



# Comparación de Técnicas de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia en Sistemas Fotovoltaicos

*Gerardo Manuel Hernández Romero, Santos Miguel Orozco Soto, Manuel A. Corona Sánchez*

## RESUMEN / ABSTRACT

El rendimiento de los sistemas fotovoltaicos (SFV) depende en gran medida de su capacidad para operar en el Punto de Máxima Potencia (MPP), el cual es cambiante debido a las variaciones que existen a lo largo del día de la irradiancia y la temperatura. En este artículo, se comparan tres técnicas de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT): Perturbar y Observar (P&O), Escalada de Colina (HC) y Conductancia Incremental (IC). Con la finalidad de evaluar su rendimiento, se desarrolló un modelo de simulación en Matlab-Simulink. El desempeño de los algoritmos se evalúa mediante dos métricas de error y la energía producida por el SFV, ante variaciones en la irradiancia. Los resultados obtenidos mediante la simulación, permiten identificar ventajas y limitaciones de cada técnica, proporcionando criterios para su selección en aplicaciones fotovoltaicas específicas. Esta comparación ofrece información para el diseño de controladores MPPT más eficientes, contribuyendo a la implementación y operación de SFV con mayor estabilidad y eficiencia energética.

Palabras claves: Energía renovable, sistemas fotovoltaicos, eficiencia energética, MPPT

*The performance of photovoltaic systems (PVS) largely depends on their ability to operate at the Maximum Power Point (MPP), which varies throughout the day due to changes in irradiance and temperature. This article compares three Maximum Power Point Tracking (MPPT) techniques: Perturb and Observe (P&O), Hill Climbing (HC), and Incremental Conductance (IC). To evaluate their performance, a simulation model was developed in Matlab-Simulink. The performance of the algorithms is assessed using two error metrics and the energy produced by the PVS under varying irradiance conditions. The simulation results make it possible to identify the advantages and limitations of each technique, providing criteria for their selection in specific photovoltaic applications. This comparison offers insights for designing more efficient MPPT controllers, contributing to the implementation and operation of PVS with greater stability and energy efficiency.*

**Keywords:** Renewable energy, photovoltaic systems, energy efficiency, MPPT

*Comparison of maximum power point tracking techniques in photovoltaic systems*

## 1. -INTRODUCCIÓN

La necesidad apremiante de transitar hacia fuentes de energía renovable se debe a la considerable contribución del sector eléctrico a las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, provocadas por la creciente demanda energética. La generación de energía eléctrica a partir de energías renovables desempeña un papel importante en la disminución de la emisión de dichos gases y, por lo tanto, una reducción de los efectos nocivos que esta causa al medio ambiente [1]. La energía solar fotovoltaica es una de las principales fuentes renovables de generación de electricidad, gracias a la abundancia de radiación solar y a la disminución constante del costo de los sistemas fotovoltaicos (SFV) [2].

En los SFV, las celdas fotovoltaicas son los elementos activos fundamentales que realizan la conversión de la energía electromagnética proveniente del Sol en una potencia eléctrica de corriente directa (CD) mediante el efecto fotoeléctrico.

Un módulo o panel fotovoltaico normalmente está conformado por 36, 48, 60 o 72 celdas conectadas en serie [3]; mientras que un arreglo fotovoltaico es la conexión serie-paralelo de diversos módulos con la finalidad de obtener los niveles de

Recibido: 04/2025 Aceptado: 08/2025

corriente y tensión de acuerdo a la aplicación. Adicionalmente, se tiene el balance del sistema (BoS), que son todos los componentes necesarios además de los módulos para constituir el SFV y realizar el consumo de energía [4]. Los SFV se pueden clasificar en dos grupos: sistemas aislados y sistemas interconectados a la red; la diferencia entre estos sistemas reside principalmente en la necesidad de almacenamiento de energía para los sistemas aislados, ya que los sistemas interconectados disponen en cualquier momento de la energía de la red eléctrica [5].

En el presente, uno de los principales objetivos que se desea en un sistema de conversión de la energía es lograr que opere con la mayor eficiencia posible. Esto conlleva que se identifiquen y disminuyan las pérdidas en todos los componentes del sistema. Sin importar el tipo de SFV que se desee emplear, el reto que existe en esta tecnología reside en que la producción de energía está supeditada a las condiciones climatológicas variantes e incontrolables que existen en la localización geográfica donde está instalado el sistema fotovoltaico; ejemplo de ellas son la temperatura, que afecta los parámetros de salida de las celdas debido su naturaleza intrínseca, y la variación la irradiancia, causada por el movimiento aparente del Sol y la nubosidad [6]. Para ello resulta importante realizar el monitoreo y control continuo de los parámetros eléctricos de operación de los arreglos fotovoltaicos de manera que trabajen en el punto de operación donde entregan la máxima potencia (MPP por sus siglas en inglés) ante las condiciones ambientales dadas. A este proceso se le denomina seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés) [7]. Ligado a cada MPP existe un valor de tensión ( $V_{MPP}$ ) y un valor de corriente ( $I_{MPP}$ ).

De acuerdo con [8], las técnicas MPPT convencionales son enfoques fundamentales utilizados en la optimización de sistemas de generación de energía eléctrica con el objetivo de mejorar la eficiencia en los SFV. La implementación del MPPT se realiza mediante un convertidor de corriente directa a corriente directa (CD/CD) que, variando su ciclo de trabajo, permite modificar el punto de operación del SFV [9]; el control de este convertidor se realiza siguiendo la lógica del MPPT. La elección del algoritmo óptimo para su implementación presenta diversos desafíos debido a factores como la complejidad del algoritmo, el número de sensores requeridos, el tipo de implementación (digital o analógica), la velocidad de convergencia, la precisión en el seguimiento y la rentabilidad [10].

Existen diferentes técnicas o estrategias para realizar el MPPT. Cada una sigue cierta secuencia lógica y se basa en diferentes principios lo cual presenta ventajas y desventajas para su implementación.

Las técnicas de MPPT se clasifican en tres familias según [8] y [11]:

- I. Técnicas fuera de línea: tensión de circuito abierto fraccional (FOCV por sus siglas en inglés) y corriente de cortocircuito fraccional (FSCC por sus siglas en inglés).
- II. Técnicas en línea o de escalada: escalada de colina (HC por sus siglas en inglés), perturbar y observar (P&O) y conductancia incremental (IC por sus siglas en inglés).
- III. Técnicas de inteligencia artificial (IA por sus siglas en inglés): control de lógica difusa (FLC por sus siglas en inglés), red neuronal artificial (ANN por sus siglas en inglés), optimización de enjambre de partículas (PSO por sus siglas en inglés) y algoritmo genético (GA por sus siglas en inglés).

Estas técnicas de MPPT fracasan o se desvían del seguimiento del MPP ante variaciones repentinas o cambios de irradiación solar, cambios en la temperatura ambiente, o sombreados parciales, con oscilaciones alrededor del MPP [8].

Las técnicas fuera de línea tienen su mayor ventaja en el hecho de que no es necesario realizar una medición y cálculo en tiempo real, lo cual simplifica de forma significativa su implementación y disminuye su costo. Sin embargo, presentan grandes pérdidas al estar oscilando siempre alrededor de un punto de operación [12]. Las técnicas que emplean IA presentan el mejor desempeño ante diversas condiciones, como lo son los sombreados parciales; la desventaja que presentan este tipo de técnicas es su complejidad y la necesidad de cierta capacidad de cómputo para implementarlas, resultando en que tienen un mayor costo y una menor velocidad de respuesta [13]. Las técnicas de escalada se sitúan en un punto medio entre las anteriores técnicas presentando un mejor rendimiento que las técnicas fuera de línea y mayor simplicidad que las que emplea AI, resultando las técnicas más empleadas [14].

