






Artículo Original

Análisis comparativo de los algoritmos MPPT de conductancia incremental y perturbación & observación en sistemas fotovoltaicos conectados a la red: Rendimiento en condiciones de irradiancia dinámica

Comparative analysis of incremental conductance and perturbation & observation MPPT algorithms in grid-connected PV systems: performance in dynamic irradiance conditions

***Adolfo Hiram González¹** , **Gianyacomo Zucchini¹** , **Fatima Martinez¹** , **Matias Abel Aguilar¹** , **Raul Gregor²** , **Julio Pacher²** , **Oswaldo González²** , **David Caballero²** 

¹Universidad del Cono Sur de las Américas, Grupo de Investigación en Tecnologías Emergentes (GITE). Asunción, Paraguay

²Universidad Nacional de Asunción, Facultad de Ingeniería, Centro de Investigación en Tecnologías Hidroeléctricas y Energía Distribuida (CITHED). Luque, Paraguay

RESUMEN

Este artículo presenta una comparación detallada entre los algoritmos de Conductancia Incremental (IC) y Perturbación y Observación (P&O) en un sistema fotovoltaico conectado a la red de dos etapas (GCPVS), que consta de paneles solares, un convertidor elevador, un inversor de fuente de voltaje (VSI) de dos niveles y un filtro LCL. Se evalúan métricas clave de rendimiento como el Error Cuadrático Medio (RMSE), la Distorsión Armónica Total (THD), el tiempo de establecimiento, la eficiencia del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) y el factor de potencia en condiciones de irradiancia variables. Se implementa un control de marco de referencia síncrono (dq0) para garantizar una inyección de energía de alta calidad. Los algoritmos IC y P&O se diseñan, modelan y validan utilizando MATLAB/Simulink. Los resultados demuestran que IC mejora la estabilidad, la velocidad de respuesta y la eficiencia del sistema, a la vez que reduce la THD. Por el contrario, P&O exhibe una respuesta transitoria más rápida, pero muestra mayores fluctuaciones en estado estacionario.

Palabras clave: Conductancia Incremental; perturbación & observación; seguimiento del punto de máxima potencia; sistemas fotovoltaicos conectados a la red, convertidor elevador; inversor de fuente de voltaje; filtro LCL; control dq0; distorsión armónica total; calidad de energía.

ABSTRACT

This paper article a detailed comparison between Incremental Conductance (IC) and Perturbation & Observation (P&O) algorithms in a two-stage grid-connected photovoltaic system (GCPVS), consisting of solar panels, a boost converter, a two-level voltage source inverter (VSI), and an LCL filter. Key performance metrics such as Root Mean Square Error (RMSE), Total Harmonic Distortion (THD), settling time, Maximum Power Point Tracking (MPPT) efficiency, and power factor are evaluated under varying irradiance conditions. A (dq0) synchronous reference frame control is implemented to ensure high-quality power injection. The IC and P&O algorithms are designed, modeled, and validated using MATLAB/Simulink. The results demonstrate that IC enhances system stability, response speed, and efficiency, while reducing THD. In contrast, P&O exhibits a faster transient response but shows greater steady-state fluctuations.


Keywords: Incremental Conductance; Perturbation & Observation; Maximum Power Point Tracking; grid-connected photovoltaic systems, boost converter; voltage source inverter; LCL filter; dq0 control; total harmonic distortion; power quality.

Realizado en el Proyecto Estratégico (ESTR01-3) y Programa de Doctorado en Ingeniería Electrónica (POSG04-6), Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología

***Autor correspondiente:** González, A. Universidad del Cono Sur de las Américas. Asunción, Paraguay. Correo electrónico: adolfo.gonzales@alumnomie.ucsar.edu.py

Fecha de envío: 19/02/2026. Revisión 04/03/2026. Aceptación: 28/03/2026.

Proceso de revisión: Evaluación por pares a doble ciego.

Editora responsable: Graciela María Patricia Velázquez de Saldívar . Universidad del Cono Sur de las Américas, UCSA.



INTRODUCCIÓN

Actualmente, los sistemas de generación de energía renovable han cobrado gran importancia debido a su impacto ambiental y a la urgente necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En particular, los sistemas de generación fotovoltaica interconectada a la red eléctrica (GCPVS) han experimentado un crecimiento considerable, impulsando el desarrollo de técnicas avanzadas destinadas a maximizar la eficiencia energética y minimizar los efectos adversos en la calidad de la energía (Ahmed et al., 2007; N & Eti, 2024; Hassaine et al., 2014; Martinez et al., 2021).

