencia, es decir, el punto en el que el arreglo de módulos fotovoltaicos entrega su máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés), lo que se busca garantizar durante cada instante de tiempo, ya que los niveles de radiación solar tienen un carácter variable según las condiciones específicas y alteraciones (condiciones de sombras parciales) del entorno donde se encuentre instalado el generador (Bastidas-Rodriguez et al., 2014).

Un punto de gran interés en este tema corresponde a la operación de los algoritmos desarrollados para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), ante posibles condiciones de irradiación no uniforme en el generador fotovoltaico, como las sombras parciales causadas por alteraciones externas en el entorno donde se encuentra instalado el generador, que pueden ser producidas por el paso de nubes, el crecimiento de árboles o la instalación de antenas y construcción de edificios. Estas condiciones pueden hacer más compleja la característica potencia vs. tensión (P-V) del sistema, con la presencia de puntos de máxima potencia locales, que no representan el punto de máxima potencia global (De Yong et al., 2016),

lo que ocasiona pérdidas de energía ya que el sistema de generación no entrega la máxima potencia a la red eléctrica todo el tiempo.

Una de las alternativas para superar los inconvenientes que originan la presencia de sombras parciales en un generador fotovoltaico es la implementación de algoritmos que permitan garantizar la extracción de la máxima potencia. A lo largo de los años se han estudiado diferentes técnicas de control, algunas de estas son la modificación de algoritmos convencionales como lo son: perturbar y observar, conductancia incremental, tensión constante, entre otras. Por otro lado, existen técnicas de mayor complejidad dentro de las cuales se pueden encontrar: algoritmos basados en lógica difusa (*Fuzzy Logic*), redes neuronales artificiales (*Artificial Neuronal Network*), RCC (*Ripple Correlation Control*), etc.; donde se ha encontrado que las características de estos algoritmos varían en su complejidad, su velocidad de convergencia al punto de máxima potencia, su costo de implementación, su efectividad, los sensores utilizados, entre otros aspectos (Bastidas-Rodriguez et al., 2014).

En el presente trabajo de grado se realizó la implementación mediante simulación, de un sistema fotovoltaico conectado a la red bajo condiciones de sombreado parcial y cambios en la temperatura, con el fin de estudiar el comportamiento de dos algoritmos empleados para el seguimiento del punto de máxima potencia y realizar una comparación teniendo en cuenta sus indicadores de desempeño.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar un análisis comparativo entre al menos dos algoritmos utilizados para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, *Máximo Power Point Tracking*) global en sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante sombras parciales.

1.2 Objetivos Específicos

Para garantizar el cumplimiento del objetivo general del proyecto se plantean los siguientes objetivos específicos:

Hacer una revisión de diferentes algoritmos empleados en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés), bajo condiciones de irradiancia no uniforme para sistemas fotovoltaicos centralizados.

Comparar las características propias de cada algoritmo estudiado para el seguimiento del MPP, tales como su complejidad en la implementación, parámetros medidos, dependencia del arreglo y convergencia al MPP global.

Seleccionar en base a una comparación previa dos algoritmos de control para el seguimiento del MPP para su posterior implementación en el entorno de simulación, empleando el software MATLAB/Simulink.

Determinar los indicadores de desempeño de la respuesta dinámica y en estado estable de los algoritmos, tales como: tiempo de convergencia al punto de máxima potencia global, error en potencia cuando se ha alcanzado estado estable y eficiencia del algoritmo.

2. Sistema fotovoltaico conectado a la red

Un sistema fotovoltaico conectado a la red típico está conformado por un arreglo de paneles fotovoltaicos que se interconectan de forma serie-paralelo para obtener la potencia nominal requerida, uno o varios convertidores DC/DC, uno o varios inversores DC/AC, un filtro de conexión a la red eléctrica y los dispositivos de control que se requieran.

El sistema fotovoltaico que se estudia en el presente trabajo de grado se muestra en la figura 1, consta de un arreglo de 4 paneles fotovoltaicos en conexión serie y dos etapas de conversión. La primera etapa es el acondicionamiento de la tensión de salida del arreglo fotovoltaico, en esta la tensión DC es elevada a un nivel DC por medio de un convertidor DC/DC. La segunda etapa es la conversión de la tensión de DC a la salida del primer convertidor a una señal AC por medio de un inversor DC/AC, necesario para conectarse a la red. Además, se requiere conectar un filtro entre el inversor y el punto de conexión común para suprimir componentes armónicas de la corriente inyectada.

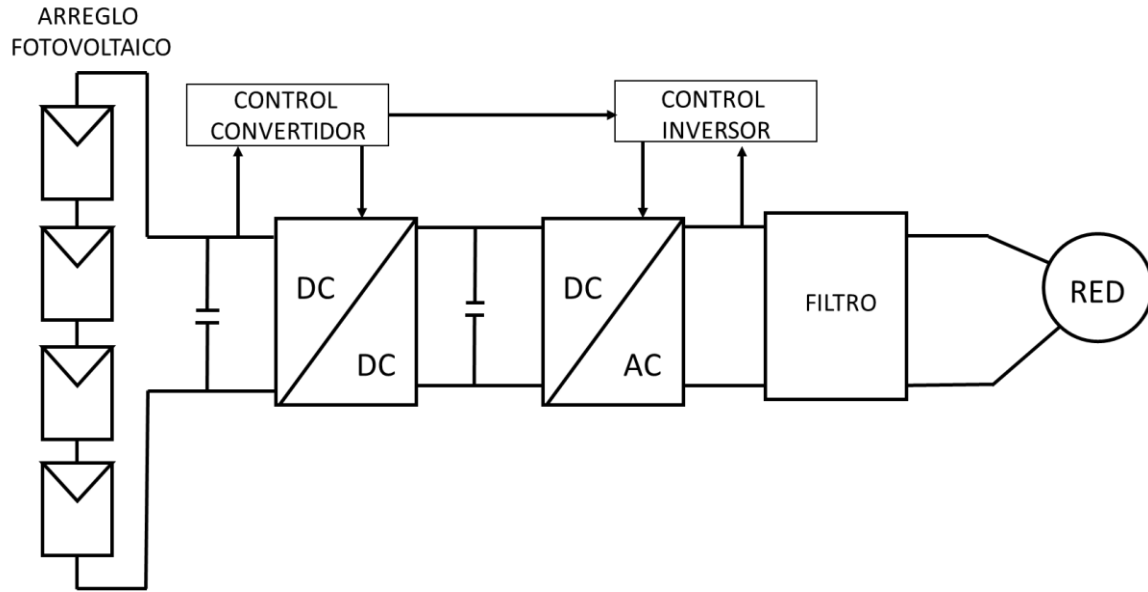


Figura 1. Sistema fotovoltaico conectado a la red.

2.1 Generador Fotovoltaico

Un generador fotovoltaico está conformado por la conexión de varios arreglos de paneles fotovoltaicos que transforman la energía solar en energía eléctrica. El elemento principal de este generador es el panel fotovoltaico, que a su vez consiste en la conexión eléctrica de varias celdas solares fotovoltaicas, las cuales se conectan en circuitos serie y paralelo para obtener la tensión y corriente deseada. Este módulo por efecto fotoeléctrico produce una diferencia de potencial (tensión) cuando la luz solar incide sobre él, de tal manera que es posible modelarlo como una fuente de corriente no lineal. Claramente, la corriente de salida depende de las características del material de fabricación, la radiación incidente y la temperatura del panel, entre otros (Villalva et al., 2009).

2.2 Modelo Circuitual del Panel Fotovoltaico

Las celdas solares que componen un panel fotovoltaico están construidas generalmente por materiales semiconductores tipo p-n, estas al ser expuestas a la radiación solar, generan una corriente DC. Un modelo equivalente de la celda solar fotovoltaica ayuda a comprender mejor su funcionamiento, este se presenta en la figura 2.

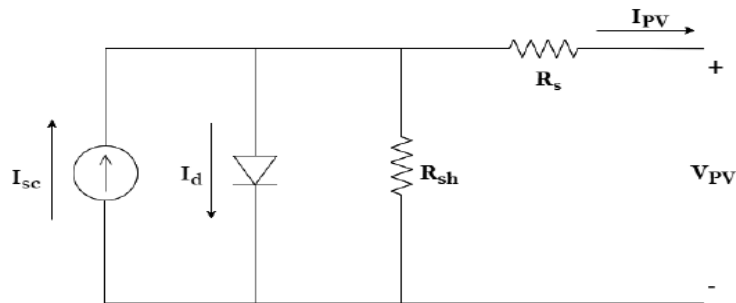


Figura 2. Modelo circuitual de un panel fotovoltaico. Tomado de (Pérez Arango, 2016)

En el modelo presentado en la figura 2, la fuente de corriente ideal I_{sc} representa la corriente generada por la radiación solar incidente en la celda, la resistencia serie R_s representa la pérdidas debidas a contactos y conexiones; y R_{sh} representa la corriente de fuga del diodo (Ruiz C et al., 2010). Más adelante en el apéndice A se explicarán con detalle las características de la celda solar fotovoltaica.

2.3 Convertidor DC/DC

El convertidor DC/DC es un dispositivo empleado para variar el valor de la tensión DC que suministra la fuente a los niveles de tensión o corriente que requiera la carga. Existen diferentes topologías de convertidores que dependen de la necesidad y la cantidad de potencia requerida, dentro de los cuales se pueden mencionar: convertidor elevador (*Boost*), convertidor reductor (*Buck*) y convertidor reductor-elevador (*Buck-Boost*) (Dragan & Erickson, 2001). En un sistema de generación fotovoltaica, el convertidor además de ajustar la tensión a la salida del arreglo de paneles fotovoltaicos se encarga de controlar el punto de operación de este, mediante la implementación de algoritmos de control que ajustan el ciclo de trabajo del convertidor para que el sistema opere en el punto de máxima eficiencia y así poder garantizar la extracción de la mayor cantidad de potencia para inyectar a la red. En el presente trabajo de grado se consideró un convertidor de tipo elevador cuya finalidad es obtener una tensión de salida mayor al de entrada. El modelo del convertidor se presenta en la figura 3.

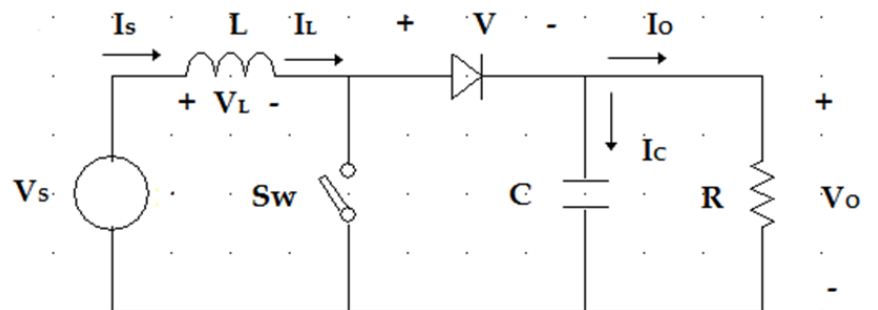


Figura 3. Modelo convertidor Boost.

El circuito equivalente del convertidor está compuesto por una inductancia L , dispositivos semiconductores y un condensador C que es el responsable de reducir el rizo de la tensión V_o a la salida del convertidor (este valor debe ser lo suficientemente grande para garantizar esto). V_s es la tensión a la salida del arreglo fotovoltaico e I_s , I_l , I_c e I_o , son las corrientes de la fuente, la bobina, el condensador y la carga R , respectivamente. En este caso, el interruptor pasivo es un diodo y como interruptor activo un transistor, que puede ser un MOSFET, un IGBT o un GTO; su encendido (T_{on}) y apagado (T_{off}) es controlado a través del ciclo de trabajo (D), donde la señal impuesta por el MPPT se compara con una señal triangular de alta frecuencia y el tren de pulsos generado dispara el transistor.

En el presente trabajo de grado se utilizó como interruptor activo un IGBT con diodo en antiparalelo, controlado por medio de algoritmos MPPT que varían el ciclo de trabajo de tal manera que el sistema pueda operar en el punto de máxima potencia sin importar si hay variaciones en las condiciones ambientales, como cambios de irradiancia en la parte del arreglo fotovoltaico (sombras parciales) o cambios de temperatura.

2.4 Inversor

El inversor es un dispositivo usado para la conversión de una tensión de entrada en continua a una tensión de salida en alterna. En el sistema fotovoltaico estudiado en este trabajo, se empleó un inversor centralizado para convertir la corriente continua generada en corriente alterna, de manera que posea las mismas características de la red eléctrica y así poder realizar su inyección al sistema eléctrico.

El inversor usado es uno de onda completa, este tipo de inversor es monofásico en el cual se utilizan cuatro IGBT, como se observa en la figura 4, los cuales funcionan a partir de una secuencia de conmutación.

El inversor genera en su salida una tensión en AC mediante el uso de una técnica de modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés). Esta tensión presenta un alto contenido de armónicos de alta frecuencia, por esta razón es necesario conectar un filtro LCL con una resistencia de amortiguación, entre la salida del inversor y la red (Hassaine, 2010). Este filtro permite suministrar a la red corrientes sinusoidales, debido a su gran capacidad de supresión de armónicos (Cossoli et al., 2018), los valores seleccionados para el filtro LCL y la forma de obtenerlos se encuentran en el apéndice A.

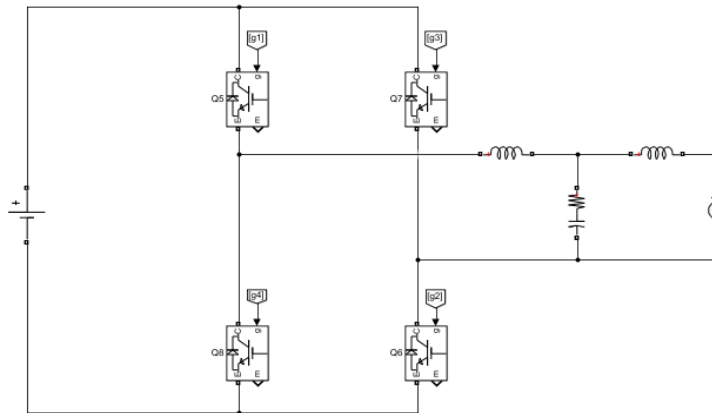


Figura 4. Circuito equivalente del inversor.

Para el funcionamiento del inversor de puente completo se implementa la técnica PWM unipolar, en la cual se toman dos señales sinusoidales, las cuales están desfasadas 180° entre sí y poseen la misma frecuencia y magnitud, y son comparadas con una señal de pulso triangular

(portadora) (Soomro et al., 2017). En este caso el ancho de cada pulso varía en proporción con la amplitud de la onda sinusoidal de referencia en cada periodo de conmutación (Rashid, 2001).