En este trabajo se realiza un estudio comparativo de los tres de los algoritmos de MPPT de escalada: Perturbar y Observar (P&O), Conductancia Incremental (INC) y Escalada de Colina (HC). La finalidad es analizar su comportamiento ante cambios de la irradiancia para determinar cuál presenta la mayor eficiencia al rastrear el punto de máxima potencia. El estudio se realizó mediante diversas simulaciones empleando el software MATLAB/Simulink-Simscape para representar un SFV. Ciertamente, se han realizado revisiones exhaustivas y estudios comparativos de algunas técnicas de MPPT, tal como se

reporta en [10] [15] o [16]. Por ejemplo, en [10] se realizó la revisión y clasificación de las técnicas de MPPT reportadas en la literatura hasta 2022, además de que explica detalladamente el funcionamiento de cada una de ellas. Sin embargo, no se realizan evaluaciones del comportamiento de las técnicas abordadas, ni en simulación ni en experimentos. Por otro lado, los estudios comparativos realizados en [15] y [16], presentan evaluaciones del comportamiento de las técnicas de MPPT en simulaciones numéricas; no obstante, las comparaciones realizadas no son del todo justas y objetivas, debido a que se contrastan técnicas de diferentes familias. En cambio, en este trabajo, se comparan únicamente técnicas de la misma familia (algoritmos tipo “escalada de colina”) para obtener una comparación más justa, dado que tienen tiempos de respuesta y complejidad de implementación similares, mismas que al compararse con técnicas de inteligencia artificial, como la lógica difusa, suelen ser computacionalmente más eficientes y menos complejas de implementar. A pesar de que, indudablemente, las técnicas de escalada son relativamente menos robustas que aquellas basadas en inteligencia artificial, estas últimas no se han comercializado, hasta donde se tiene conocimiento, a diferencia de las de tipo escalada que son utilizadas comercialmente. En este contexto, las contribuciones del presente trabajo son las siguientes:

1. Se detalla y se explica el funcionamiento de las técnicas de MPPT más implementadas, es decir, las de tipo escalada, sin introducir alguna que pertenezca a una familia distinta, contrario a lo que se presenta normalmente en la literatura.
2. Las técnicas son evaluadas utilizando un modelo de un sistema fotovoltaico para carga de una batería, cuyo comportamiento es muy similar al de un equipo real, que utiliza un convertidor reductor. Tal evaluación se realizó bajo condiciones idénticas y probables, a manera de realizar la comparación lo más justa y científicamente posible, y considerando métricas relevantes. En cambio, otros trabajos dejan de lado la aplicación, limitándose a condiciones ideales.
3. Dicho modelo se ejecuta en el software MATLAB/Simulink-Simscape, en el cual se programaron las diferentes condiciones de simulación, utilizando modelos de componentes eléctricos y electrónicos que asemejan un comportamiento real gracias a su nivel de detalle. Asimismo, se incluyen detalladamente las características y especificaciones de la simulación, de modo que sean reproducibles, a diferencia de otros estudios comparativos, donde se muestran solo resultados, pero la reproducción de los mismos es impracticable.

El resto del presente trabajo está organizado en la siguiente forma: la Sección 2 está dedicada al modelado de los sistemas fotovoltaicos, que es clave para entender su principio de funcionamiento. En la Sección 3, se describen las técnicas para MPPT que son evaluadas, incluyendo su explicación matemática y diagramas de flujo. El sistema de simulación y los resultados obtenidos son descritos en la Sección 4. La Sección 5 concluye los hallazgos de la investigación.

## 2.- MODELADO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Las características del arreglo fotovoltaico se obtienen mediante el modelo de circuito estándar, el cual se presenta en la Figura 1. Los elementos que componen este modelo son: una fuente de corriente que representa la corriente producida por el efecto fotoeléctrico ( $I_{ph}$ ), un diodo que describe el comportamiento de la unión de los semiconductores p-n que conforman la celda cuya corriente ( $I_D$ ) se obtiene mediante la ecuación de Schottky, una resistencia en derivación ( $R_{sh}$ ) que modela las corrientes de fuga en las celdas y una resistencia serie ( $R_s$ ) que describe las pérdidas óhmicas. Este modelo se emplea para representar desde una celda y, al escalar el modelo de forma adecuada, un arreglo fotovoltaico [3].

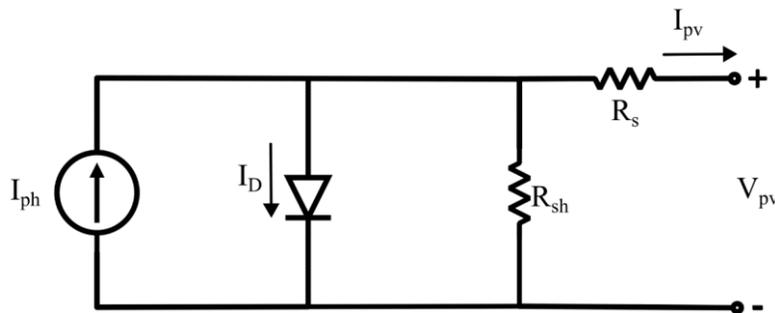


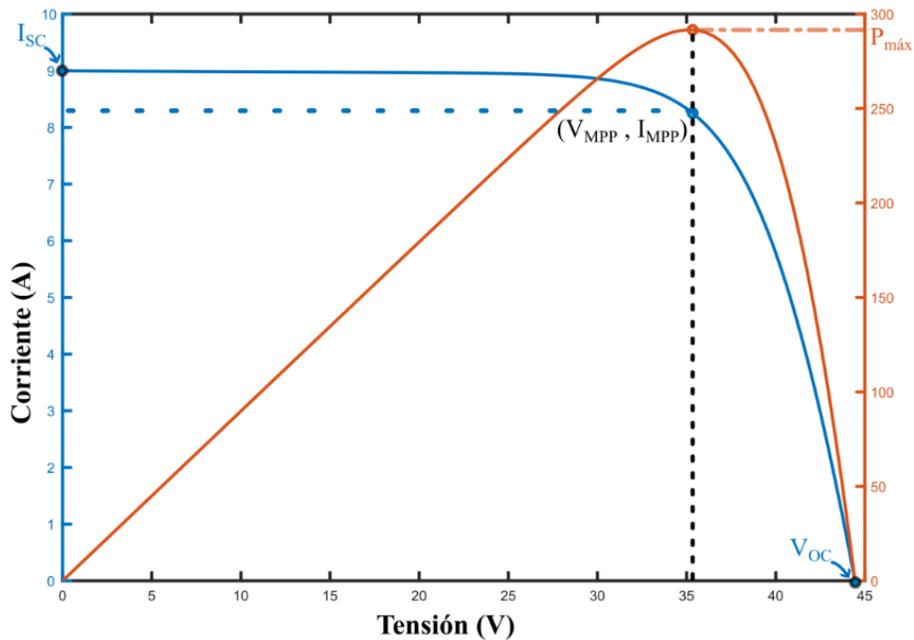
Figura 1  
Modelo de circuito del arreglo fotovoltaico.

La relación entre la corriente que entrega el arreglo ( $I_{pv}$ ) y la tensión en terminales del arreglo ( $V_{pv}$ ) está dada por:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{RS} = I_{ph} - I_S \left[ e^{\left( \frac{V_{pv} + I_{pv} R_S}{m V_T} \right)} - 1 \right] - \left( \frac{V_{pv} + I_{pv} R_S}{R_{sh}} \right) \quad (1)$$

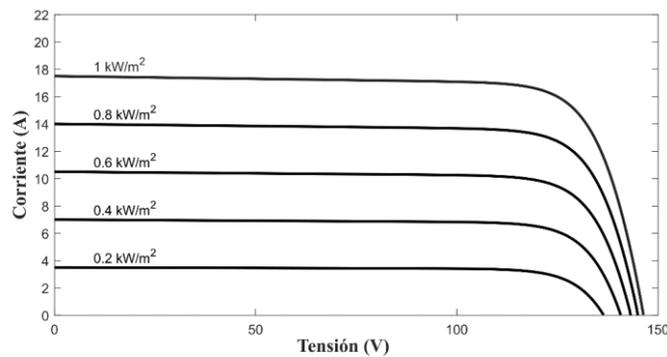
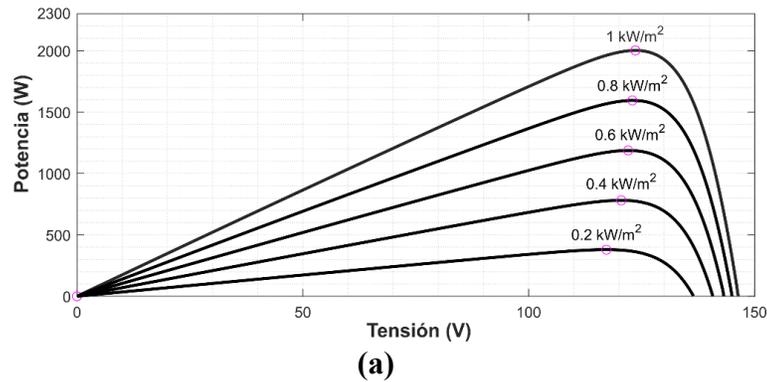
donde  $m$  es el factor de idealidad y  $V_T$  es la tensión térmica que a su vez depende de la constante de Boltzmann y de la temperatura de la celda.