Uno de los retos más críticos en estos sistemas es el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), que permite extraer la máxima energía disponible de los paneles solares en condiciones variables de irradiancia y temperatura. En la literatura reciente se sigue prestando especial atención al análisis y desarrollo de métodos MPPT orientados a mejorar la eficiencia, la estabilidad y la adaptabilidad de los sistemas fotovoltaicos frente a cambios ambientales y condiciones dinámicas de operación (Ali et al., 2025). Entre las técnicas MPPT más utilizadas se encuentran los algoritmos de Conductancia Incremental (IC) y Perturbación & Observación (P&O), que demuestran un buen rendimiento, pero difieren significativamente en términos de estabilidad, eficiencia y respuesta dinámica (Ali et al., 2021; Islam et al., 2021; Messaoudi et al., 2024).

A pesar de los avances reportados en técnicas MPPT, estrategias de control de inversores y diseño de filtros para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, aún son limitados los estudios que comparan de forma integral los algoritmos de Conductancia Incremental y Perturbación & Observación en un GCPVS de dos etapas, considerando simultáneamente indicadores de calidad de energía y desempeño dinámico, tales como la THD de la corriente inyectada, la estabilidad de la tensión del enlace de CC, el RMSE de las variables eléctricas, el tiempo de establecimiento, la eficiencia MPPT y el factor de potencia, bajo condiciones variables de irradiancia.

Los GCPVS requieren una conversión de potencia eficiente para garantizar la inyección de potencia activa con mínima distorsión armónica. Esto se logra típicamente mediante una arquitectura de dos etapas. En la primera etapa, un convertidor elevador CC-CC eleva la tensión de salida del sistema fotovoltaico y regula el punto de operación mediante MPPT (N & Eti, 2024; Ali et al., 2021). En la segunda etapa, un VSI de dos niveles convierte la potencia CC en CA para su inyección a la red, empleando un control de marco de referencia síncrono dq0 para mantener un factor de potencia unitario (Roslan et al., 2020; Parvez et al., 2016; Martínez et al., 2020). Además, estudios recientes han explorado estrategias de control predictivo para convertidores conectados a red con el objetivo de mejorar el seguimiento de potencia y la calidad de la corriente inyectada. En este sentido, Zucchini et al. (2025a) compararon el desempeño de inversores de dos niveles y convertidores de tres niveles tipo NPC bajo control predictivo FCS-MPC, evidenciando que la compensación de retardo mejora significativamente la precisión en el seguimiento de potencia y la forma de onda de corriente. De manera complementaria, Zucchini et al. (2025b) propusieron una estrategia de control predictivo directo de potencia modulado con compensación de retardo para convertidores NPC de tres niveles conectados a red, mostrando mejoras en la respuesta dinámica, el desempeño en régimen permanente, el

balance de la tensión del enlace de CC y la reducción del contenido armónico. Estos resultados refuerzan la relevancia de las estrategias avanzadas de control en aplicaciones fotovoltaicas interconectadas a la red.

Para mejorar aún más la calidad de la potencia inyectada y reducir la distorsión armónica total, se implementa un filtro LCL para atenuar los armónicos de conmutación generados por el inversor. Sin embargo, el diseño de este filtro debe equilibrar la atenuación armónica con la estabilidad del sistema, evitando así fenómenos de resonancia indeseables (Ahmed et al., 2007; Kumar et al., 2024; S & Sidram, 2022).

Este estudio busca realizar una comparación detallada entre los algoritmos MPPT IC y P&O mediante la evaluación de indicadores clave de rendimiento, como la Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE) en potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y tensión del enlace de CC (Vdc), la distorsión armónica total (THD) de la corriente inyectada, el tiempo de estabilización, la eficiencia del MPPT y el factor de potencia (FP). Para ello, se diseña y modela un GCPVS completo en MATLAB/Simulink, y se valida su rendimiento en condiciones de irradiancia variables. Este análisis contribuye a la optimización de las estrategias de control MPPT y a la mejora de la calidad de la energía en aplicaciones GCPVS.

MATERIALES Y MÉTODOS

El tipo de investigación realizada es de carácter cuantitativo-experimental, centrada en la tecnología de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, en la cual se emplearon mediciones numéricas para evaluar y comparar el desempeño de dos algoritmos de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT): Conductancia Incremental (IC) y Perturbación y Observación (P&O), aplicados al control de un sistema fotovoltaico conectado a la red (GCPVS) de dos etapas.