3. Lazos de control del inversor

3.1 Esquema general de control del sistema fotovoltaico conectado a la red

El control de un sistema fotovoltaico conectado a la red consta de tres lazos (ver figura 5) mencionados a continuación:

- Seguimiento del punto de máxima potencia (se explica en el capítulo 4).
- Generación de la corriente de referencia
- Control del inversor de potencia

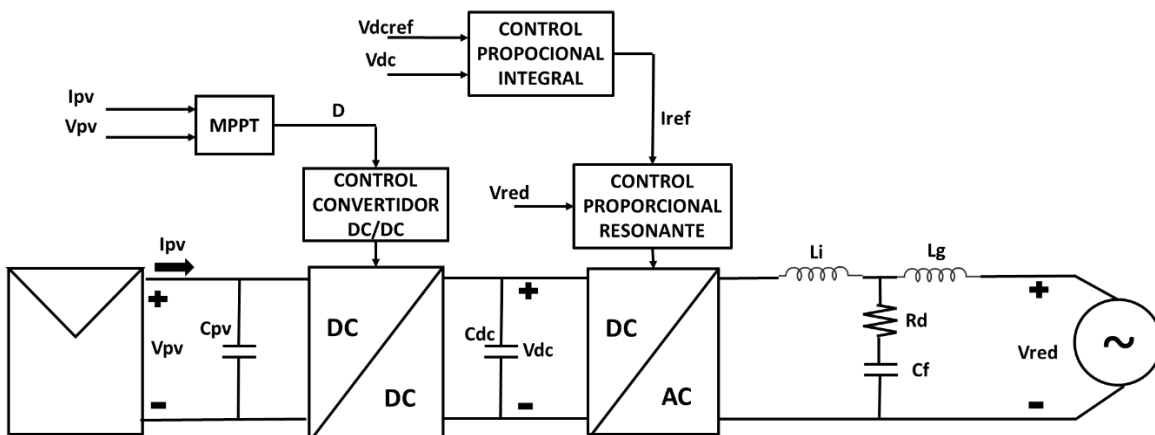


Figura 5. Esquema de control del sistema fotovoltaico.

3.2 Generación de la corriente de referencia

El sistema fotovoltaico conectado a la red convierte la energía solar en energía eléctrica útil según los requisitos de la red (Paul et al., 2018). En este trabajo se considera el caso en el cual el sistema fotovoltaico entrega sólo potencia activa a la red, por lo tanto, para realizar una adecuada conexión es necesario asegurar una inyección de corriente sinusoidal pura, de manera que esta se encuentre en fase con la tensión de la red en el punto de conexión común (PCC, por sus siglas en inglés).

Partiendo de lo anterior, la finalidad de este lazo de control es determinar una corriente de referencia en cada instante de tiempo según la potencia que se tiene en la entrada del inversor (Ver figura 6) (Castellanos Martínez & Quiñones González, 2013). Esta corriente de referencia permite definir la potencia a inyectar a la red y las características de la señal de corriente inyectada. Asimismo, esta corriente permite controlar la tensión del bus de continua del inversor de potencia, de tal manera que esta se mantenga en un valor de referencia deseado.

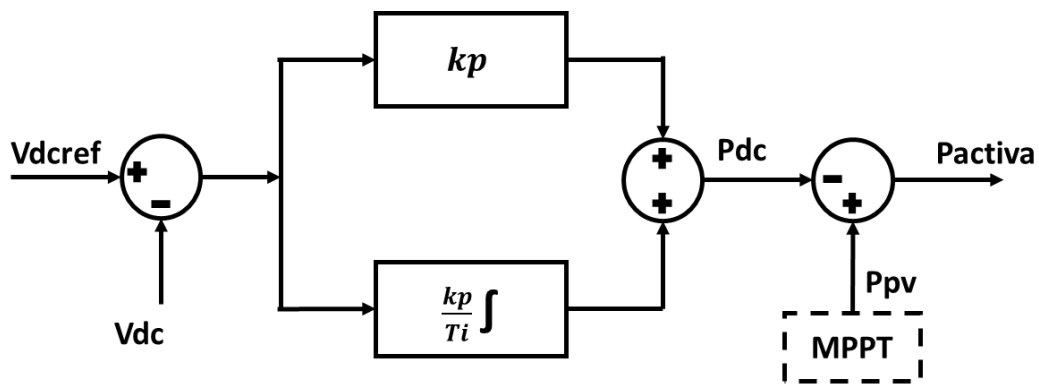


Figura 6. Esquema de control de la generación de la corriente de referencia.

Para obtener la corriente de referencia se utiliza la ecuación (1):

$$i_{ref}(t) = \frac{P_{activa} V_{red}(t)}{V_{redrms}^2} \quad (1)$$

La potencia activa se halla de la ecuación (2)

$$P_{activa} = P_{MPPT} - P_{dc} \quad (2)$$

Donde:

$V_{red}(t)$: tensión que entrega la red en el PCC.

V_{redrms} : valor rms de la tensión de la red en el PCC.

P_{MPPT} : Potencia activa instantánea que entrega el generador fotovoltaico.

P_{dc} : Potencia requerida para mantener la tensión del condensador del lado de continua en el valor de referencia V_{dcref} .

Con el fin de obtener la potencia anteriormente mencionada (P_{dc}), se usa un control proporcional integral (PI), que permite estabilizar la tensión del bus de DC cerca del valor de referencia (Li et al., 2016).

El regulador PI se encuentra definido por la ecuación (3):

$$P_{dc} = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int e(t) dt \quad (3)$$

Teniendo en cuenta la ecuación (4):

$$e(t) = V_{dcref} - V_{dc} \quad (4)$$

Donde:

$e(t)$: Es la diferencia entre la tensión ideal que se quiere en el condensador del lado de continua y la tensión real que se presenta en el condensador.

V_{dcref} : 300 V

V_{dc} : Tensión en el condensador del lado de continua del inversor.

K_p : Ganancia proporcional

T_i : Tiempo integral que representa la cantidad de veces que se está repitiendo la acción proporcional.

Para la selección de los valores de las constantes K_p y T_i , se debe tener en cuenta el sistema y el diseño que se tenga, para este caso se escogió: $K_p=15$, $T_i= 1$ (Castellanos Martínez & Quiñones González, 2013).

3.3 Controlador proporcional resonante

Este lazo de control se enfoca en generar los pulsos de conmutación del inversor de manera que la corriente inyectada siga la corriente de referencia. Para lo anterior, se emplea un controlador de corriente en lazo cerrado el cual determina la tensión requerida a la salida del inversor a partir del error de corriente. Posteriormente, esta tensión es sintetizada mediante una técnica de modulación de ancho de pulso (PWM) unipolar, encargada de la generación de los pulsos de conmutación.

Para controlar la corriente que se inyecta a la red eléctrica se utiliza un controlador Proporcional Resonante (PR) que gracias a una ganancia infinita en su frecuencia fundamental, puede superar dos inconvenientes bien conocidos del control proporcional integral (PI), que son: la incapacidad de rastrear una referencia sinusoidal con un error de estado estable cero y la capacidad deficiente de rechazo ante perturbaciones (Cha et al., 2009).

En algunos casos el controlador PR ideal puede ocasionar inestabilidad al sistema, debido a que la ganancia en la frecuencia fundamental es infinita, por lo que se considera usar un controlador Proporcional-Resonante (PR) con amortiguamiento (Álzate Aristizábal, 2017).

La ecuación de transferencia del controlador PR con amortiguamiento se presenta en la ecuación (5) (Cha et al., 2009) :

$$G_{PR}(s) = k_{pr} + \frac{2k_i\omega a s}{s^2 + 2\omega a s + \omega_0^2} \quad (5)$$

Donde:

k_{pr} : Corresponde a la ganancia proporcional del controlador.

k_i : Permite aumentar la ganancia de la campana de resonancia.

ωa : Determina en *rad/s* el ancho de la campana de resonancia del controlador.

ω_0 : Determina a ubicación del centro de la campana de resonancia del controlador.

Considerando el filtro LCL de conexión a la red que se observa en la figura 5, se obtiene la ecuación de transferencia entre la corriente inyectada a la red y la tensión de salida del inversor (Cha et al., 2009), la cual se muestra en (6):

$$G_{LCL}(s) = \frac{R_d C_f s + 1}{L_i L_g C_f s^3 + (L_i + L_g) R_d C_f s^2 + (L_i + L_g) s} \quad (6)$$

Con el fin de obtener las constantes para el controlador PR, es necesario desarrollar el sistema de la figura 7.

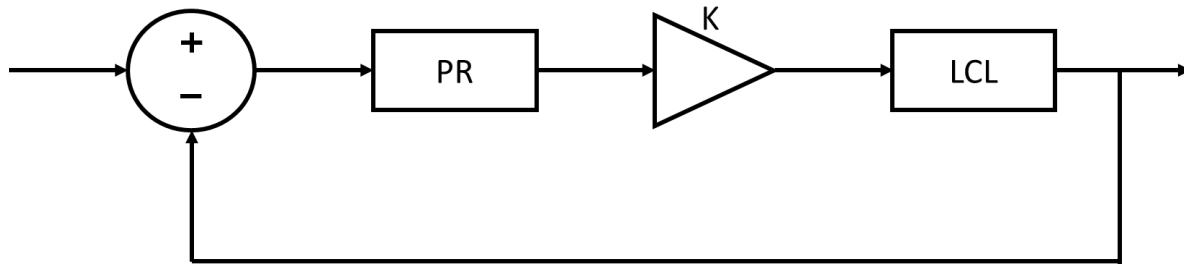


Figura 7. Sistema de Control del Inversor.

Una vez se simplifica el sistema de la figura 7 se obtiene la función de transferencia $G(s)$, la cual se muestra en la ecuación (7):

$$G(s) = \frac{PR * k * G(s)_{LCL}}{1 + PR * k * G(s)_{LCL}} \quad (7)$$

Aunque existen muchos métodos analíticos para el diseño de un controlador PR, para este sistema se aplica el criterio de estabilidad de Routh Hurwitz, para la determinación de los valores de los parámetros y se obtienen las constantes de la tabla 1. La explicación en detalle del cálculo de estas constantes se encuentra en el apéndice A.

Tabla 1.

Constantes del controlador PR.

Constantes	Valor
k_{pr}	21.6224
k_i	8408.714
ωa	37.6991 $\left[\frac{rad}{s}\right]$
ω_0	120 π $\left[\frac{rad}{s}\right]$

4. Seguimiento del punto de máxima potencia

Existen diferentes técnicas de control utilizadas para la extracción de la máxima potencia en un generador fotovoltaico, estas estrategias se basan en algoritmos matemáticos que se encargan de identificar el punto de operación en el cual el generador entrega la máxima potencia. La tensión y corriente del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia se denotan mediante las

variables V_{mpp} e I_{mpp} , respectivamente. Los diferentes algoritmos que siguen este punto se encargan de generar la señal de conmutación al convertidor DC-DC, con una relación de trabajo controlada con el fin de garantizar que el sistema fotovoltaico trabaje alrededor del MPP (Farías et al., 2011).

Las técnicas MPPT tradicionales tales como Perturbar y Observar, Conductancia Incremental y Tensión Constante, pueden garantizar la extracción de la mayor potencia siempre y cuando el arreglo fotovoltaico presente condiciones de irradiancia y temperatura uniforme en cada uno de los paneles que lo componen (Esrám & Chapman, 2007); de otro modo, cuando se presenten condiciones de sombreado parcial en el arreglo, la curva P-V presentará más de un pico de potencia, lo que puede ocasionar que el algoritmo no identifique el punto de máxima potencia global del arreglo y pueda quedarse operando en un punto de potencia local ocasionando que el sistema tenga una menor generación.

A manera de ejemplo, se muestra en la figura 8 la curva característica de Potencia-Tensión de un arreglo fotovoltaico compuesto de 4 paneles conectados en serie, en la figura 8(a) se tienen condiciones uniformes de irradiancia y temperatura y se observa un solo punto de máxima potencia, lo que garantiza que independientemente de cuál sea el método empleado para el MPPT, el generador fotovoltaico trabajará en el punto de máxima potencia.

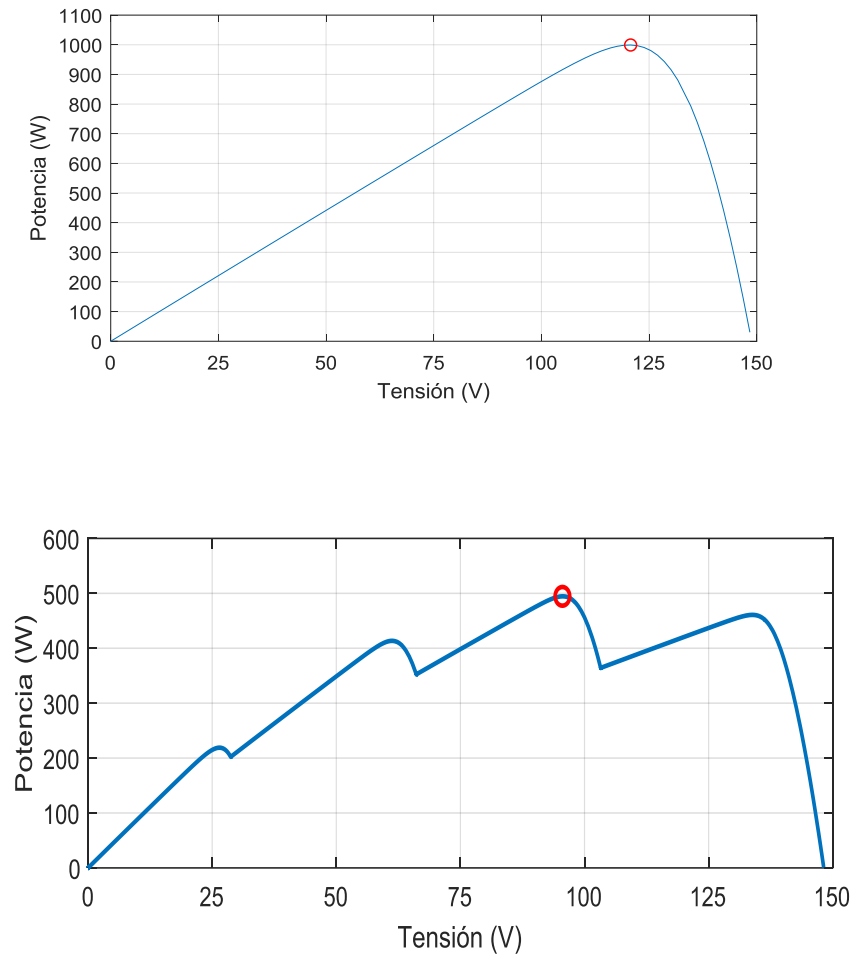


Figura 8. Curvas I-V y P-V en condiciones de irradiancia uniforme.

De otro modo como se observa en la figura 8(b) cuando se tienen condiciones de sombreado parcial aparecen diferentes picos de potencia en la curva, que pueden ocasionar que los algoritmos tradicionales se mantengan en un máximo local y no garanticen la extracción de la máxima potencia del generador fotovoltaico.

En la literatura se encuentran diferentes algoritmos que funcionan cuando existen condiciones no uniformes de irradiancia y de temperatura. Algunos de estos son: Observar, Comparar y Perturbar (OC&P) (Archila Valderrama, 2016) ,Conductancia Incremental Modificado (Raja et al., 2019), entre otros; estos son modificaciones de algoritmos tradicionales por lo tanto su

implementación no es compleja, pero si requieren de más tiempo para encontrar el MPP global. Por otra parte, están los que emplean inteligencia artificial como: Lógica Difusa (Benlahbib et al., 2018), Redes Neuronales (Subha & Himavathi, 2014), Enjambre de partículas (PSO) (Bidram et al., 2012), algoritmos genéticos (Ben Smida & Sakly, 2016), entre otros, que requieren mayores requisitos de hardware para su implementación, pero convergen más rápido al MPP global.