A partir de este modelo, podemos obtener las curvas características de corriente tensión (I-V) y potencia y tensión (P-V) de un arreglo fotovoltaico. La Figura 2 presenta un ejemplo de ambas curvas; en esta se señalan algunos puntos de operación importantes para el dimensionamiento y operación del SFV. El valor máximo de la corriente es la corriente de corto circuito  $I_{SC}$ , que se presenta en  $V_{pv} = 0$  V, mientras que la mayor tensión de obtiene en circuito abierto  $V_{OC}$ , donde  $I_{pv} = 0$  A. En esta también se observa el punto de máxima potencia MPP, donde se indica la tensión  $V_{MPP}$  y la corriente  $I_{MPP}$  correspondiente a este punto de operación y la potencia máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ ) correspondiente. Esta información se puede consultar para cada panel en la hoja de datos que entrega el fabricante y es obtenida bajo las condiciones estándar de prueba (STC). De acuerdo a la configuración del arreglo, número de paneles en serie formando una cadena y número de cadenas en paralelo, se calcula cuáles serán los valores característicos del arreglo.



**Figura 2**  
 Curvas características I-V y P-V.

La variación de las condiciones climatológicas hace que estas características se modifiquen, con lo que los valores de  $V_{MPP}$ ,  $I_{MPP}$  y  $P_{m\acute{a}x}$  sean diferentes. Uno de los parámetros que presenta mayor variación a lo largo de un día es la irradiancia, provocando que el MPP se modifique de forma continua. En la Figs. 3(a) y 3(b) se muestra como varían ambas curvas ante la variación de la irradiancia.



(b)

Figura 3

Curvas características I-V (a) y P-V (b) ante la variación de la irradiancia.

En la Fig. 3(a) se observa que ante el aumento de la irradiancia existe un incremento, aproximadamente proporcional, de la corriente que produce en SFV, que aunado de la variación que tiene la tensión, incrementa la potencia de salida de sistema. En la Fig. 3(b) se muestran los MPP para cada uno de los valores de la irradiancia; se identifica que de acuerdo al valor de irradiancia la tensión  $V_{MPP}$  para cada curva se presenta en un diferente valor.

### 3.- DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE MPPT

Las técnicas de MPPT en línea monitorean la tensión y la corriente de salida del arreglo fotovoltaico, y de acuerdo a su lógica de seguimiento, indican que acción se debe realizar en el convertidor CC/CC para alcanzar el MPP y obtener la máxima cantidad de energía a lo largo del día.

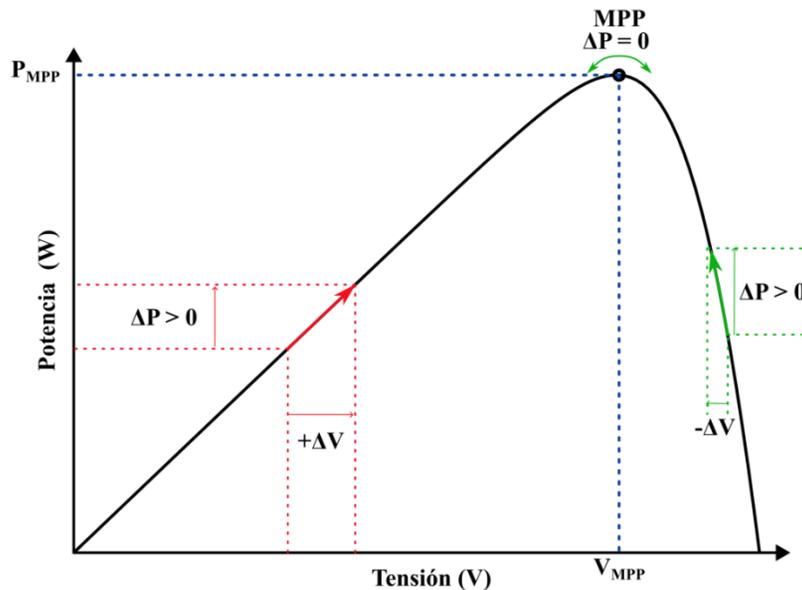
A continuación, se presenta la lógica que siguen los métodos de perturbar y observar (P&O), conductancia incremental (CI) y escalada de colina (HC).

#### 3.1.- PERTURBAR Y OBSERVAR (P&O)

El algoritmo de P&O consiste en perturbar el punto de funcionamiento del arreglo fotovoltaico aumentando o disminuyendo la tensión de salida del arreglo fotovoltaico, y se calcula la potencia de salida del arreglo fotovoltaico antes y después de la perturbación.

Si la potencia obtenida es mayor que antes de la perturbación, se sigue modificando la tensión en la misma dirección. Por el contrario, si la potencia es menor que la previamente calculada, se ajusta la tensión en dirección opuesta. Las mediciones de tensión y corriente del arreglo fotovoltaico permiten identificar el punto de operación en que se encuentra el mismo. Al alcanzar la máxima potencia, el algoritmo P&O genera una pequeña oscilación alrededor del punto de operación MPP, mientras se mantengan las condiciones existentes [10].

En la Figura 4 se ilustran las condiciones posibles en que se puede encontrar el algoritmo P&O mediante una curva P-V típica; los vectores o flechas indican la tendencia de las iteraciones. Si el punto de operación se encuentra del lado izquierdo del MPP, se necesita modificar el ciclo de trabajo del convertidor CD/CD de forma que se aumente la tensión. Conforme más cerca se encuentre el MPP, se obtiene que la diferencia entre las potencias antes y después de la perturbación ( $\Delta P$ ) es cercana a cero. Si  $\Delta P = 0$ , no es necesario variar el ciclo de trabajo dado que se estaría extrayendo la máxima potencia ( $P_{MPP}$ ) del arreglo. En el caso donde el sistema se encuentra operando del lado derecho del MPP, se debe disminuir la tensión para acercarse al nivel de tensión  $V_{MPP}$ . Siempre que el algoritmo se encuentra perturbando la tensión en la dirección adecuada se observa que  $\Delta P > 0$ ; mientras que si se tiene  $\Delta P < 0$  se debe realizar la acción opuesta a la realizada en el último ciclo.



**Figura 4**  
**Técnica MPPT convencional P&O**

En la Figura 5 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo P&O para el seguimiento del punto de máxima potencia. Este se considera como uno de los algoritmos clásicos y es fácil de implementar, pues solo usa un operador matemático para obtener la potencia, dos comparadores y dos registros [10]. El algoritmo inicia registrando las mediciones de tensión y corriente, y calcula la potencia en las condiciones actuales ( $V_{pv}(k), I_{pv}(k), P_{pv}(k)$ ); luego verifica si la diferencia entre la potencia actual y la potencia anterior ( $P_{pv}(k-1)$ ) es igual a cero, dado que si  $\Delta P = 0$  indicaría que se encuentra ya en el MPP. Si no se cumple la condición anterior, se verifica si la perturbación va en la dirección correcta comprobando si  $\Delta P > 0$ . Una vez hecho esto, se identifica como se perturbó la tensión en el ciclo anterior, si esto provocó que incrementara la potencia, se genera la misma perturbación, sino se realiza la acción opuesta.

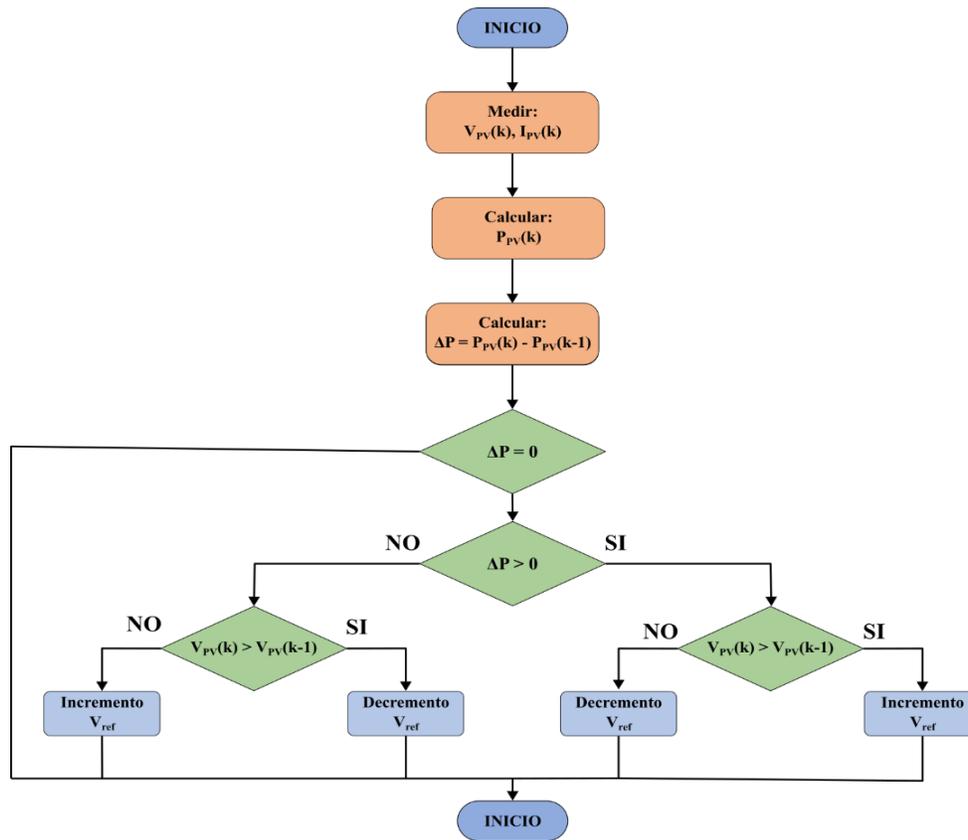


Figura 5

Diagrama de flujo de P&O

### 3.2.- ESCALADA DE COLINA (HC)

El método MPPT más utilizado para encontrar el MPP es el método de escalada de colina (HC) [14,17]. El principio de este método es el de generar cambios en el ciclo de trabajo ( $D$ ) del convertidor CD/CD para maximizar la potencia de salida del mismo. Si un cambio en  $D$  incrementa la potencia de salida, el control debe seguir modificando  $D$  en la misma dirección, hasta que no exista un incremento en la potencia. Por el contrario, si el cambio en  $D$  reduce la potencia, se debe generar un cambio en la dirección de ajuste. La diferencia que existe con el método de P&O, es que el método HC no depende explícitamente de la tensión y corriente de salida del arreglo fotovoltaico sino de la relación del ciclo de trabajo y la potencia de salida del convertidor.

La Figura 6 muestra el diagrama de flujo del algoritmo de escalada de colina. La magnitud del paso de  $\Delta D$  es un factor clave; un valor grande acelera la convergencia, pero genera variaciones considerables en la potencia de salida, mientras que un valor pequeño minimiza las oscilaciones, pero la convergencia es más lenta. En cualquier caso, el método de HC con paso fijo provoca una oscilación continua del punto de operación en torno al MPP [17].

### 3.3.- CONDUCTANCIA INCREMENTAL

El método de Conductancia Incremental (IC) se desarrolla directamente analizando el comportamiento de la curva de P-V del arreglo solar fotovoltaico. El algoritmo sigue el MPP basándose en el hecho de que la pendiente de la curva P-V es igual a cero en dicho punto [10], lo cual se presenta cuando

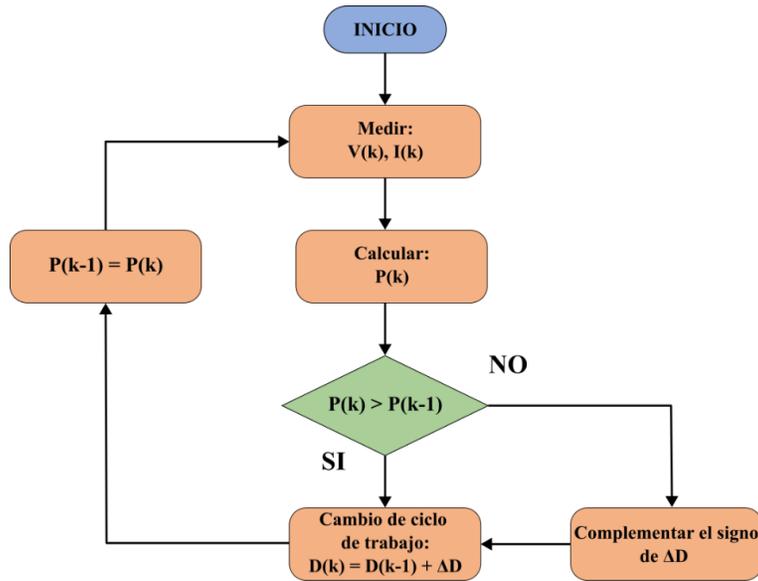


Figura 6

Diagrama de flujo de Escalada de Colina (HC)

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv} * I_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} * \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (2)$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (3)$$

Por lo tanto, el algoritmo de IC tiene como objetivo situarse en el punto de operación donde  $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ . Las diferenciales de tensión y corriente,  $dV_{pv}$  y  $dI_{pv}$ , se pueden aproximar mediante las variaciones que existen en la tensión ( $\Delta V_{pv}$ ) y la corriente ( $\Delta I_{pv}$ ):

$$dV_{pv} \cong \Delta V_{pv} = V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1) \quad (4)$$

$$dI_{pv} \cong \Delta I_{pv} = I_{pv}(k) - I_{pv}(k-1) \quad (5)$$

Se identifica si el punto de operación se encuentra a la izquierda o la derecha del MPP con la comparación entre  $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$  y  $-\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ ; si  $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$  el punto de operación se encuentra a la izquierda del MPP en la curva P-V, mientras que si  $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$  el punto de operación está del lado derecho. Cada una de las condiciones descritas anteriormente se ilustran en la Figura 7. El diagrama de flujo para la implementación del método de IC se muestra en la Figura 8. Se observa que esta técnica tiene una mayor complejidad que las antes descritas al realizar un mayor número de cálculos y comparaciones.