A continuación, se resumen las características principales de algunos de los algoritmos utilizados en el seguimiento del punto de máxima potencia cuando se presentan condiciones de sombreado parcial y se presentan en la tabla 2.

Tabla 2.

Características de las técnicas MPPT en condiciones de sombreado parcial. (AnuradhaP, 2008)

Técnica MPPT	Dependencia del arreglo	Velocidad de convergencia	Complejidad de implementación	Parámetros medidos
PYO modificado (OC&P)	Si	Variable	Baja	Tensión y corriente
Conductancia Incremental Modificado	No	Variable	Intermedia	Tensión y corriente
Lógica Difusa	Si	Rápida	Alta	Tensión y corriente
Enjambre de Partículas (PSO)	Si	Intermedia	Alta	Tensión y corriente
Redes Neuronales	Si	Rápida	Alta	Temperatura, irradiancia y corriente
Control de correlación múltiple	No	Rápida	Baja	Tensión y corriente

Técnica MPPT	Dependencia del arreglo	Velocidad de convergencia	Complejidad de implementación	Parámetros medidos
Algoritmos genéticos	Si	Muy rápida	Muy alta	Tensión y corriente

Debido al análisis anterior se hace una comparación entre las características de cada uno de los algoritmos presentados en la tabla 1 y se opta por seleccionar dos técnicas que varíen en sus características, principalmente en el tiempo de convergencia al MPP global y en su complejidad de su implementación. Los algoritmos seleccionados son: OC&P y un algoritmo que emplea lógica difusa (SI-FLC, por sus siglas en inglés *single-input Fuzzy logic controller*).

A continuación, se presenta una descripción de la técnica Perturbar y Observar tradicional y los dos algoritmos seleccionados.

4.1 Algoritmo de Perturbar y Observar

Este método consiste en realizar una perturbación positiva o negativa, es decir, aumentar o disminuir en pequeños pasos el ciclo de trabajo (D) del convertidor DC-DC y observar el cambio en la potencia del generador fotovoltaico.

Para el desarrollo de este algoritmo primero se miden los valores de tensión y corriente del generador, con estas medidas se calcula el cambio en la potencia (ΔP) y en la tensión (ΔV) entre el instante actual (k) y el inmediatamente anterior (k-1). De aquí en adelante se siguen los pasos que se indican en la figura 9, para aumentar o disminuir la tensión del arreglo fotovoltaico según sea el caso, con la finalidad de aumentar o disminuir el ciclo de trabajo.

El principal inconveniente que presenta este método es que al presentarse condiciones de sombreado parcial no asegura la extracción del punto de máxima potencia, como ya se mencionó anteriormente.

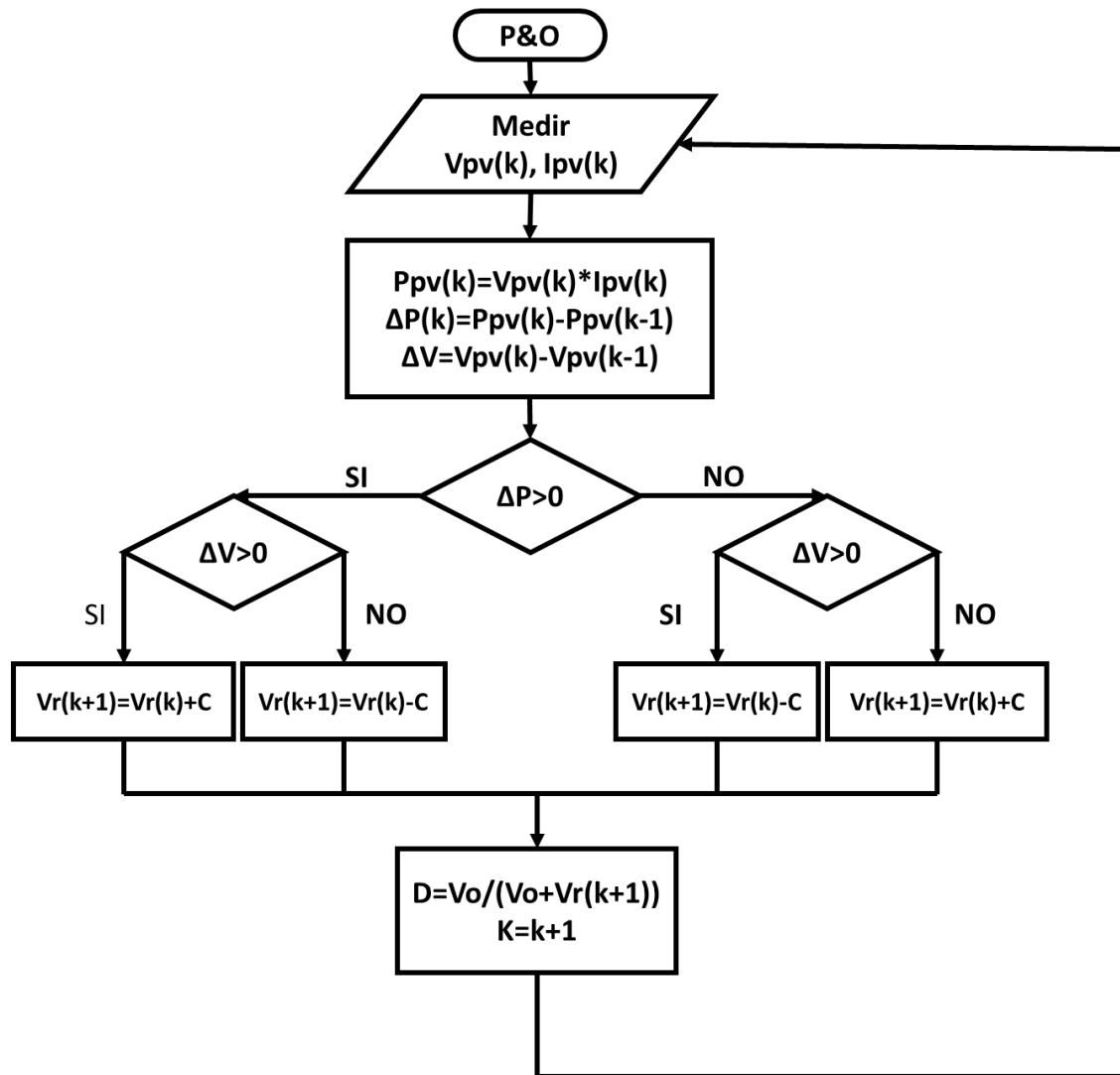


Figura 9. Diagrama de Flujo del Algoritmo de Perturbar y Observar.

4.2 Algoritmo de Observar, Comparar y Perturbar

Este algoritmo es desarrollado por (Archila Valderrama, 2016) y es una modificación del método tradicional perturbar y observar. En este caso, inicialmente se realiza una comparación entre las potencias entregadas por el sistema fotovoltaico a diferentes tensiones de referencia establecidas previamente ($V_r(1)$ a $V_r(n)$, ver en la figura 10), con el fin de localizar la región de la curva $P - V$ donde se encuentra el punto de máxima potencia global. Finalmente se emplea el método P&O tradicional tomando como punto inicial, un punto dentro de la región previamente identificada (Archila Valderrama, 2016).

Para la ejecución de este método se tienen los siguientes pasos:

- Se determina la tensión de circuito abierto en condiciones estándar ($G = 1000 \left[\frac{W}{m^2} \right], T = 25^\circ C$) m del arreglo fotovoltaico (V_{oc}), empleando la ecuación (8).

$$V_{oc} = N * V_{ocp} \quad (8)$$

Donde:

V_{ocp} : Tensión de circuito abierto del panel solar (Ver hoja de datos)

N : número de paneles solares fotovoltaicos conectados en serie

- Se estima el valor aproximado de la tensión ($V_{mpp_{oc}}$) en el punto de máxima potencia (MPP) sin condiciones de sombra parcial, según la ecuación (9).

$$P(MPP) = V_{mpp_{oc}} * I_{mpp} \quad (9)$$

Donde:

$V_{mpp_{oc}}$: Tensión de máxima potencia del arreglo fotovoltaico más cercana a la tensión de circuito abierto (varía entre 0.7 y 0.8 veces V_{oc}).

I_{mpp} : Corriente de máxima potencia del arreglo fotovoltaico.

- Se determinan las tensiones de referencias siguiendo la ecuación (10).

$$V_{ref}(i) = \frac{i * V_{mpp_{oc}}}{n} \quad (10)$$

para $i: 1, 2 \dots n$

Donde:

n : Número de paneles del arreglo fotovoltaico conectados en serie.

- Se determinan la potencia entregada por el arreglo en las tensiones de referencia calculadas en el ítem anterior, mediante la técnica de Tensión Constante (TC). Para el caso general, se aplica al convertidor el ciclo de trabajo D , siguiendo la ecuación (11). El valor de la potencia entregada por el arreglo se determina cuando se alcanza el estado estable para cada una de las tensiones de referencia.

$$D_i = 1 - \frac{V_{ref}(i)}{V_o} \quad (11)$$

para $i: 1, 2 \dots n$

Donde:

D_i : Ciclo de trabajo para cada tensión de referencia aplicado al convertidor.

V_o : Tensión de Salida del convertidor.

- Se comparan las potencias entregadas por el arreglo en las tensiones de referencia y se selecciona el punto en el cual la potencia es mayor, de esta manera se determina la región en la curva $P - V$ donde se encuentra el máximo global de potencia.
- Se inicia el algoritmo P&O tradicional, tomando como tensión de referencia inicial la correspondiente al máximo punto de potencia comparado en el ítem anterior, lo que permite que el algoritmo converja al punto de máxima potencia global.

Nota: El algoritmo OC&P se reinicia cuando ocurre un cambio drástico en la potencia en la región donde se encuentra operando.

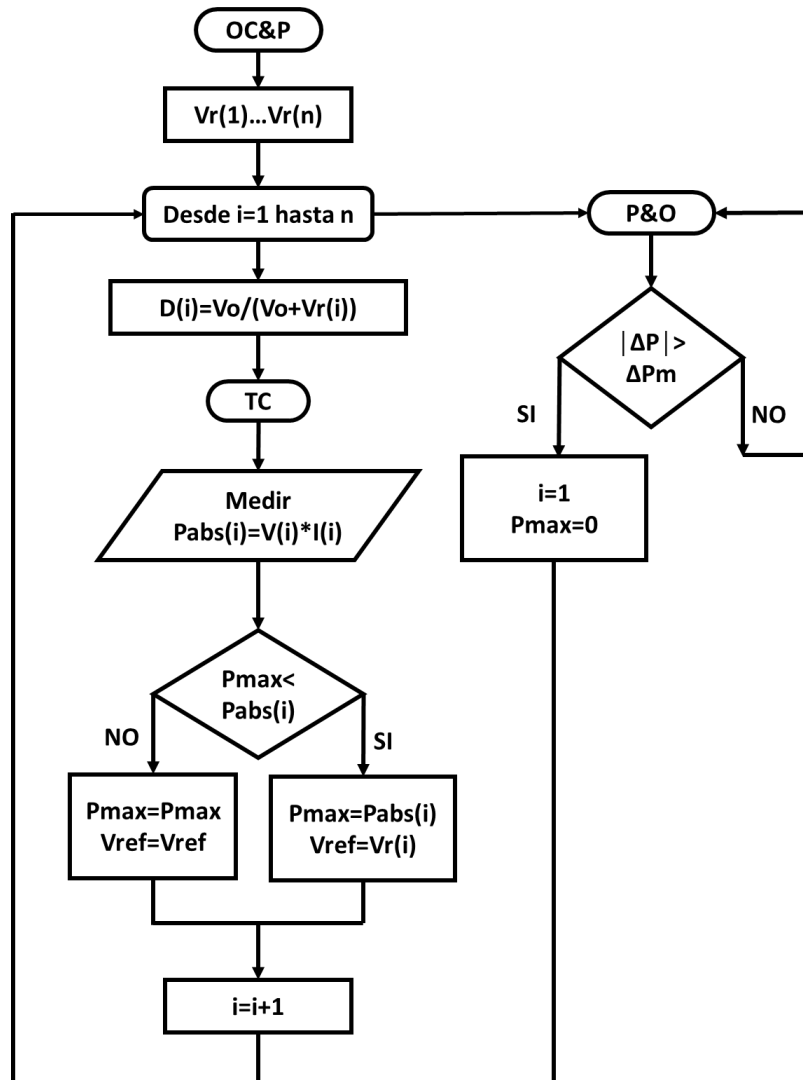


Figura 10. Diagrama de flujo del algoritmo de Observar, Comparar y Perturbar.

4.3 Algoritmo basado en lógica difusa

La lógica difusa es un conjunto de principios matemáticos basados en grados de pertenencia, cuya función es modelar información con base en reglas lingüísticas que aproximan una función

mediante la relación de entradas y salidas del sistema. Esta lógica presenta rangos de pertenencia dentro de un intervalo entre 0 y 1, a diferencia de la lógica convencional, en la que el rango se limita a dos valores: cero o uno (Almache Cabrera, 2013). Los controladores basados en lógica difusa son comúnmente usados gracias a que para encontrar solución a un problema no se necesita precisión en su modelo matemático, además de poder manejar bien la no linealidad de la mayoría de los modelos.

En la literatura se ha encontrado que controladores de lógica difusa (*FLC*, por sus siglas en inglés) se han implementado como alternativa de solución para aquellos inconvenientes que presentan los métodos tradicionales en el MPPT bajo condiciones repentinas de no uniformidad de irradiancia y temperatura, ya que los algoritmos que emplean tienen un mejor desempeño que los algoritmos tradicionales, porque además de lograr rastrear el punto de máxima potencia global del sistema, su respuesta tiene oscilaciones mínimas con una convergencia más rápida en el MPP deseado (Li et al., 2016).

La estructura general de un control mediante lógica difusa consta de tres etapas (ver figura 11).

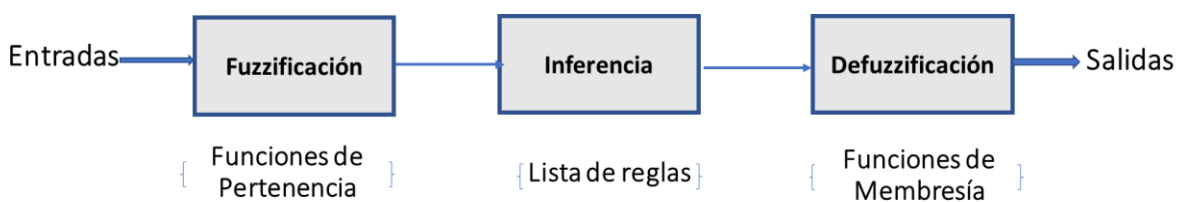


Figura 11. Estructura lógica del controlador difuso.