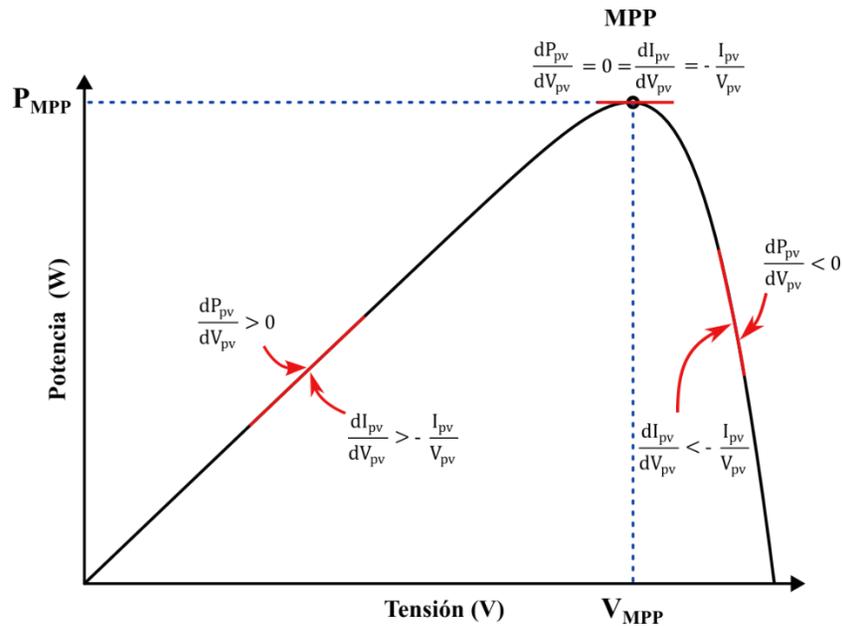


Figura 7

Curva P-V describiendo los escenarios posibles en el método de IC

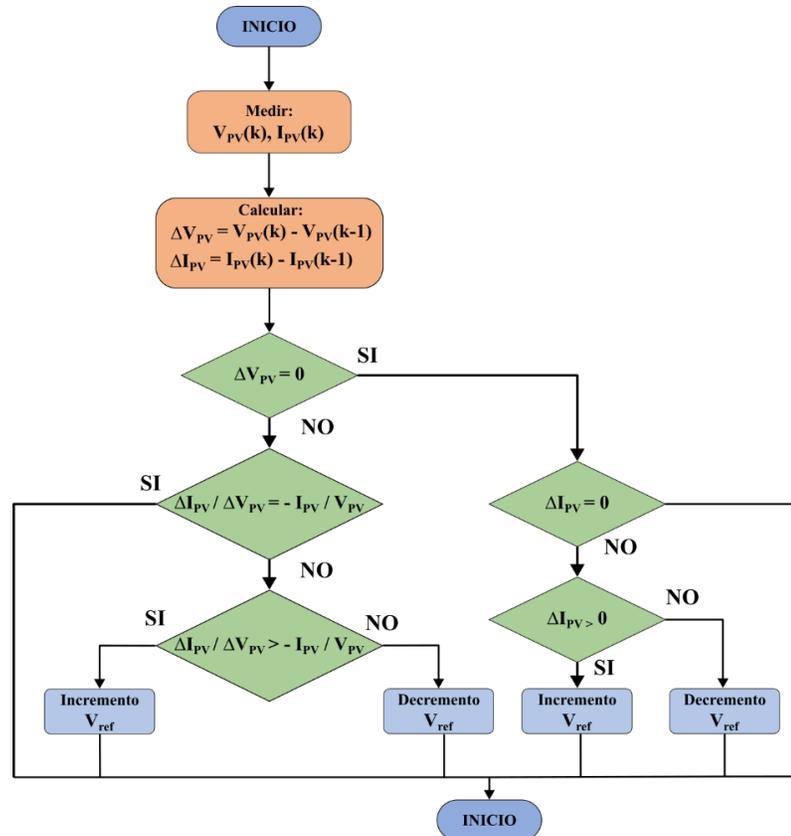


Figura 8.

Diagrama de flujo del método de CI

## 4.- COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE MPPT

### 4.1.- SISTEMA DE PRUEBA

La simulación de sistemas físicos, como los son los SFV, ahorra tiempo y dinero debido a que se obtiene la respuesta de estos sistemas ante una gran cantidad de condiciones reales. Esto permite contemplar diversos escenarios y optimizar los procesos antes de implementarlos. Las simulaciones del SFV para evaluar cada una de la técnicas de MPPT, se realizan con MATLAB/Simulink-Simscape, con tiempos de inicio y parada de 0 y 25 segundos respectivamente; la solución de los modelos se obtiene con un tiempo de muestreo de  $1 \times 10^{-5}$ , empleando el solucionador ode23tb.

La comparación de las técnicas MPPT, se realiza considerando un SFV aislado; se compone por un arreglo de paneles fotovoltaicos, un controlador de carga solar y un sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS). El esquema del sistema se presenta en la Figura 9. El arreglo se compone de dos cadenas en paralelo, cada cadena está conformada de 4 paneles en serie; a su vez cada panel consta de 60 celdas, con los siguientes datos nominales:  $P_{STC} = 250.29 \text{ Wp}$ ,  $V_{oc} = 36.6 \text{ V}$ ,  $I_{sc} = 8.75 \text{ A}$ ,  $V_{mpp} = 30.9 \text{ V}$  e  $I_{mpp} = 8.1 \text{ A}$ . El BESS consta de una batería de plomo ácido de 48 V, con una capacidad de 200 Ah. Para cada caso se establece el estado de carga de la batería igual a 50 %. Por último, se tiene el controlador de carga, este monitorea el estado de la batería y realiza el seguimiento de máxima potencia del arreglo mediante el ajuste del ciclo de trabajo de un convertidor CD/CD del tipo Buck.

Cada una de las técnicas de MPPT se evalúan considerando variaciones de la irradiancia que está incidiendo en todos los módulos. En la Figura 10 se muestra las variaciones de irradiancia respecto del tiempo; se establece una variación escalonada donde la irradiancia toma valores desde 100 hasta 1000  $\text{W/m}^2$  en un tiempo total de 25 s. Este tipo de variación permitirá comprobar el comportamiento de los algoritmos ante cambios bruscos de la irradiancia y analizar su habilidad para mantenerse en el punto máximo de potencia ante condiciones constantes.

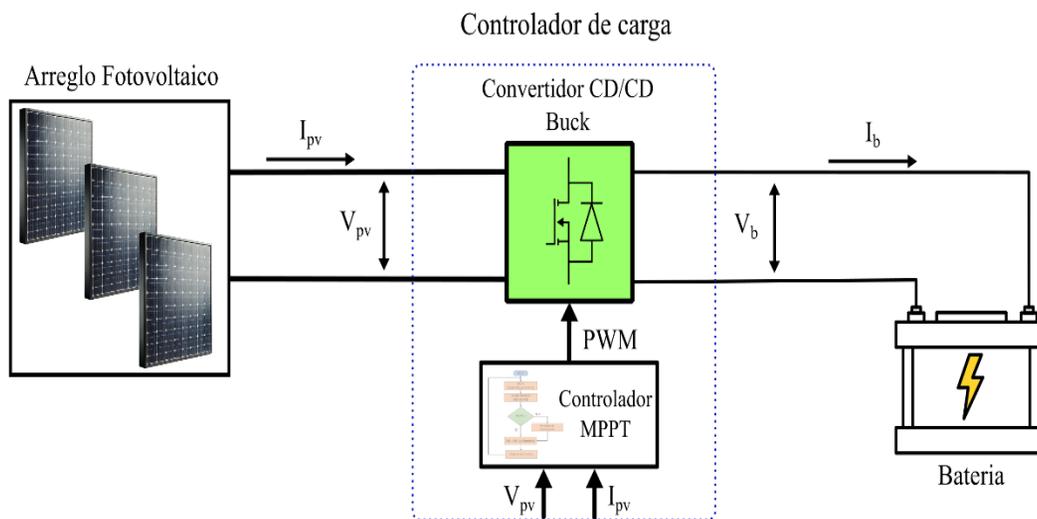
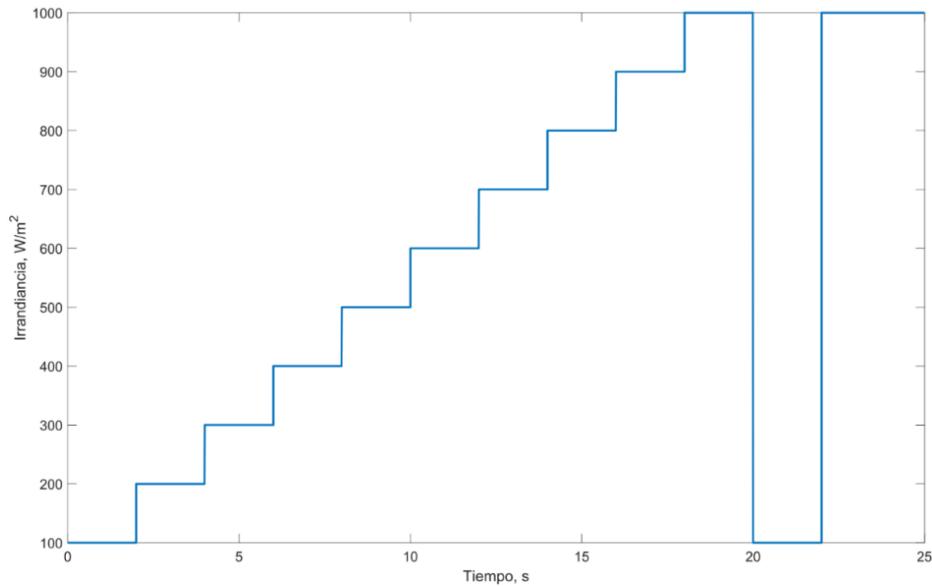


Figura 9

Sistema fotovoltaico para comparar técnicas de MPPT



**Figura 10**

**Variación de la irradiancia**

## 4.2.- SIMULACIÓN DE LOS ALGORITMOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada una de los algoritmos de MPPT considerados. Para cada caso, se presenta la potencia de salida del arreglo fotovoltaico obtenida y la potencia máxima del arreglo ( $P_{max}$ ), de acuerdo al nivel de irradiancia, respecto del tiempo.