En el presente trabajo de grado se implementó un algoritmo propuesto en (Benlahbib et al., 2018), el cual propone un controlador difuso con una única entrada, que es el error E presentado en la ecuación (5). La salida del controlador propuesto en este artículo es el cambio en el ciclo de

trabajo ΔD , este es multiplicado por un integrador en tiempo discreto mediante el método Forward Euler (valor predeterminado) como se observa en la figura 12 para obtener el ciclo de trabajo (D), que se obtiene a partir de la ecuación (12) (Benlahbib et al., 2018).

$$D(k) = D(k - 1) + K * T * \Delta D(k - 1) \quad (12)$$

Donde el valor de ganancia K y el tiempo de muestra T del integrador se establecen en 1 y 0,01 respectivamente.

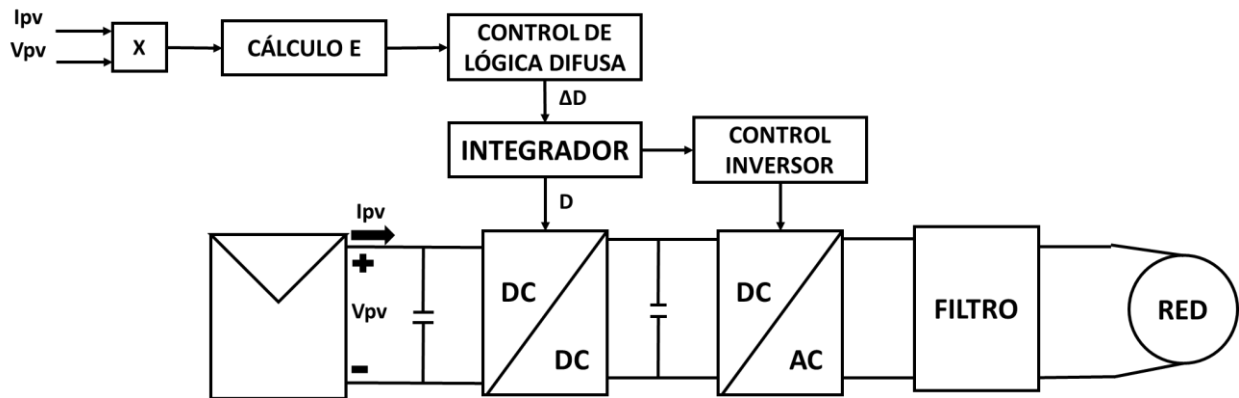


Figura 12. Diagrama de bloques del sistema fotovoltaico.

En este caso, la única entrada al controlador es el error E que se define por medio de la ecuación (13) (Ríos et al., 2014) y su salida es el incremento en el ciclo de trabajo (ΔD).

$$E(k) = \frac{Ppv(k) - Ppv(k - 1)}{Vpv(k) - Vpv(k - 1)} \quad (13)$$

Donde:

k : instante de tiempo.

$Ppv(k)$: Potencia instantánea medida en el instante k .

$Ppv(k - 1)$: Potencia instantánea medida en el instante $k-1$.

$Vpv(k)$: Tensión medida en el instante k

$V_{pv}(k - 1)$: Tensión medida en el instante $k-1$

La entrada E es modulada antes de entrar al bloque de fuzzificación, con lo cual puede tomar los valores en el rango de $[-4.967, 4.967]$ (Benlahbib et al., 2018).

La primera etapa en un controlador difuso es la fuzzificación, aquí se asignan grados de pertenencia a los valores numéricos de la entrada con respecto a las funciones de membresía definidas previamente.

En el caso del presente trabajo de grado se definen tres funciones de membresía tanto para la entrada como para la salida del controlador, estas se observan en las figuras 13 y 14 respectivamente. Cada una de estas funciones está asociada a un conjunto difuso diferente, estos son: negativo(N), cero(Z) y positivo(P).

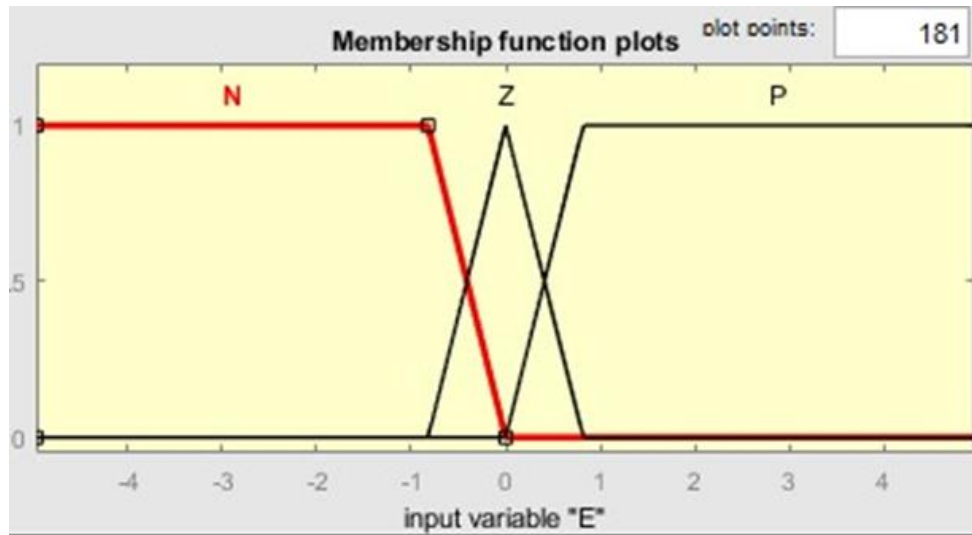


Figura 13. Funciones de membresía en la entrada al controlador difuso.

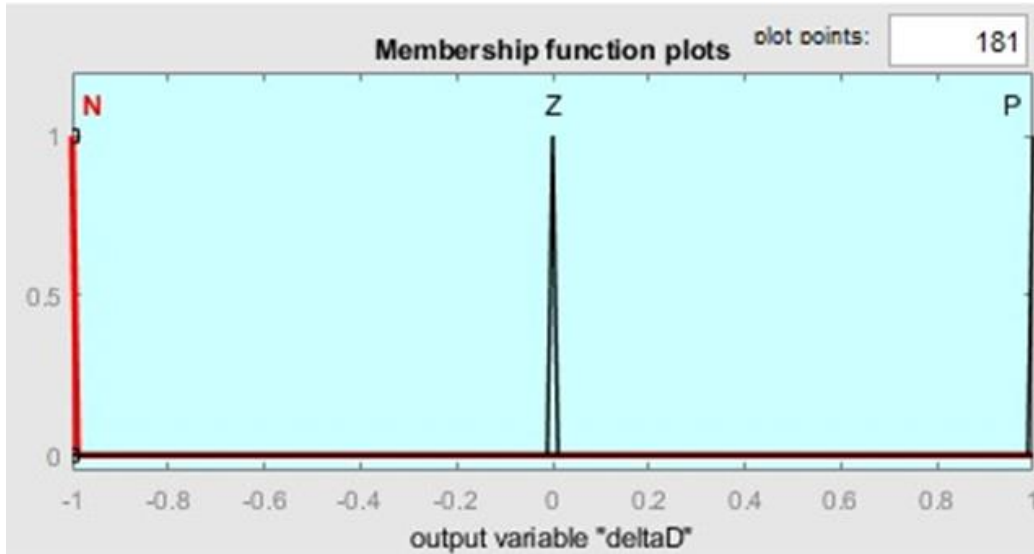


Figura 14. Funciones de membresía de la salida del controlador difuso.

En la etapa de inferencia se define una única salida lingüística para todas las combinaciones posibles de los valores lingüísticos de la entrada. Para que el controlador realice la etapa de inferencia es necesario definir las reglas que permiten obtener la función de pertenencia de salida para fines de defuzzificación. En este caso, se utiliza como base para definir las la posición del error E dentro de la curva característica $P - V$ del generador fotovoltaico (ver figura 15), así:

- SI $\Delta P > 0$ y $\Delta V > 0$, ENTONCES $\left(\frac{\Delta P}{\Delta V}\right) > 0$ LUEGO el ciclo de trabajo D debe disminuirse ($-\Delta D$).
- SI $\Delta P > 0$ y $\Delta V < 0$, ENTONCES $\left(\frac{\Delta P}{\Delta V}\right) < 0$ LUEGO el ciclo de trabajo D debe incrementarse ($+\Delta D$).
- SI $\Delta P < 0$ y $\Delta V > 0$, ENTONCES $\left(\frac{\Delta P}{\Delta V}\right) < 0$ LUEGO el ciclo de trabajo D debe incrementarse ($+\Delta D$).

- SI $\Delta P < 0$ y $\Delta V < 0$, ENTONCES $\left(\frac{\Delta P}{\Delta V}\right) > 0$ LUEGO el ciclo de trabajo D debe disminuirse ($-\Delta D$).

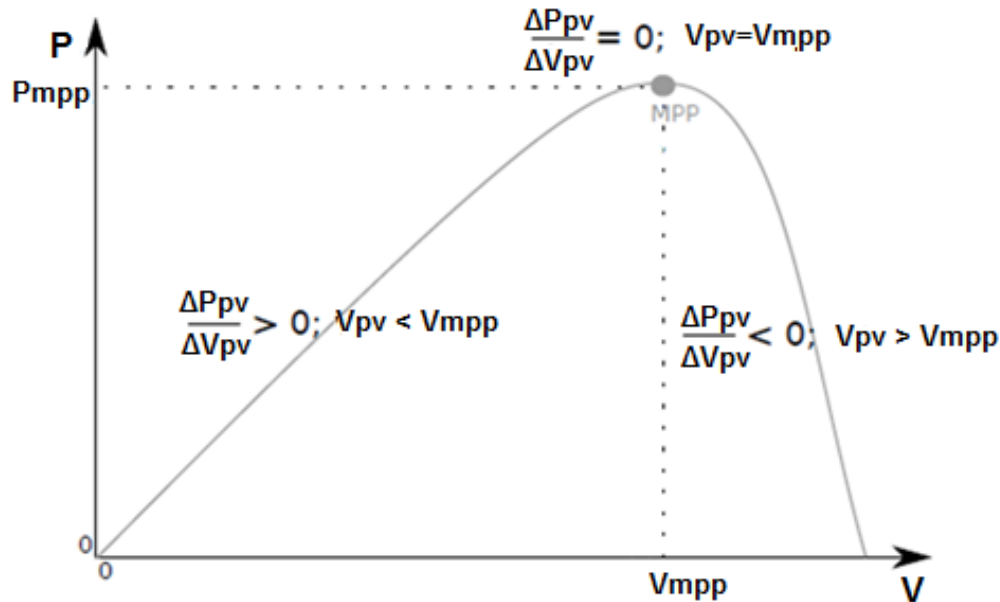


Figura 15. Esquema de análisis de la curva PV según la ubicación del error E. Tomado de (Pérez Arango, 2016).

Del análisis anterior, tomando E como $\left(\frac{\Delta P_{pv}}{\Delta V_{pv}}\right)$ para que el generador fotovoltaico trabaje siempre en el MPP, se definen las siguientes reglas (Benlahbib et al., 2018):

Regla 1: Si E es NEGATIVO, entonces ΔD es POSITIVO

Regla 2: Si E es CERO, entonces ΔD es CERO

Regla 3: Si E es POSITIVO, entonces ΔD es NEGATIVO

Finalmente, el controlador realiza la etapa de defuzzificación, que es el procedimiento para determinar el valor numérico de la salida por medio de un método estadístico.

5. Resultados

El sistema fotovoltaico conectado a la red considerado en este trabajo (ver figura 1), cuenta con 4 paneles CANADIAN SOLAR CS6P-250P en conexión serie, conectados a un convertidor DC/DC por medio de un capacitor (C_{pv}), el convertidor se encuentra conectado a un inversor monofásico DC/AC por medio de un enlace en continua, compuesto por un capacitor (C_{dc}), y para la conexión de este sistema a la red eléctrica se usa un filtro LCL. Los valores de los elementos con los cuales se realizaron todas las simulaciones se resumen en la Tabla 3.

Tabla 3.

Características de los elementos del sistema fotovoltaico conectado a la red.

Elemento	Valor
Paneles Fotovoltaicos (4)	Potencia máx 250 [W] (c/u)
Tensión de máxima potencia de cada panel	30,1 [V]
Corriente de máxima potencia de cada panel	8,3 [A]
Capacitor de entrada del convertidor DC-DC (C_{pv})	10 [μ F]
Capacitor de entrada del inversor (C_{dc})	2200 [μ F]
Condensador del filtro (C_f)	9,21 [μ F]
Inductor del lado del inversor (L_i)	3,6757 [mH]
Inductor del lado de la red (L_g)	0,1837 [mH]
Resistencia de del filtro (R_d)	90 [Ω]
Red de distribución	120[V], 60 [Hz]
Frecuencia de conmutación	20 [kHz]

Con el propósito de evaluar los indicadores de desempeño de los dos algoritmos MPPT previamente seleccionados y realizar una comparación entre estos, se usó la herramienta de simulación MATLAB&SIMULINK considerando condiciones no uniformes de irradiancia, donde pudiera presentarse sombreado parcial en algunos de los paneles del arreglo fotovoltaico, así como cambios en la temperatura.

Se consideraron condiciones iniciales estándar de irradiancia y temperatura en el arreglo fotovoltaico (1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$, respectivamente) hasta que se sincroniza con la red eléctrica. Una vez sincronizado, se realizan cambios en la irradiancia y la temperatura según sea el caso, para dos intervalos de tiempo de $4 < t \leq 6 \text{ [s]}$ y $6 < t \leq 8 \text{ [s]}$. Los casos que exponen las condiciones de irradiancia y temperatura que se tuvieron en cuenta en la simulación se explican en las siguientes secciones 5.1 y 5.2.

5.1 Caso 1: Condiciones de irradiancia no uniforme y temperatura constante

Se considera el arreglo fotovoltaico mencionado anteriormente, que para este caso tiene las condiciones de irradiancia y temperatura descritas en la tabla 4. En el intervalo de tiempo comprendido entre $4 < t \leq 6 \text{ [s]}$, el sistema presenta condiciones de baja uniformidad en la irradiancia, a su vez en el intervalo de $6 < t \leq 8 \text{ [s]}$ se presentan sombras en 3 de los paneles del arreglo. Durante estos dos intervalos de tiempo, en la curva característica P-V del arreglo fotovoltaico se presentan 3 máximos locales y 1 máximo global de potencia como se observa en la figura 17.

Tabla 4.

Condiciones de irradiancia y temperatura para el caso 1.

CASO 1			
Tiempo [s]	Panel	Irradiancia $\left[\frac{W}{m^2}\right]$	Temperatura [°C]
4<t<6	1	700	25
	2	300	25
	3	800	25
	4	500	25
6<t<8	1	1000	25
	2	800	25
	3	700	25
	4	600	25

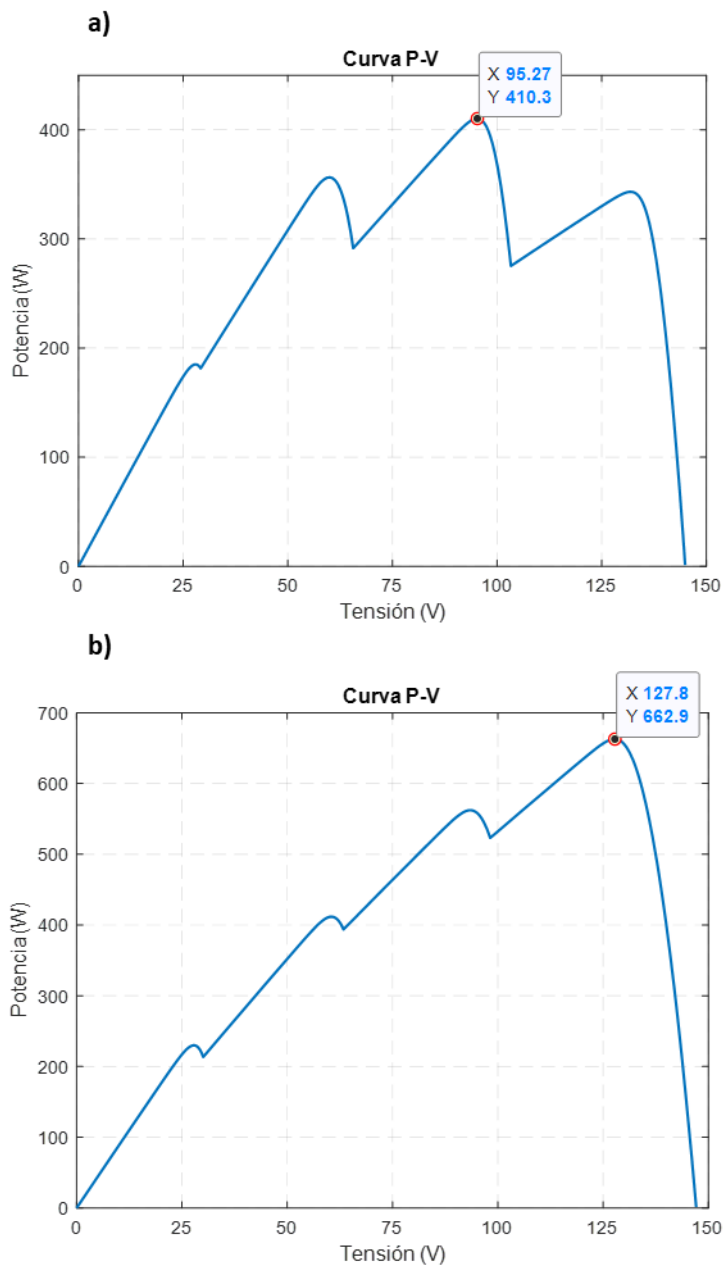


Figura 16. Curvas características Potencia-Tensión del arreglo fotovoltaico para el caso 1, en los intervalos de tiempo: a) $4 < t \leq 6$ [s] b) $6 < t \leq 8$ [s].

5.2 Caso 2: Condiciones de irradiancia y temperatura no uniformes

Se considera el mismo arreglo descrito en el caso anterior, pero en este caso con las condiciones de irradiancia y temperatura descritas en la tabla 5; aquí la temperatura está directamente relacionada con la irradiancia de cada módulo. En el intervalo de tiempo de $4 < t \leq 6$ [s] se presenta una sombra parcial drástica sobre el panel 3, a su vez en el intervalo de $6 < t \leq 8$ [s] se presentan condiciones de baja uniformidad en la irradiancia. Del mismo modo que en el caso anterior, durante estos dos intervalos de tiempo en la curva característica P-V del arreglo fotovoltaico se presentan 3 máximos locales y 1 máximo global de potencia como se observa en la figura 18.

Tabla 5.

Condiciones de irradiancia y temperatura del caso 2.

CASO 2			
Tiempo [s]	Panel	Irradiancia $\left[\frac{W}{m^2}\right]$	Temperatura [°C]
4<t<6	1	1000	38
	2	700	29
	3	300	17
	4	800	32
6<t<8	1	100	11
	2	600	26
	3	900	35
	4	200	14

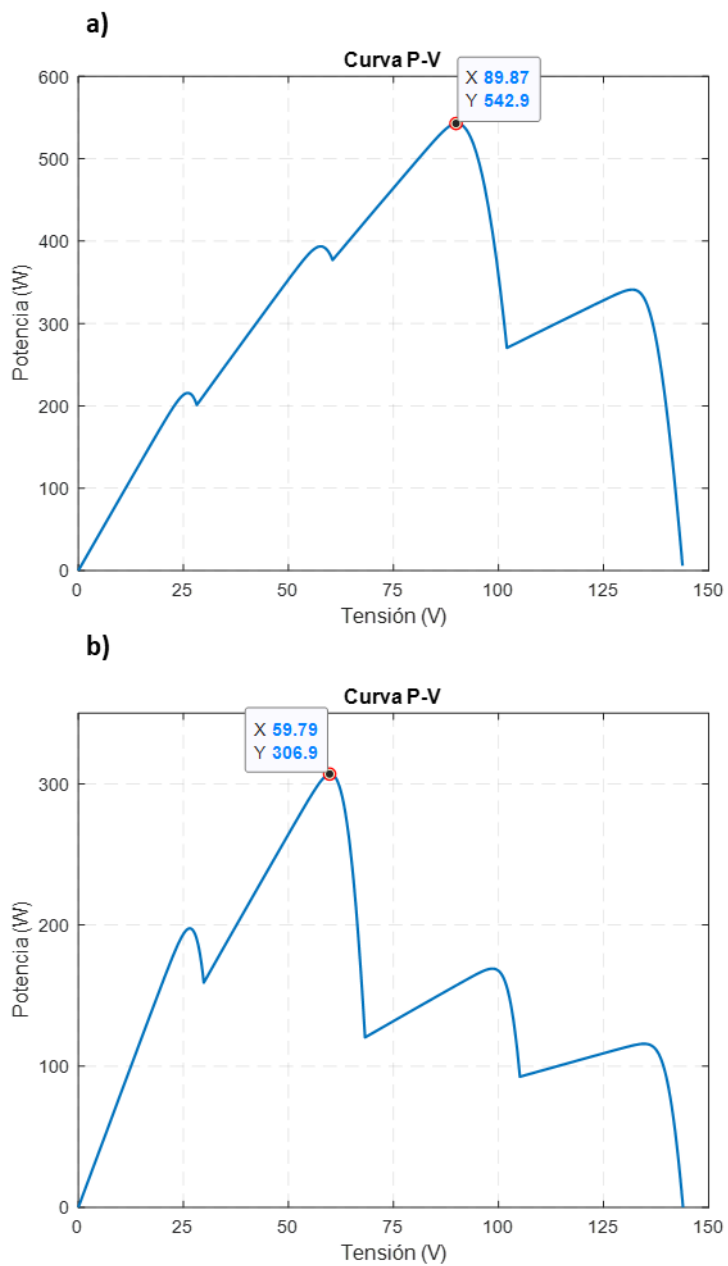


Figura 17. Curvas características Potencia-Tensión del arreglo fotovoltaico para el caso 2, en los intervalos de tiempo: a) $4 < t \leq 6$ [s] b) $6 < t \leq 8$ [s].

5.3 Análisis de la respuesta ante sombras parciales

Caso 1:

A manera de ejemplo, con el fin de verificar que la técnica tradicional P&O en ocasiones no garantiza el seguimiento de la máxima potencia en condiciones de irradiancia no uniformes, se realizó la implementación por medio de simulación del método convencional para el presente caso, obteniéndose la figura 19. Tal como se observa, el algoritmo P&O tradicional cae en un máximo local (P=) y no permite seguir el máximo global de potencia.

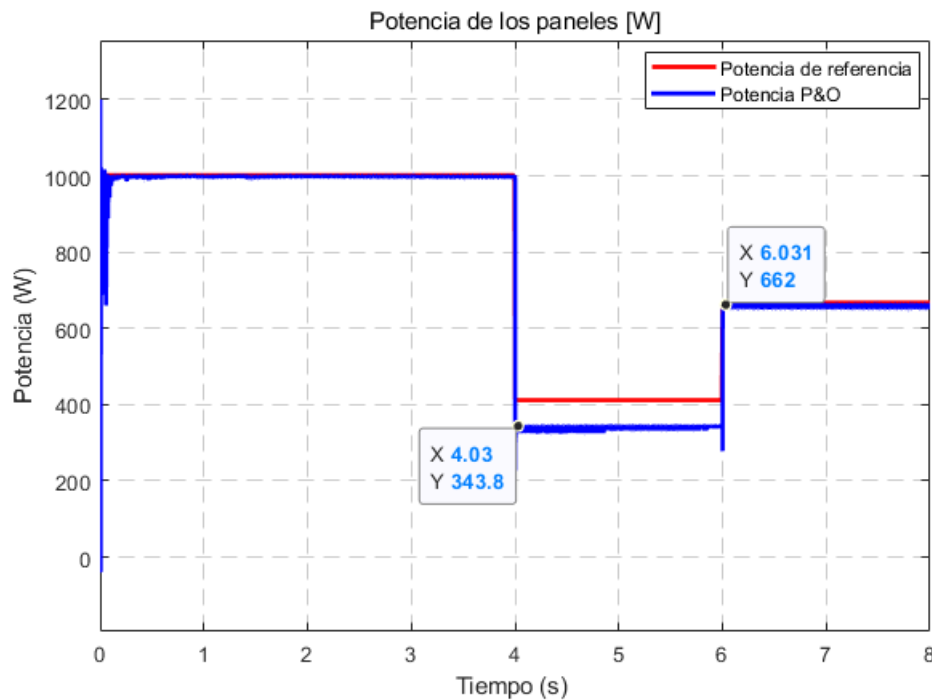


Figura 18. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo P&O tradicional para el caso 1.

Empleando el algoritmo OC&P, se puede observar en la figura 20 que ante una perturbación (sombra parcial) en el sistema, el algoritmo inicialmente realiza una etapa de sensado de potencia

para diferentes tensiones de referencia, con la que posteriormente hace una comparación y determina el valor máximo de potencia que se puede extraer del generador fotovoltaico.

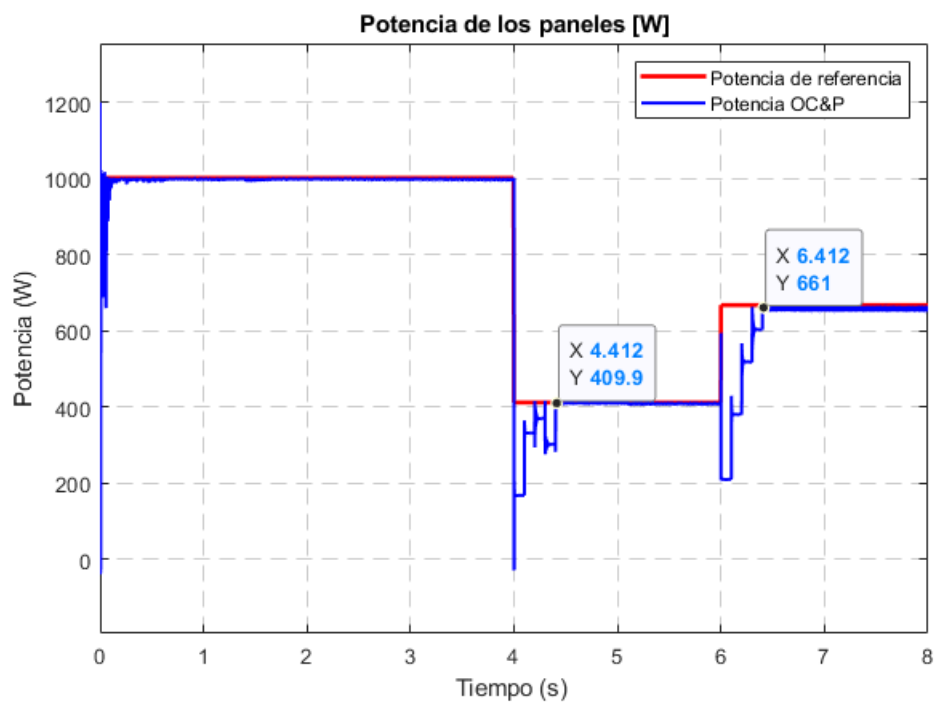


Figura 19. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo OC&P para el caso 1.

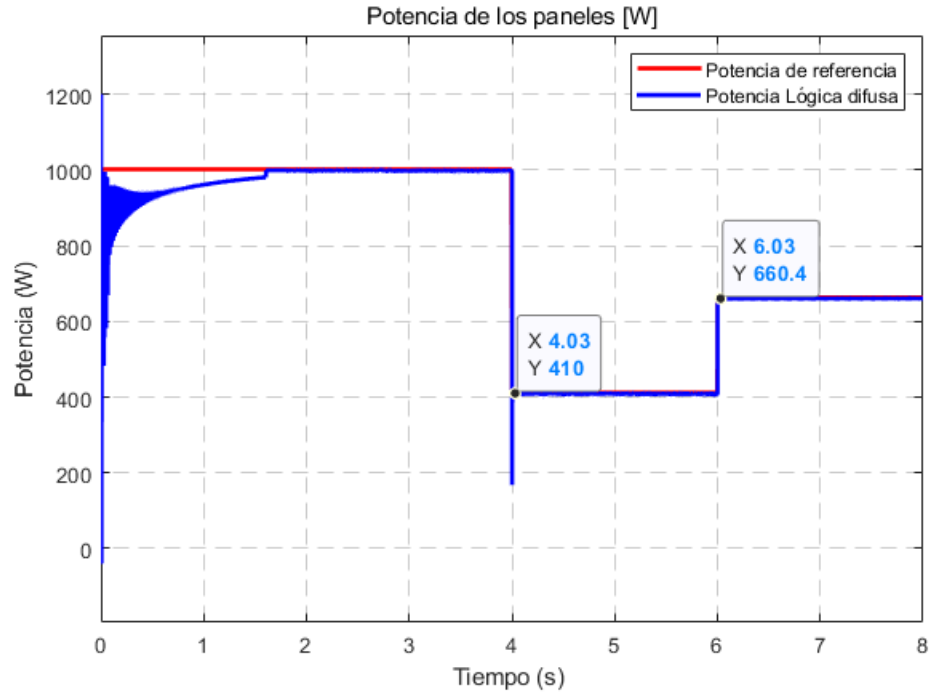


Figura 20. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo basado en lógica difusa para el caso 1.

En la figura 20 se puede observar que el algoritmo OC&P converge al punto global de máxima potencia en 0,412 [s] después del cambio en las condiciones de irradiancia. Por otro lado, usando la técnica de lógica difusa se alcanza el punto de máxima potencia en 0,03 [s], como se observa en la figura 21. Se puede observar que en ambos se alcanza el punto máximo global de potencia, evidenciando la efectividad de los algoritmos ante condiciones de sombreado parcial.