### 4.2.1.- Perturbar y Observar (P&O)

Primero se evalúan diferentes valores de perturbación (magnitud del decremento e incremento del ciclo de trabajo,  $\Delta D$ ) con el fin de observar la sensibilidad del algoritmo a este parámetro y seleccionar el mejor ajuste. En la Figura 11 se presenta la potencia de salida del SFV considerando diferentes valores de  $\Delta D$ .

En general, se observa que el algoritmo intenta seguir el punto de máxima potencia (MPP); sin embargo, hay ciertos valores que provocan oscilaciones de gran amplitud alrededor del MPP. Para seleccionar el valor de  $\Delta D$  con mejor desempeño, se calcula el tiempo promedio de estabilización ( $T_S$ ) ante los cambios de irradiancia. Se considera que el sistema se estabiliza si la potencia de salida es mayor o igual al 98% del  $P_{m\acute{a}x}$  durante 200 muestras. El menor valor de  $T_S$  que se obtiene es 0.0713 s, que corresponde a  $\Delta D = 1 \times 10^{-6}$ .

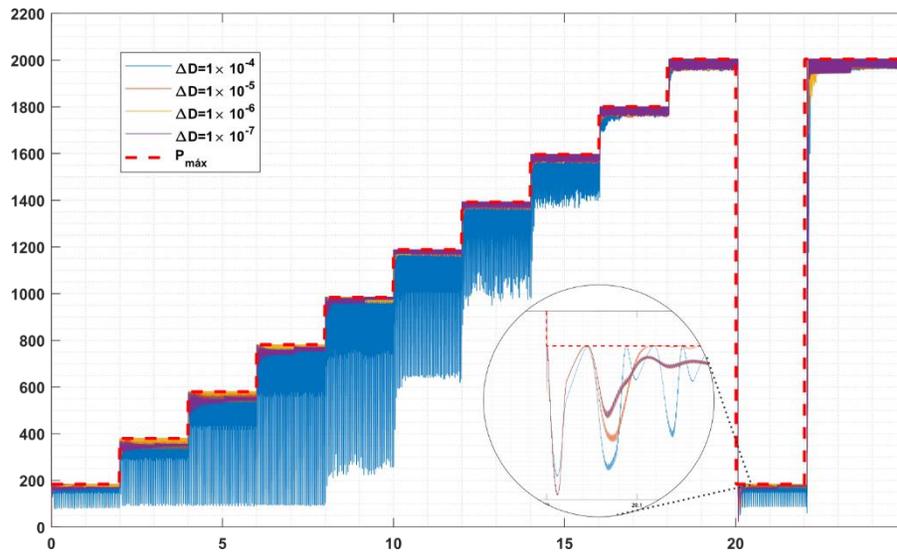


Figura 11

### Respuesta del algoritmo para diferentes valores de $\Delta D$

En la Figura 12 se presenta la potencia de salida obtenida del seguimiento de máxima potencia mediante el algoritmo P&O, con  $\Delta D = 1 \times 10^{-6}$ . Esta presenta oscilaciones en cada escalón, mayormente perceptibles a los valores más altos de irradiancia. La potencia de salida presenta las desviaciones más grandes del MPP cuando existe el mayor cambio de la irradiancia, de 1000 a 100 W/m<sup>2</sup> y viceversa (20 y 22 s respectivamente).

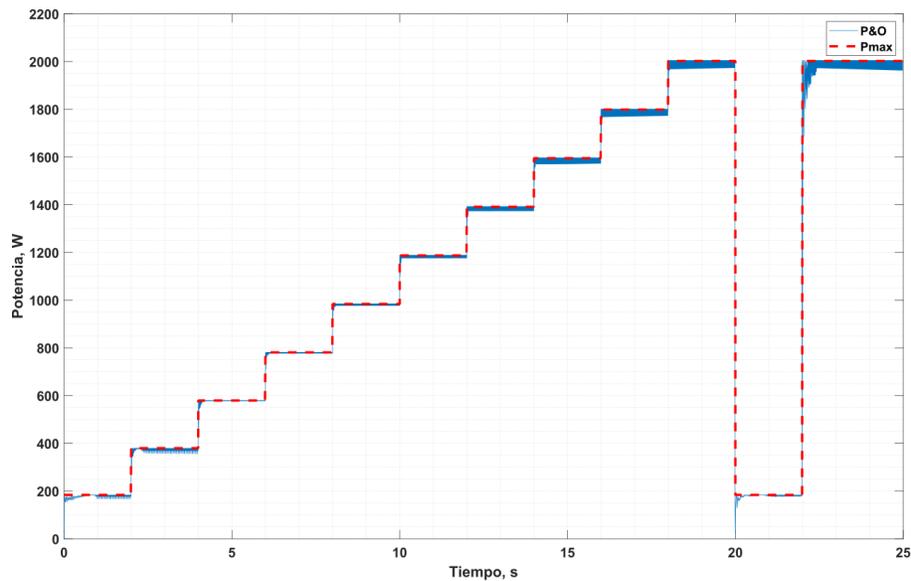


Figura 12

### Simulación del MPPT con P&O

## 4.2.2.- Conductancia Incremental (IC)

De igual manera, para el algoritmo de IC, se realizan diversas simulaciones considerando diferentes valores de  $\Delta D$ . En la Figura 13 se observan las potencias de salida para cada uno de los escenarios. Se observa que independientemente del valor del cambio en cada iteración realiza el seguimiento del MPP, y este presenta un mejor comportamiento que el P&O. Para este algoritmo, se tiene un mejor desempeño cuando  $\Delta D = 2 \times 10^{-2}$ , ya que presenta el menor tiempo  $T_S$ , igual a 0.0037 s.