Caso 2:

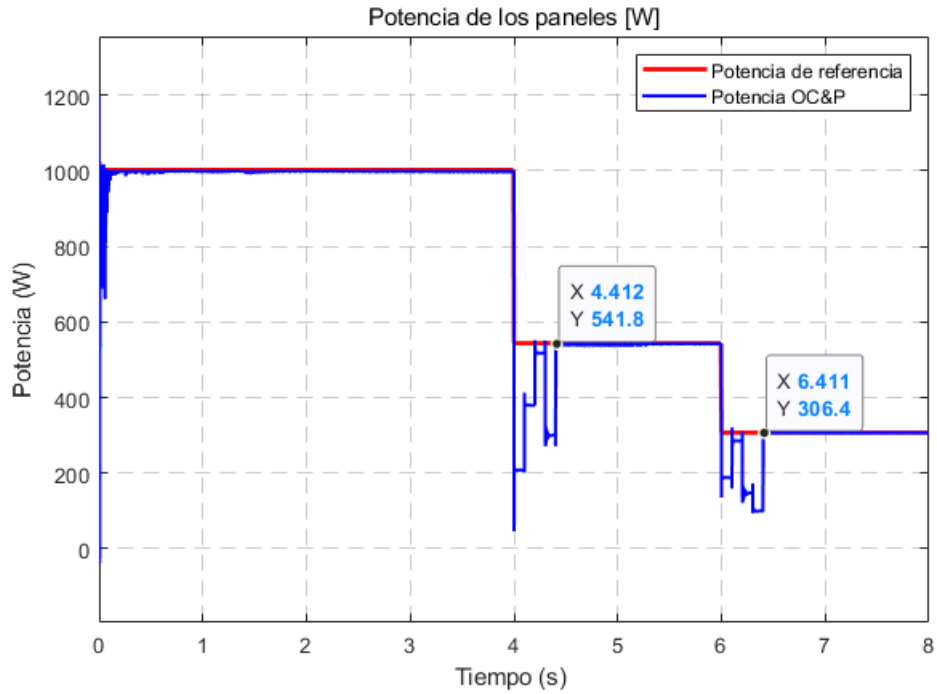


Figura 21. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo OC&P para el caso 2.

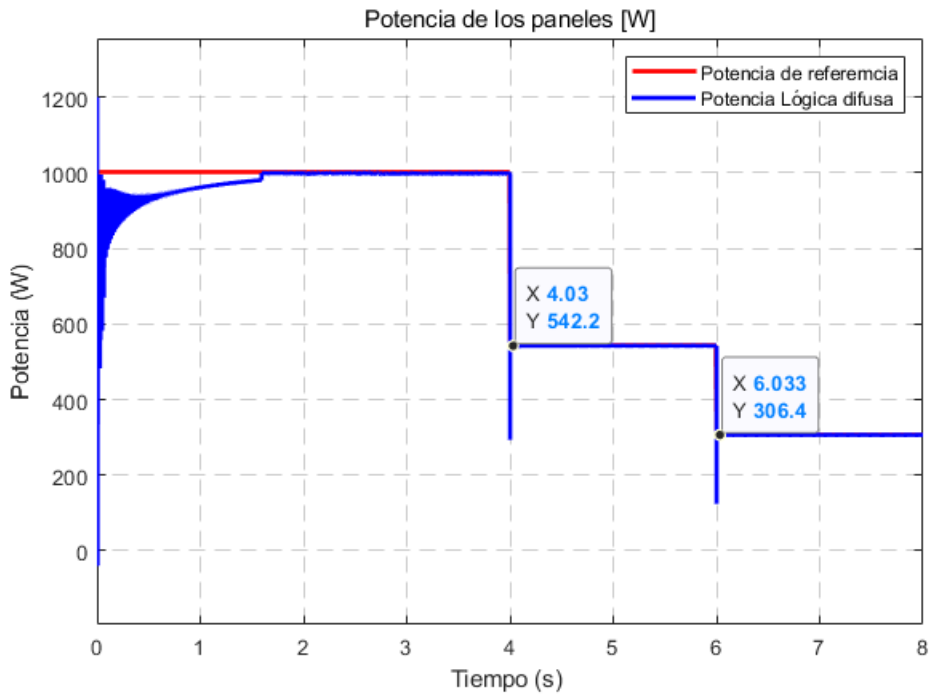


Figura 22. Potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo baso en lógica difusa para el caso 2.

En la figura 22 se puede observar que el algoritmo OC&P converge al punto global de máxima potencia en 0,412 [s] después del cambio en las condiciones de irradiancia y temperatura. Por otro lado, usando la técnica de lógica difusa se alcanza el punto de máxima potencia en 0,03 [s] después, como se observa en la figura 23. En ambos se alcanza el punto máximo de potencia, evidenciando que como el cambio en la temperatura está directamente relacionado con el cambio en la irradiancia, los algoritmos tienen la misma efectividad que en el caso donde solo se presentan condiciones de sombreado parcial.

5.4 Análisis de los indicadores de desempeño.

Los indicadores de desempeño que se tienen en cuenta para realizar el análisis comparativo son: el tiempo de convergencia al punto de máxima potencia global, el error relativo en potencia máximo en estado estable y la eficiencia del algoritmo (Castellanos Martínez & Quiñones González, 2013), este último indicador se determina mediante la ecuación (14):

$$\eta = \frac{\int_0^t Ppv(t)dt}{\int_0^t Ppv_{max}(t)dt} \quad (14)$$

Donde:

η : eficiencia del algoritmo.

$Ppv(t)$: Potencia activa instantánea cuando $Ppv=Pmpp$ usando el algoritmo MPPT.

$Ppv_{max}(t)$: Potencia activa real que debe suministra el generador cuando $Ppv=Pmpp$.

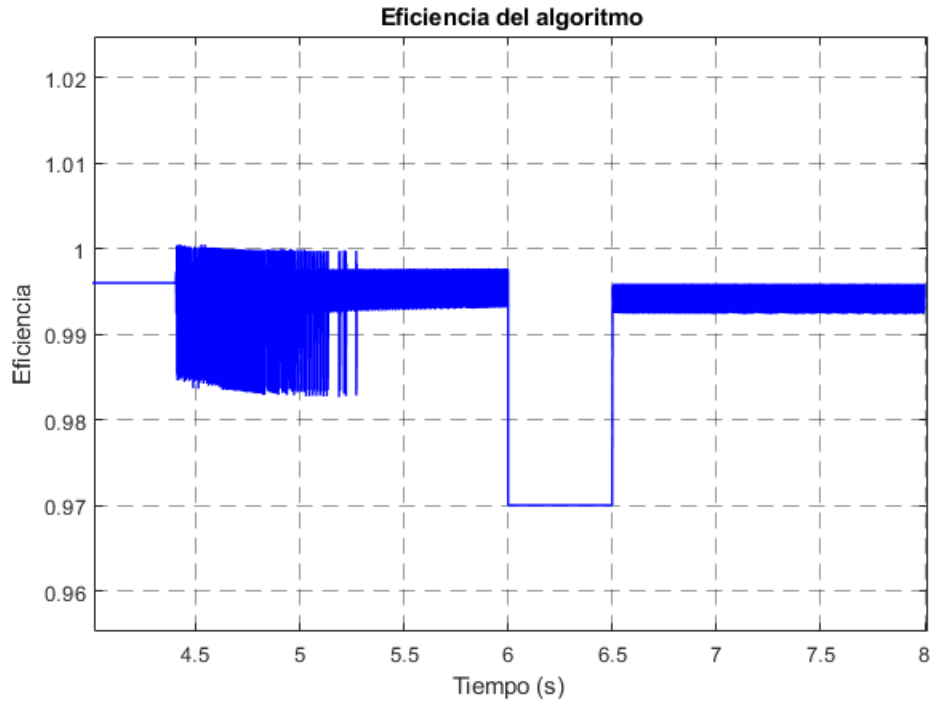


Figura 23. Eficiencia del algoritmo OC&P con condiciones de irradiancia no uniforme (caso 1).

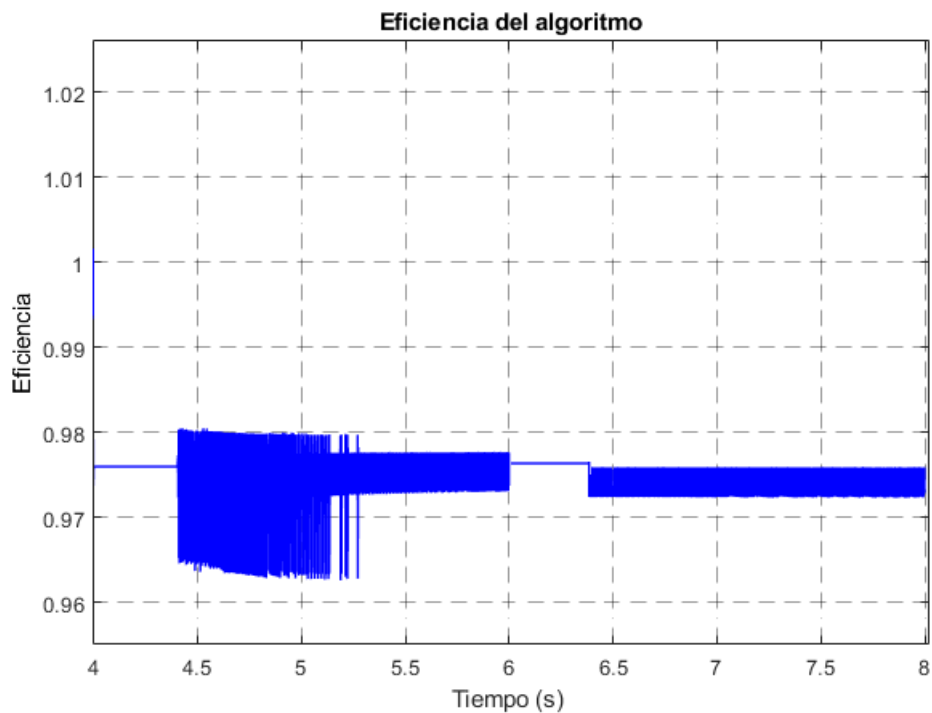


Figura 24. Eficiencia del algoritmo OC&P para condiciones de irradiancia y temperatura no uniformes (caso 2).

En las figuras 24 y 25 se observa la eficiencia aproximada del algoritmo OC&P para cada condición de irradiancia y temperatura descritas en los casos 1 y 2, respectivamente. Se puede observar que la eficiencia del algoritmo OC&P es mejor en el caso donde ocurren cambios solo en las condiciones de irradiancia, es decir sombreado parcial, esto se debe a que cuando existe sombreado parcial en el arreglo fotovoltaico y además cambian las condiciones en la temperatura los dispositivos semiconductores del arreglo tienen pérdidas por calentamiento lo que ocasiona pérdida de la eficiencia en el algoritmo. El valor de la eficiencia que se tomó en consideración para hacer esta comparación fue el valor mínimo donde se contempla la condición más desfavorable que pueda tener el generador bajo estas condiciones ambientales.

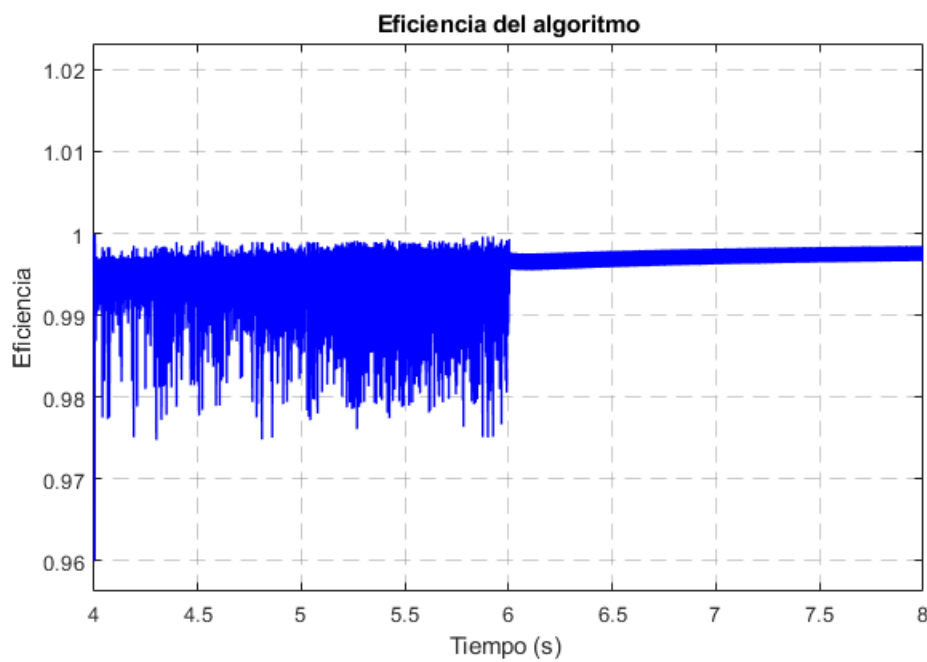


Figura 25. Eficiencia del algoritmo basado en lógica difusa con condiciones de irradiancia no uniforme (caso 1).

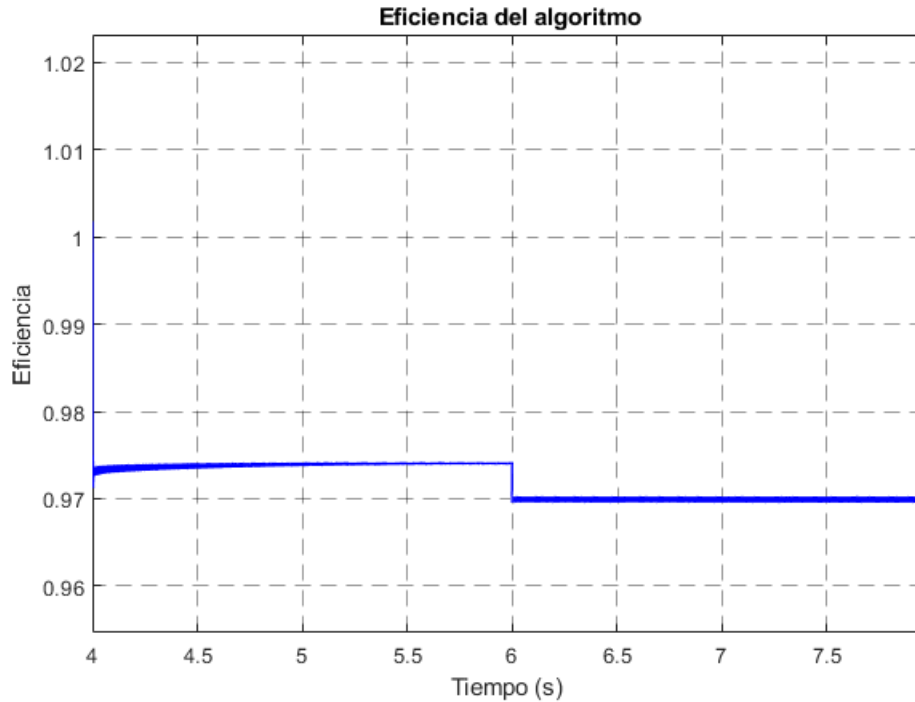


Figura 26. Eficiencia del algoritmo basado en lógica difusa para condiciones de irradiancia y temperatura no uniformes (caso 2).

En las figuras 26 y 27 se observa la eficiencia aproximada del algoritmo basado en lógica difusa para cada condición de irradiancia y temperatura descritas en los casos 1 y 2, respectivamente. Como en el caso anterior se evidencia que cuando hay sombreado parcial y cambio en las condiciones de temperatura la eficiencia del algoritmo se reduce.

Para calcular el error relativo máximo en potencia de los algoritmos se utilizó la ecuación (15), como valor teórico se tomó la potencia real tomada de la curva característica P-V en el punto de máxima y como valor experimental la potencia instantánea máxima del generador a la salida del arreglo de paneles fotovoltaicos.

$$Er\% = \frac{|Ppv_{exp} - Ppv_{teó}|}{Ppv_{teó}} * 100 \quad (15)$$

Donde,

Ppv_{exp} : Potencia activa instantánea cuando $Ppv=P(MPP)$ usando el algoritmo MPPT.

$Ppv_{teó}$: Potencia activa real que debe suministra el generador cuando $Ppv=P(MPP)$.

El análisis comparativo entre los dos algoritmos simulados se resume en la tabla 6.

Tabla 6.

Comparación de los algoritmos utilizados teniendo en cuenta los indicadores de desempeño.

Técnica	Tiempo de convergencia [s] ($t_{95\%}$)	Error relativo en potencia máximo en estado estable [%]	Eficiencia Aproximada
OC&P	0,412	0,509	mayor al 0.95
Lógica Difusa	0,03	0,178	mayor al 0.95

Como se evidencia en la tabla 6, se comprobó que el algoritmo basado en lógica difusa comparado con el algoritmo OC&P converge más rápido al punto de máxima potencia, así mismo el error en potencia es más pequeño y es más eficiente el algoritmo.

6. Conclusiones

En este trabajo de grado se analizó el comportamiento de dos algoritmos empleados para el seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante condiciones de sombreado parcial.

Debido al análisis realizado, se comprobó que las dos técnicas convergen al punto de máxima potencia global bajo cambios en las condiciones de irradiancia y temperatura.

Se encontró en la literatura, que generalmente los métodos que utilizan lógica difusa para el seguimiento del punto de máxima potencia ante sombras parciales necesitan un algoritmo adicional que proporcione los rangos más adecuados para las funciones de membresía y así el método pueda converger al MPP global, lo que ocasiona más complejidad en la implementación de este. También se encontró que aquellos que no utilizan un algoritmo de optimización logran converger gracias a la selección de un valor inicial del ciclo de trabajo que permita el escaneo adecuado de la curva P-V y así garantizar la extracción de la máxima potencia ante cambios en condiciones de irradiancia y temperatura.

Con respecto al algoritmo OC&P, este presenta un mayor tiempo de convergencia al MPP global, dado que realiza una evaluación previa de la potencia entregada por el generador en las diferentes zonas de la curva P-V para identificar la región en donde se presenta el máximo global. Sin embargo, el tiempo de respuesta del algoritmo es menor a 0.5s, siendo esta una respuesta aceptable para la aplicación estudiada.

Se evidenció que ambos algoritmos presentan una eficiencia similar, sin embargo, para la implementación del algoritmo que emplea lógica difusa es necesario conocer bien la metodología que se utiliza en este tipo de lógica. Encontrándose más adecuado elegir para estos casos un algoritmo MPPT, como el OC&P, ya que este garantiza la extracción de la máxima potencia y basta con comprender el algoritmo tradicional perturbar y observar para poder implementarlo.

7. Recomendaciones

Al observar la respuesta del algoritmo OC&P, se propone analizar el comportamiento al reducir el tiempo requerido para evaluar la potencia entregada por el generador ante las diferentes tensiones de referencia, con el fin de mejorar el tiempo de convergencia del algoritmo. Para lo anterior, se debe garantizar que los datos de potencia sean medidos una vez se desvanezca la respuesta transitoria ante cada cambio de tensión de referencia.

Como trabajo futuro, se recomienda implementar los dos algoritmos analizados en un microcontrolador, con el fin de determinar su viabilidad, los recursos requeridos por cada algoritmo y su comportamiento en sistemas reales.

Referencias Bibliográficas

- Almache Cabrera, J. (2013). Lógica clásica y lógica difusa: Facetas que las caracterizan. *Universidad de Cuenca*, 2, 91–101. <http://www.ucuenca.edu.ec/ojs/index.php/estoa/article/view/306>
- Álzate Aristizábal, R. E. (2017). *Diseño e implementación de un controlador resonante para sistemas de conversión DC/AC bidireccionales. Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electrónico y de Telecomunicaciones*. Universidad Autónoma de Occidente.
- AnuradhaP, S. K. (2008). Study and Comparison of Various MPPT Algorithms in Solar Power System. *Innovative Science, Engineering & Technology*, 2(July), 881–889.
- Archila Valderrama, J. E. (2016). *Implementación De Un Convertidor SEPIC Para El Seguimiento Del Punto De Máxima Potencia De Generadores Fotovoltaicos. Proyecto de grado para optar al título de Magister en Ingeniería Electrónica* [Universidad Industrial de Santander]. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Barcena, Alicia; Cimili, Mario; García-Buchaca, Raúl; Fidel, Luis; Perez, R. (2019). La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe. Objetivos, metas e indicadores mundiales. In *Publicación de las Naciones Unidas*.
- Bastidas-Rodriguez, J. D., Franco, E., Petrone, G., Ramos-Paja, C. A., & Spagnuolo, G. (2014). Maximum power point tracking architectures for photovoltaic systems in mismatching conditions: A review. *IET Power Electronics*, 7(6), 1396–1413. <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2013.0406>
- Ben Smida, M., & Sakly, A. (2016). Genetic based algorithm for maximum power point tracking (MPPT) for grid connected PV systems operating under partial shaded conditions. *Proceedings of 2015 7th International Conference on Modelling, Identification and Control, ICMIC 2015, Icmic*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICMIC.2015.7409433>

- Benlahbib, B., Bouarroudj, N., Mekhilef, S., Abdelkrim, T., Lakhdari, A., & Bouchafaa, F. (2018). A fuzzy logic controller based on maximum power point tracking algorithm for partially shaded PV array-experimental validation. *Elektronika Ir Elektrotechnika*, 24(4), 38–44. <https://doi.org/10.5755/j01.eie.24.4.21476>
- Bidram, A., Davoudi, A., & Balog, R. S. (2012). Control and Circuit Techniques to Mitigate Partial Shading Effects in Photovoltaic Arrays. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2(4), 532–546. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2012.2202879>
- Castellanos Martínez, C. E., & Quiñones González, G. A. (2013). Integración De Sistemas Fotovoltaicos a La Red: Técnicas De Control Para El Seguimiento Del Punto De Máxima Potencia. Trabajo de grado para optar al título de ingeniero electricista. In *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* (Vol. 11). Universidad Industrial de Santander.
- Cha, H., Vu, T. K., & Kim, J. E. (2009). Design and control of proportional-resonant controller based Photovoltaic power conditioning system. *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2009*, 2198–2205. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2009.5316374>
- Cossoli, P., Caceres, M., Vera, L., Firman, A., & Busso, A. (2018, October 26). Proportional-Resonant Controller and LCL Filter Design for Single-Phase Grid-Connected PV Micro-Inverters. *Proceedings of the 2018 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition - Latin America, T and D-LA 2018*. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2018.8511669>
- De Yong, D., Maldonado, M., Lovera, S., & Magnago, F. (2016). Analisis De Sistemas Fotovoltaicos Operando Bajo Condiciones De Sombra Parcial. *Acta de La XXXIX Reunión de Trabajo de La Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente, November*.
- Dragan, M., & Erickson, R. W. (2001). *Fundamentals of power electronics* (second edi). KLUWER ACADEMIC PUBLISHERS.
- Esrām, T., & Chapman, P. L. (2007). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(2), 439–449. <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874230>
- Farías, E., Morales, H., & Chico, P. (2011). *Implementación de un sistema de regulación para el*

seguimiento del punto de máxima potencia en paneles fotovoltaicos. Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero en Electrónica y Control. Escuela Politécnica Nacional.

Hassaine, L. (2010). *Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red. TESIS DOCTORAL. UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID.*

Li, H., Huang, Y., & Lu, J. (2016). Reactive power compensation and DC link voltage control using Fuzzy-PI on grid-connected PV system with d-STATCOM. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, 2016-Decem, 1240–1244.* <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2016.7779691>

Ogata, K., Pinto Bermúdez, E., Matía, F., Pearson, E., Hall, P., Dorf, R. C., & Pearson, R. H. B. (2010). *Ingeniería de control moderna (5 edición).* PEARSON. www.pearsoneducacion.com

Paul, R., Dash, R., & Swain, S. C. (2018). A Comparative Analysis of Pi and ANFIS Pi Based Current Control Technique for Three Phase Grid Connected Solar PV System. *Proceedings of the 3rd International Conference on Communication and Electronics Systems, ICCES 2018, Icces, 303–307.* <https://doi.org/10.1109/CESYS.2018.8723977>

Pérez Arango, F. (2016). *Análisis de dos metodologías para operar un sistema solar fotovoltaico en el punto de máxima transferencia de potencia. Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Universidad Tecnológica de Pereira.*

Raja, S. G., Bharathi, K., & Chandrasekar, P. (2019). A modified incremental conductance algorithm for partially shaded PV array. *International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering, 8(6 Special Issue 4), 414–419.* <https://doi.org/10.35940/ijitee.F1084.0486S419>

Rashid, M. H. (2001). *Electronica de Potencia (Segunda Ed).* PRENTICE HALL HISPANOAMERICANA S.A.

Ríos, B., Viscarret, A., & Roland, M. (2014). *Energía solar fotovoltaica: estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia. Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Universidad de la República (Uruguay).*

- Ruiz C, L., Beristáin J, J., Sosa T, I., & Hernández L, J. (2010). Estudio del Algoritmo de Seguimiento de Punto de Máxima Potencia Perturbar y Observar Study of the maximum power point tracking algorithm perturb and observe. *REVISTA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y COMPUTACIÓN*, 8(1).
- Soomro, J., Memon, T. D., & Shah, M. A. (2017). Design and analysis of single phase voltage source inverter using Unipolar and Bipolar pulse width modulation techniques. *2016 International Conference on Advances in Electrical, Electronic and Systems Engineering, ICAEES 2016*, 277–282. <https://doi.org/10.1109/ICAEEES.2016.7888052>
- Subha, R., & Himavathi, S. (2014). Neural network based maximum power point tracking scheme for PV systems operating under partially shaded conditions. *2014 International Conference on Advances in Green Energy, ICAGE 2014, December*, 39–43. <https://doi.org/10.1109/ICAGE.2014.7050141>
- Villalva, M. G., Gazoli, J. R., & Ruppert Filho, E. (2009). Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. *2009 Brazilian Power Electronics Conference, COBEP2009*. <https://doi.org/10.1109/COBEP.2009.5347680>

Apéndices

Apéndice A. Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es aquel que utiliza como fuente de generación la radiación proveniente de los rayos del sol para convertirla en energía eléctrica y posteriormente ser utilizada ya sea en un parque solar que le inyecte energía a la red eléctrica o para alimentar pequeñas cargas residenciales o comerciales, entre otros usos. Para que esta energía proveniente del sol pueda llegar al usuario final es necesario que el arreglo fotovoltaico esté conectado a una serie de elementos que permiten la adecuación de la corriente entregada por los paneles fotovoltaicos y así poder entregar la mayor cantidad de potencia disponible para obtener la mayor eficiencia del sistema. En el presente trabajo de grado se consideró un sistema fotovoltaico conectado a la red, a continuación, se muestran las características más importantes de cada uno de estos elementos (panel fotovoltaico, convertidor, inversor y filtro de conexión a la red) y se exponen el diseño de cada elemento y la simulación del sistema conectado a la red.

A1. Panel fotovoltaico

Un panel fotovoltaico es la conexión eléctrica de varias celdas solares, que se interconectan en circuitos serie-paralelo para obtener la tensión y corriente requeridas. Estas celdas están compuestas por un material semiconductor, generalmente silicio cristalino, el cual por medio del

dopaje con otros elementos (impurezas) permite obtener dos secciones diferentes del material, una región tipo P y una región tipo N, esto produce una separación de cargas negativas y positivas, que genera una diferencia de potencial en la que al incidir los fotones provenientes de la radiación solar, son absorbidos por la región N y forman pares de cargas libres que crean una corriente eléctrica (Ríos et al., 2014).

Una celda solar se puede modelar como una fuente de corriente con un diodo en paralelo, una resistencia serie y otra en paralelo, como se muestra en la figura A1.

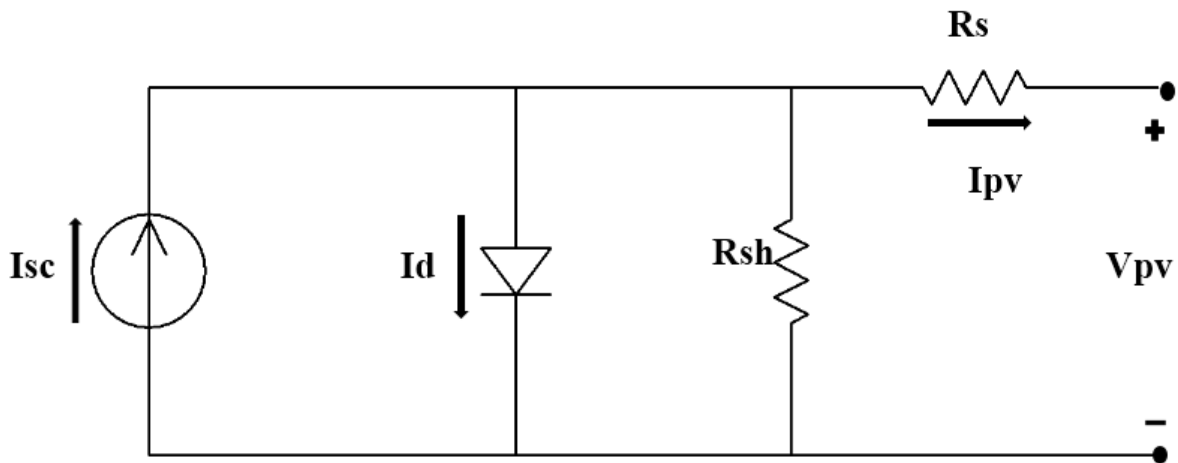


Figura A1. Modelo eléctrico equivalente de un panel fotovoltaico.

La fuente de corriente ideal modela la corriente eléctrica generada por el efecto fotoeléctrico, la resistencia serie R_s representa la resistencia debida a los contactos metálicos con el semiconductor y la resistencia en paralelo R_{sh} representa la corriente de fuga en los bordes de la celda (Pérez Arango, 2016).

A partir del análisis del circuito de la figura A1, el modelo matemático que lo representa se resume en la ecuación (A.1) (Ríos et al., 2014):

$$I_{pv} = I_{sc} - I_d \left(e^{\frac{V_{pv} + I.R_s}{V_{th}}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I.R_s}{R_{sh}} \quad (A1)$$

$$V_{th} = \frac{m * k * T}{q} \quad (A2)$$

En la cual la fuente de corriente I_{sc} representa la corriente generada por la radiación solar, I_d es la corriente de saturación del diodo (que depende de la temperatura) y V_{th} , donde m es el factor de idealidad del diodo, k es la constante de Boltzmann, T es la temperatura en kelvin y q es la carga del electrón.