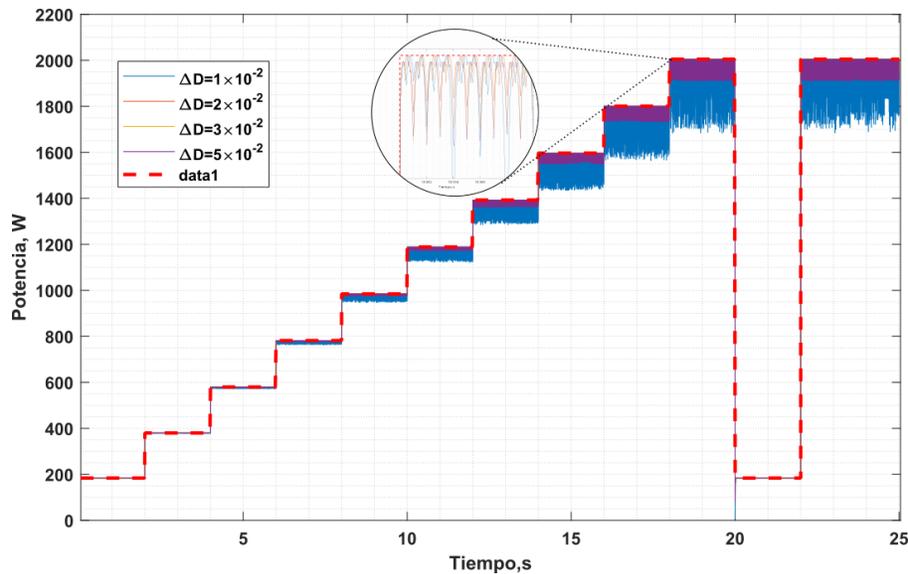


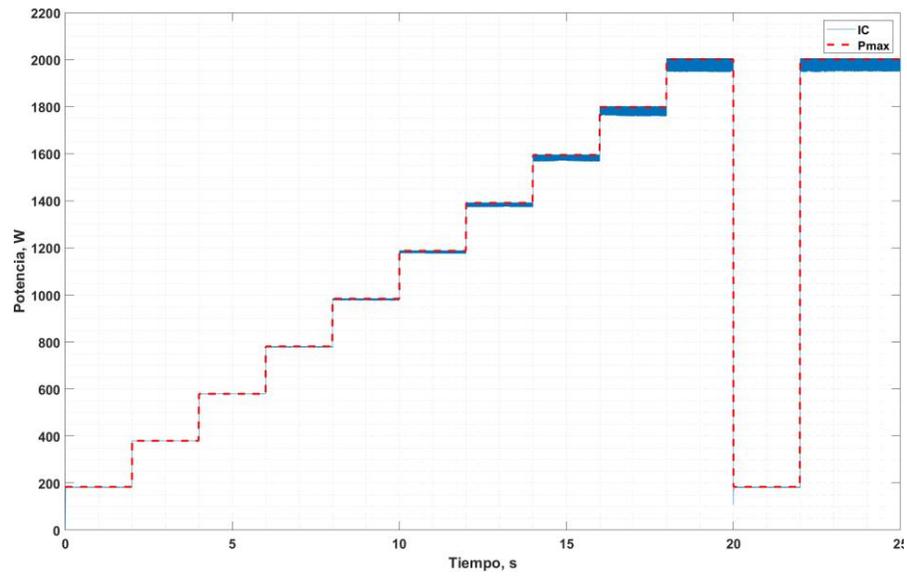
Figura 13

Respuesta del algoritmo IC ante diferentes valores de  $\Delta D$

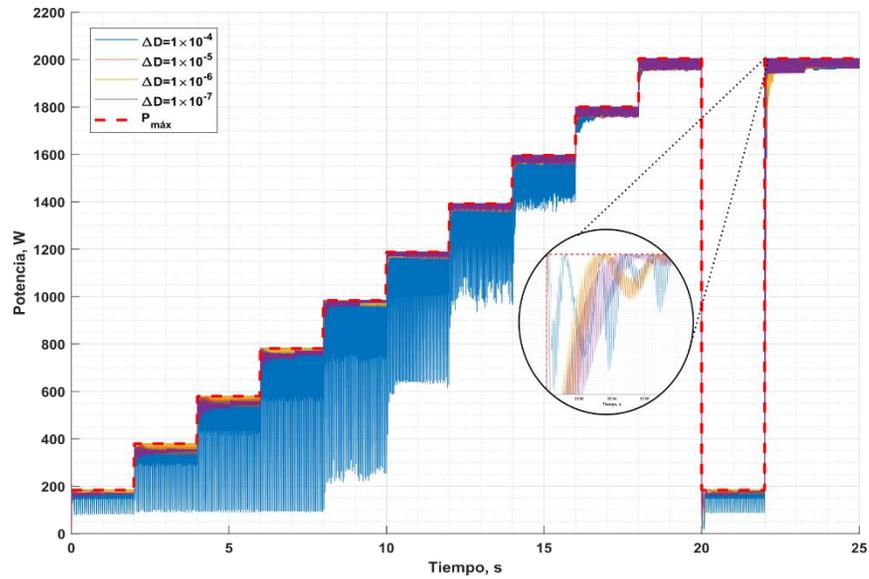
La Figura 14 muestra la potencia de salida obtenida de la simulación al implementar el algoritmo de IC con  $\Delta D = 2 \times 10^{-2}$ . En este caso se observa una mayor estabilidad de la potencia en cada punto de operación y adicionalmente presenta una menor desviación en los instantes que se presentan las mayores variaciones de la irradiancia. Cabe señalar que las oscilaciones que se presentan en condiciones de alta irradiancia, se deben al cálculo numérico en la simulación de la conductancia incremental  $\Delta I/\Delta V$  y su comparación con  $-I/V$ .

## 4.2.3.- Escalada de Colina (HC)

Por último, se presentan los resultados obtenidos para el MPPT con el algoritmo de HC. La Figura 15 muestra la comparación de las potencias de salida para los diferentes valores de  $\Delta D$ . En esta se observa que se tiene un comportamiento similar al P&O, teniendo oscilaciones considerables para los niveles más bajos de irradiancia con el menor  $\Delta D$ . Se obtuvo que el menor  $T_S$  es 7.761 y se presenta cuando  $\Delta D = 1 \times 10^{-6}$ .

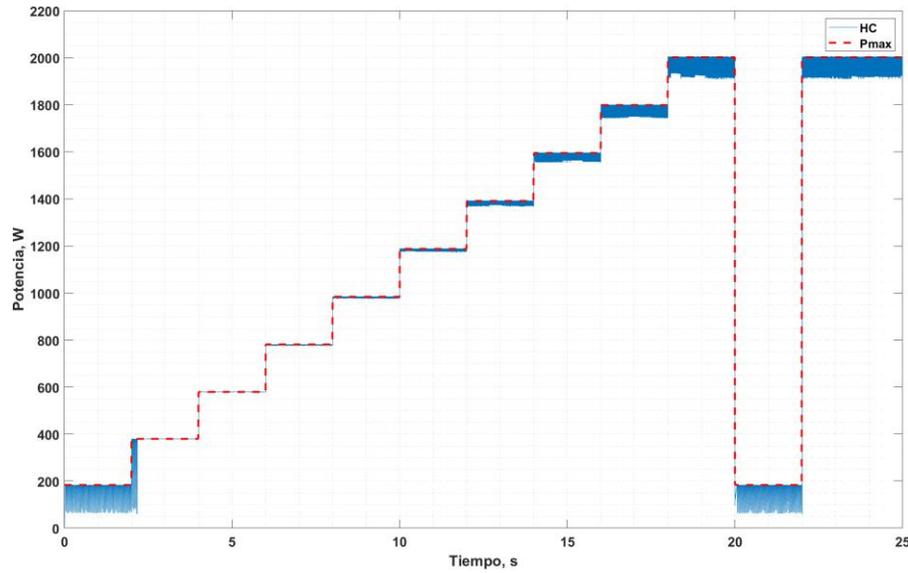


**Figura 14**  
**Simulación del MPPT con IC.**



**Figura 15**  
**Respuesta del algoritmo HC ante diferentes valores de  $\Delta D$**

La Figura 16 presenta el comportamiento de la potencia de salida, considerando el mejor  $\Delta D$  determinado. Con este método de seguimiento se observan mayores oscilaciones, comparado con los dos anteriores, en cada uno de los valores de irradiancia; aunque se estabiliza más rápidamente que el algoritmo P&O en el cambio abrupto que se presenta en el tiempo igual a 22 s.



**Figura 16**  
**Simulación del MPPT con HC**

### 4.3.- EVALUACIÓN DE LOS ALGORITMOS

Con la finalidad de comparar cada uno de los algoritmos de MPPT simulados, se evalúa su rendimiento mediante el cálculo de tres parámetros: la raíz del error cuadrático medio (RMSE por sus siglas en inglés), el error absoluto medio (MAE por sus siglas en inglés) y la energía producida por el sistema fotovoltaico. La raíz del error cuadrático medio se calcula mediante:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (Pmax_k - Ppv_k)^2} \quad (6)$$

donde  $Pmax_k$  es la potencia en el MPP en un instante de tiempo  $k$ ,  $Ppv_k$  es la potencia de salida del arreglo fotovoltaico obtenida en el instante de tiempo  $k$  y  $n$  es el número total de muestras de las señales. Esta medida estadística tiene como característica que penaliza los errores de gran magnitud [18], permitiendo identificar si existen errores significativos aunque en un tiempo corto. El error absoluto medio está dado por:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n |Pmax_k - Ppv_k| \quad (7)$$

El MAE se calcula con las mismas variables que el RMSE. Se evalúa los algoritmos con este error dado que se obtiene un promedio del error general, indicando el rendimiento promedio del algoritmo. El último parámetro, la energía producida por el arreglo fotovoltaico ( $E_{pv}$ ), se calcula en el periodo de tiempo de la simulación ( $t_f$ ) con:

$$E_{pv} = \int_0^{t_f} P_{pv} dt \quad (8)$$

A mayor cantidad de  $E_{pv}$  indica que el sistema operó entregando una mayor potencia durante el tiempo.

En las Tablas 1 y 2 se presentan los valores de los parámetros de evaluación obtenidos para cada uno de los algoritmos de MPPT. Se observa que el mejor rendimiento del SFV se obtiene cuando se realiza el MPPT con la técnica de conductancia incremental, dado que presenta los menores valores para los errores y la mayor cantidad de energía producida. Con el seguimiento mediante P&O se obtiene un menor valor para el MAE respecto al seguimiento con HC; mientras que el algoritmo HC presenta un menor error RMSE respecto al P&O. Esto indica que el seguimiento hecho con P&O tiene un mejor desempeño general que la técnica de HC, pero que presenta mayores desviaciones en ciertos momentos, como se observa en las simulaciones. Esto también se identifica con el valor de energía  $E_{pv}$  obtenido, donde la menor cantidad de energía producida por el arreglo fotovoltaico se presenta con la técnica de HC.