En el presente trabajo de grado se realizó la simulación empleando 4 paneles fotovoltaicos conectados en serie, con las características de la tabla A1.

Tabla A1. Características del panel fotovoltaico CANADIAN SOLAR CS6P-250P.

Característica	Valor
Máxima Potencia (P_{mpp})	249.83[W]
Tensión de circuito abierto nominal (V_{ocn})	37.2[V]
Tensión de máxima potencia (V_{mpp})	30.1[V]
Corriente de cortocircuito nominal (I_{scn})	8.87[A]
Corriente de máxima potencia (I_{mpp})	8.3[A]
Número de celdas en serie (N_s)	60

A2. Convertidor DC/DC

El cálculo de los parámetros de convertidor elevador, que fue motivo de estudio en el presente trabajo de grado, se realizó empleando un IGBT y fue supuesto que su comportamiento era el de un interruptor ideal. El modelo del convertidor elevador se muestra en la figura A2.

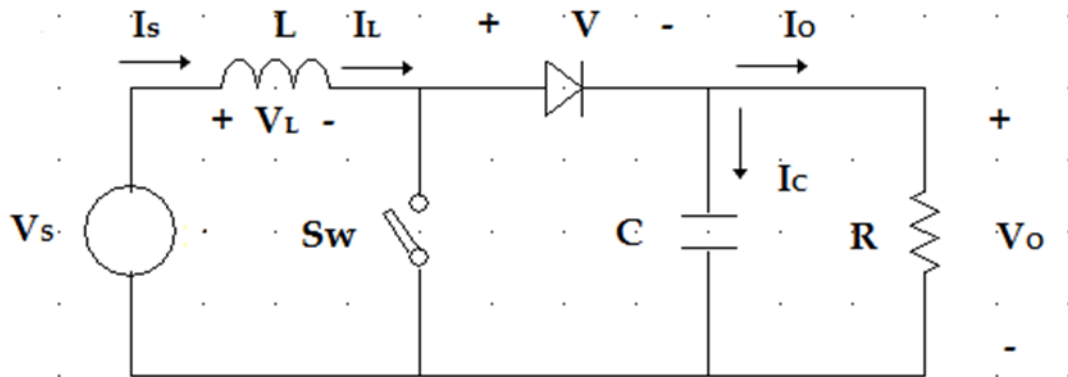


Figura A2. Modelo del convertidor elevador.

El modelo presentado en la figura A2 tiene la siguiente función de transferencia:

$$V_o = \frac{V_s}{(1 - D)} \quad (A3)$$

Donde D es el ciclo de trabajo y representa la relación entre el tiempo de conducción y el periodo de conmutación T_s del interruptor activo. V_s es la tensión de entrada al convertidor la cual es medida a la salida de los paneles, en el caso del presente trabajo $V_s = 4 * 30.1 = 120.4 [V]$ en el punto de máxima potencia bajo condiciones estándar de irradiancia y temperatura.

V_o es la tensión de salida del convertidor el cual es interconectado a un inversor de potencia, que se encarga de convertir la corriente continua en corriente alterna para poder conectar el sistema fotovoltaico a la red.

Para encontrar los parámetros necesarios para el convertidor de potencia, es importante saber cuál va a ser el ciclo de trabajo máximo con el que puede operar el sistema fotovoltaico y suponiendo que trabaja en el punto de máxima potencia del arreglo se tiene:

$$D_{m\acute{a}x} = 1 - \frac{V_s}{V_o} \quad (A4)$$

$$D_{\text{máx}} = 1 - \frac{120.4}{300} = 0.598$$

La inductancia mínima del convertidor se calcula a partir de (Dragan & Erickson, 2001),

$$\Delta I = 0.6 * I_{L_Prom} \quad (A5)$$

$$\Delta I = 0.6 * 0.1 * 8.3 = 0.498 \text{ [A]}$$

$$L_{\text{min}} = \frac{V_s * D_{\text{máx}}}{F_s * \Delta I} \quad (A6)$$

$$L_{\text{min}} = \frac{120.4 * 0.598}{20 * 10^3 * 0.498} = 7.22 \text{ [mH]}$$

El capacitor se calcula conociendo el valor de la potencia a la salida del convertidor, así:

$$R = \frac{V_o^2}{P_{\text{mpp}}} \quad (A7)$$

$$R = \frac{300^2}{1000} = 90 \text{ [\Omega]}$$

$$C_{\text{min}} = \frac{D_{\text{min}}}{R * F_s * \frac{\Delta V_o}{V_o}} \quad (A8)$$

Para el cálculo de la capacitancia mínima en el bus de continua se consideró un rizado máximo en la tensión del 1%.

$$C_{\text{min}} = \frac{0.598}{90 * 20 * 10^3 * 0.01} = 33.22 \text{ [\mu F]}$$

Para la simulación del convertidor se seleccionó un valor de inductancia mayor al calculado, este fue de 10[mH] que está por encima del valor mínimo y produce un rizado aceptable en la corriente. El valor del capacitor se seleccionó de 1000[μF] de manera que permita mantener el valor de la tensión DC lo más constante posible. En la tabla A2 se resumen los parámetros seleccionados para el convertidor elevador con los que se realizó la simulación.

Tabla A2. *Parametros electricos del convertidor elevador simulado.*

Parámetro	Valor
V_s	120,4[V]
V_o	300[V]
F_s	20[kHz]
R	90[Ω]
L	10[mH]
C	1000[μF]
I_{Lprom}	0,8[A]

A3. Diseño del filtro LCL

Para el diseño del filtro LCL se tienen en cuenta los datos de la tabla A3.

Tabla A3. *Parametros para tener en cuenta en el diseño del filtro LCL.*

Descripción	Valor
Frecuencia de conmutación (f_{sw})	20 [kHz]
Frecuencia de la red (F_g)	60 [Hz]
Tensión de la red (E_n)	120 [Vrms]
Potencia nominal (P_n)	1000 [W]
Tensión de entrada del inversor (V_{DC})	300 [V]

Para el cálculo del capacitor del filtro se utiliza la ecuación (A9).

$$C_f = 0,05 * \frac{1}{w_g * \frac{E_n^2}{P_n}} \quad (A9)$$

$$C_f = 9.21 [\mu F]$$

Ahora para calcular el inductor del lado del inversor (L_i), se tiene en cuenta la ecuación (A10).

$$L_i = \frac{V_{DC}}{2\sqrt{6} * f_{sw} * \Delta I_L} \quad (A10)$$

Donde ΔI_L representa el cambio permitido en la corriente del inductor, que se determina por la ecuación (A11).

$$\Delta I_L = a * \frac{P_n}{E_n} \quad (A11)$$

Donde a se asumió como un incremento máximo del 10%.

$$\Delta I_L = 0.8333 [A]$$

Con lo anterior se obtiene el valor del inductor del lado del inversor (L_i).

$$L_i = 3.6757 [\text{mH}]$$

Para el cálculo del inductor del lado de la red (L_g), se utiliza la ecuación (A12).

$$L_g = r * L_i \quad (A12)$$

Donde r es 5%.

$$L_g = 0.1837 [\text{mH}]$$

Ahora con la ecuación (A13) se calcula la frecuencia de resonancia del filtro LCL (ω_{res}).

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_i + L_g}{L_i L_g C}} \quad (A13)$$

$$\omega_{res} = 24911.8209 \left[\frac{\text{rad}}{\text{s}} \right]$$

Con este cálculo y utilizando la ecuación (A14) se obtiene el valor de la resistencia de amortización (R_d) del filtro LCL.

$$R_d = \frac{1}{3 * \omega_{res} * C_f} \quad (A14)$$

$$R_d = 1.4528 [\Omega]$$

Los parámetros calculados se encuentran en la tabla A4.

Tabla A4. *Parámetros del filtro LCL.*

Elemento	Valor
Condensador del filtro (C_f)	9.21 [μ F]
Inductor del lado del inversor (L_i)	3.6757 [mH]
Inductor del lado de la red (L_g)	0.1837 [mH]
Resistencia de amortización (R_d)	1.4528 [Ω]

A4. Diseño del controlador PR

Para calcular los parámetros del convertidor PR, se usa la figura A3.

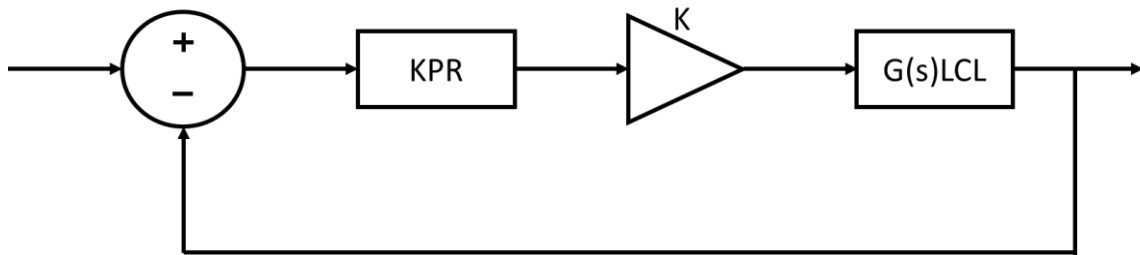


Figura A3. Sistema de Control del Inversor.

Resolviendo este sistema se obtiene la ecuación (A15).

$$G(s) = \frac{kk_{pr}G(s)_{LCL}}{1 + kk_{pr}G(s)_{LCL}} \quad (A15)$$

Donde $G(s)_{LCL}$ es la ecuación de transferencia del filtro LCL, que se encuentra en la ecuación (A16).

$$G_{LCL}(s) = \frac{R_d C_f s + 1}{L_i L_g C_f s^3 + (L_i + L_g) R_d C_f s^2 + (L_i + L_g) s} \quad (A16)$$

Reemplazando la ecuación (A16) en (A15) se obtiene la ecuación (A17).

$$G(s) = \frac{kk_{pr} * \frac{R_d C_f s + 1}{L_i L_g C_f s^3 + (L_i + L_g) R_d C_f s^2 + (L_i + L_g) s}}{1 + kk_{pr} * \frac{R_d C_f s + 1}{L_i L_g C_f s^3 + (L_i + L_g) R_d C_f s^2 + (L_i + L_g) s}} \quad (A17)$$

Para facilitar los cálculos se asumen las constantes k_1 , k_2 , k_3 y k_4 , como se muestra a continuación:

$$k_1 = R_d C_f$$

$$k_2 = L_i L_g C_f$$

$$k_3 = (L_i + L_g) R_d C_f$$

$$k_4 = (L_i + L_g)$$

Ahora reemplazando las constantes k_1 , k_2 , k_3 y k_4 en la ecuación (A17) se reduce la ecuación (A18).

$$G(s) = \frac{kk_{pr} \left(\frac{k_1 s + 1}{k_2 s^3 + k_3 s^2 + k_4 s} \right)}{1 + kk_{pr} \left(\frac{k_1 s + 1}{k_2 s^3 + k_3 s^2 + k_4 s} \right)} \quad (A18)$$

Se busca simplificar la ecuación (A18), los pasos se muestran a continuación.

$$G(s) = \frac{\frac{kk_{pr} k_1 s + kk_{pr}}{k_2 s^3 + k_3 s^2 + k_4 s}}{1 + \frac{kk_{pr} k_1 s + kk_{pr}}{k_2 s^3 + k_3 s^2 + k_4 s}}$$

$$G(s) = \frac{\frac{kk_{pr} k_1 s + kk_{pr}}{k_2 s^3 + k_3 s^2 + k_4 s}}{\frac{k_2 s^3 + k_3 s^2 + k_4 s + kk_{pr} k_1 s + kk_{pr}}{k_2 s^3 + k_3 s^2 + k_4 s}}$$

Finalmente se obtiene la ecuación (A19):

$$G(s) = \frac{kk_{pr} k_1 s + kk_{pr}}{k_2 s^3 + k_3 s^2 + (kk_{pr} k_1 + k_4) s + kk_{pr}} \quad (A19)$$

La ecuación característica del sistema en lazo cerrado es $k_2s^3 + k_3s^2 + (kk_{pr}k_1 + k_4)s + kk_{pr}$. Se procede a aplicar el criterio de estabilidad de Routh Hurwitz, para determinar las constantes del controlador PR.

$$\begin{array}{c|cc}
 s^3 & k_2 & kk_{pr}k_1 + k_4 \\
 s^2 & k_3 & kk_{pr} \\
 s & \frac{-k_2k_{pr}k + (k_{pr}kk_1k_3 + k_3k_4)}{k_3} &
 \end{array}$$

Al observar las constantes de la primera columna del array de Routh, se encuentra que ocurrirá una oscilación sostenida si:

$$\frac{-k_2k_{pr}k + (k_{pr}kk_1k_3 + k_3k_4)}{k_3} = 0$$

Con lo cual se procede a calcular el valor de $k_{pr}k$, con la ecuación (A20).

$$k_{pr}k = k_{cr} = \frac{-k_3k_4}{-k_2 + k_1k_3} \quad (A20)$$

$$k_{cr} = 36.0374$$

Para encontrar la frecuencia de la oscilación sostenida, se sustituye $s = j\omega$ en la ecuación característica, obteniéndose la ecuación (A21).

$$k_2(j\omega)^3 + k_3(j\omega)^2 + (k_{cr}k_1 + k_4)(j\omega) + k_{cr} = 0 \quad (A21)$$

$$-jk_2\omega^3 - k_3\omega^2 + (k_{cr}k_1 + k_4)(j\omega) + k_{cr} = 0$$

$$(k_{cr} - k_3\omega^2) + j\omega(k_{cr}k_1 + k_4 - k_2\omega^2) = 0$$

A partir de lo cual se encuentra que la frecuencia de la oscilación sostenida está determinada por (A22).

$$k_{cr}k_1 + k_4 - k_2\omega^2 = 0 \quad (A22)$$

$$\omega = \sqrt{\frac{k_{cr}k_1 + k_4}{k_2}} = 26417 \left[\frac{rad}{s} \right]$$

El periodo de la oscilación sostenida es:

$$P_{cr} = \frac{2\pi}{\omega} = 0.23785 * 10^{-3}$$

Ahora teniendo en cuenta (Ogata et al., 2010). Se calculan los demás parámetros del controlador PR.

$$k_{pr} = 0.6 * k_{cr} = 21.6224$$

$$T_i = 0.5 * P_{cr} = 0.11892 * 10^{-3}$$

$$k_i = \frac{1}{T_i} = 8408.714$$

$$w_o = 60 * 2 * \pi = 120\pi \left[\frac{rad}{s} \right]$$

$$w_a = w_o + \left(\frac{1}{10} \right) = 37.6991 \left[\frac{rad}{s} \right]$$

Obteniéndose finalmente las constantes que se observan en la tabla A5.

Tabla A5. *Parametros del controlador PR.*

Constantes	Valor
k_{pr}	21.6224
k_i	8408.714
ω_a	$37.6991 \left[\frac{rad}{s} \right]$
ω_0	$120\pi \left[\frac{rad}{s} \right]$