**Tabla 1**  
**Métricas de error para cada técnica MPPT utilizada**

Métrica de error/ Técnica MPPT	P&O	IC	HC
RMSE	34.1047	12.5662	32.4574
MAE	7.4426	4.3611	10.9529

**Tabla 2**  
**Energía producida con cada técnica MPPT.**

	P&O	IC	HC
$E_{pv}$ (Wh)	7.7611	7.7892	7.7439

## 5.- CONCLUSIONES

En este trabajo se compararon tres técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) utilizadas en sistemas fotovoltaicos: Perturbar y Observar (P&O), Escalada de Colina (HC) y Conductancia Incremental (IC), mediante una simulación desarrollada en un modelo de MATLAB/Simulink-Simscape. Los resultados obtenidos muestran que el algoritmo de IC presenta el mejor rendimiento ante condiciones de irradiancia variable. La evaluación del rendimiento se realizó con dos métricas de error y la energía generada por el arreglo fotovoltaico de prueba; en cada uno de los parámetros, el algoritmo IC muestra ser más preciso en el seguimiento del MPP, lo cual contribuye a una mayor eficiencia energética del sistema fotovoltaico. También derivado del análisis, se tiene que el algoritmo de P&O tiene un mejor desempeño que el HC, aunque presenta mayores desviaciones ante cambios súbitos en la irradiancia.

Esta comparación proporciona información relevante para la selección de algoritmos MPPT según las condiciones ambientales y los requerimientos operativos. Adicionalmente puede servir como base para proponer adaptaciones a estos algoritmos y solventar algunas de sus deficiencias.

## AGRADECIMIENTOS

Los resultados de este trabajo son parte del proyecto UACM CCYT-2023-IMP-02, por lo que los autores agradecen al Colegio de Ciencia y Tecnología de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México por los recursos asignados para llevarlo a cabo. Asimismo, los autores agradecen a la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI) por la beca de Maestría asignada al estudiante con CVU No. 1226299 y por el apoyo otorgado a los Investigadores Nacionales con CVUs No 319148 y No. 590550.

## REFERENCIAS

1. Strielkowski W, Cívín L, Tarkhanova E, Tvaronavičienė M, Petrenko Y. Renewable Energy in the Sustainable Development of Electrical Power Sector: A Review. *Energies*. 2021;14:8240.
2. Chala GT, Al Alshaikh SM. Solar Photovoltaic Energy as a Promising Enhanced Share of Clean Energy Sources in the Future—A Comprehensive Review. *Energies*. 2023;16:7919.
3. Mertens K. *Photovoltaics: Fundamentals, Technology, and Practice*. 2nd ed. Newark: John Wiley & Sons, Incorporated; 2018.
4. Urbina A. *Sustainable Solar Electricity* [Internet]. Cham: Springer International Publishing; 2022 [citado el 6 de abril de 2025]. Recuperado a partir de: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-030-91771-5>

5. Makinde KA, Adewuyi OB, Amole AO, Adeaga OA. Design of Grid-connected and Stand-alone Photovoltaic Systems for Residential Energy Usage: A Technical Analysis. JENRR. 2021;34–50.
6. Nusrat M, Mekhilef S, Mubin M, Ahmed S, Seyedmahmoudian M, Stojcevski A, et al. Advancements in flexible power point tracking and power control strategies for photovoltaic power plants: A comprehensive review. Energy Reports. 2024;12:237–50.
7. Yang B, Xie R, Guo Z. Maximum Power Point Tracking Technology for PV Systems: Current Status and Perspectives. ENERGY. 2024;0:1–10.
8. Eltamaly AM, Abdelaziz AY. Modern maximum power point tracking techniques for photovoltaic energy systems. Cham: Springer; 2020.
9. Alagu M, Ponnusamy P, Pandarinathan S, Mohamed Ali JS. Performance improvement of solar PV power conversion system through low duty cycle DC-DC converter. Circuit Theory & Apps. 2021;49:267–82.
10. Sarvi M, Azadian A. A comprehensive review and classified comparison of MPPT algorithms in PV systems. Energy Syst. 2022;13:281–320.
11. Sarang SA, Raza MA, Panhwar M, Khan M, Abbas G, Touti E, et al. Maximizing solar power generation through conventional and digital MPPT techniques: a comparative analysis. Sci Rep. 2024;14:8944.
12. Çakmak F, Aydoğmuş Z, Tür MR. Analysis of Open Circuit Voltage MPPT Method with Analytical Analysis with Perturb and Observe (P&O) MPPT Method in PV Systems. Electric Power Components and Systems. 2024;52:1528–42.
13. Mazumdar D, Sain C, Biswas PK, Sanjeevikumar P, Khan B. Overview of Solar Photovoltaic MPPT Methods: A State of the Art on Conventional and Artificial Intelligence Control Techniques. Iqbal K, editor. International Transactions on Electrical Energy Systems. 2024;2024:1–24.
14. Zhu W, Shang L, Li P, Guo H. Modified hill climbing MPPT algorithm with reduced steady-state oscillation and improved tracking efficiency. The Journal of Engineering. 2018;2018:1878–83.
15. Rezk H, Eltamaly AM. A comprehensive comparison of different MPPT techniques for photovoltaic systems. Solar Energy. 2015;112:1–11.
16. Devarakonda A, Karuppiah N, Selvaraj T, Balachandran P, Shanmugasundaram R, Senjyu T. A Comparative Analysis of Maximum Power Point Techniques for Solar Photovoltaic Systems. Energies. 2022;15:8776.
17. Bahari MI, Tarassodi P, Naeini YM, Khalilabad AK, Shirazi P. Modeling and simulation of hill climbing MPPT algorithm for photovoltaic application. 2016 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM) [Internet]. Capri, Italy: IEEE; 2016 [citado el 1 de abril de 2025]. p. 1041–4. Recuperado a partir de: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7525990/>
18. Chai T, Draxler RR. Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)? – Arguments against avoiding RMSE in the literature. Geosci Model Dev. 2014;7:1247–50.

## CONFLICTO DE INTERESES

Ninguno de los autores manifestó la existencia de posibles conflictos de intereses que debieran ser declarados en relación con este artículo.

## CONTRIBUCIONES DE LOS AUTORES

Las contribuciones de cada autor se presentan a continuación. Por razones de espacio únicamente se utilizarán el primer nombre y primer apellido de cada uno:

- **Conceptualización:** Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Curación de datos:** Gerardo Hernández, Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Análisis formal:** Gerardo Hernández, Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Adquisición de fondos:** Santos Orozco.
- **Investigación:** Gerardo Hernández, Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Metodología:** Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Administración de proyecto:** Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Recursos:** Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Software:** Gerardo Hernández, Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Supervisión:** Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Validación -Verificación:** Manuel Corona, Santos Orozco.

- **Visualización:** Gerardo Hernández, Manuel Corona, Santos Orozco.
- **Redacción- borrador original:** Gerardo Hernández.
- **Redacción – revisión y edición:** Manuel Corona, Santos Orozco.

## AUTORES

**Gerardo Manuel Hernández Romero**, Ingeniero en Sistemas Electrónicos Industriales y estudiante de la Maestría en Ingeniería Energética de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México. Correo electrónico: gerardo.manuel.hernandez@estudiante.uacm.edu.mx. Principales intereses de investigación: Sistemas fotovoltaicos.

**Santos Miguel Orozco Soto**, Doctor en Ciencias con especialidad en Control Automático. Profesor investigador de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México y Profesor visitante de la Libera Università di Bolzano, Italia. Correo electrónico: santos.orozco@uacm.edu.mx. ORCID: 0000-0001- 6191-4306. Principales intereses de investigación: Teoría y aplicaciones del control automático en robótica y electrónica de potencia.

**Manuel Antonio Corona Sánchez**, Doctor en Ciencias en Ingeniería Eléctrica. Profesor Investigador y Coordinador del Posgrado en Energía de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México. Correo electrónico: manuel.corona@uacm.edu.mx. ORCID: 0000-0002-0530-6493. Principales intereses de investigación: Análisis de elemento finito, sistemas de potencia y eficiencia energética.



Esta revista se publica bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-No Comercial-Sin Derivar 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/)