La población de estudio corresponde a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red trifásica que emplean convertidores de potencia de dos etapas, mientras que la muestra está representada por un sistema de 100 kW compuesto por un arreglo fotovoltaico basado en el módulo 1Soltech 1STH-215-P (47 módulos en paralelo y 10 en serie), un convertidor elevador CC-CC, un inversor de fuente de voltaje (VSI) de dos niveles y un filtro LCL, configurado con los parámetros detallados en la Tabla 1 del presente trabajo.

El trabajo fue validado por medio de simulaciones utilizando el entorno MATLAB/Simulink, en donde el sistema completo fue modelado con el fin de verificar que las mediciones obtenidas proporcionen los valores esperados según el modelo teórico. Los parámetros de diseño fueron determinados analíticamente: los componentes pasivos del convertidor elevador ($C_{pv} = 1200 \mu\text{F}$, $L_b = 2,1 \text{ mH}$, $C_{dc} = 3000 \mu\text{F}$) se dimensionaron considerando ripples máximos del 5% para V_{pv} , 2% para I_{Lb} y 1% para V_{dc} ; mientras que los parámetros del filtro LCL ($L_i = 500 \mu\text{H}$, $L_g = 400 \mu\text{H}$, $C_f = 100 \mu\text{F}$, $R_f = 0,49 \Omega$) se calcularon garantizando que la frecuencia de resonancia cumpla la condición $10 \cdot f \leq f_{res} \leq 0,5 \cdot f_{sw1}$.

Se realizaron mediciones de la Distorsión Armónica Total (THD) de la corriente inyectada a la red mediante análisis FFT en el entorno de simulación, vistas desde el punto de conexión común (PCC), con el fin de conocer el nivel de distorsión armónica introducido por las conmutaciones del VSI bajo distintas condiciones de irradiancia. Se implementaron mediciones de tensión en el enlace de CC (Vdc) para verificar la regulación del bus ante cambios bruscos de irradiancia. En el lado

de la red se realizaron mediciones de corriente y tensión para el cálculo de potencia activa (P) y reactiva (Q) mediante la transformada $dq0$ en marco de referencia síncrono, así como para la determinación del factor de potencia (FP) y la eficiencia MPPT.

A la salida del convertidor elevador se midió la tensión V_{dc} para evaluar el control del bus CC ante variaciones de irradiancia, mientras que a la salida del VSI se midieron las corrientes inyectadas a la red para verificar el seguimiento de las referencias generadas por el control $dq0$. Para evaluar la respuesta dinámica del sistema, se midió el tiempo de establecimiento de las variables V_{dc} , P_{pv} , P y Q ante escalones de irradiancia de 1000 W/m^2 , 200 W/m^2 , 600 W/m^2 y 500 W/m^2 a temperatura constante de 25°C . Finalmente, se calculó el Error Cuadrático Medio (RMSE) de las señales P, Q y V_{dc} en régimen permanente para cuantificar las fluctuaciones residuales de cada algoritmo.

HIPÓTESIS

El algoritmo de Conductancia Incremental (IC), aplicado al control MPPT de un sistema fotovoltaico conectado a la red de dos etapas con filtro LCL y control $dq0$, proporciona mayor estabilidad en la tensión del enlace de CC, menor distorsión armónica total en la corriente inyectada y un seguimiento de potencia más preciso en régimen permanente, en comparación con el algoritmo de Perturbación y Observación (P&O), bajo condiciones de irradiancia variable.

PREGUNTAS DE LA INVESTIGACIÓN

¿Es posible que el algoritmo IC logre tiempos de establecimiento inferiores al algoritmo P&O para las variables V_{dc} , P_{pv} , P y Q durante transitorios de irradiancia en un sistema fotovoltaico conectado a la red?

¿Es posible mantener la distorsión armónica total (THD) de la corriente inyectada por debajo del 5% establecido por la norma IEEE-519, independientemente del algoritmo MPPT utilizado y ante variaciones drásticas de irradiancia?

¿Es posible que ambos algoritmos MPPT garanticen un factor de potencia cercano a la unidad y una eficiencia de seguimiento superior al 96% en todas las condiciones de irradiancia evaluadas, mediante el control en marco de referencia síncrono $dq0$?

RESULTADOS

En este artículo, el modelo propuesto consiste en un sistema de conversión fotovoltaica de dos etapas integrado en una red trifásica, con el objetivo de evaluar el rendimiento del sistema. La configuración, ilustrada en la Figura 1, incluye un sistema fotovoltaico, un convertidor elevador CC-CC, un VSI de dos niveles, un filtro LCL y la red eléctrica trifásica (Messaoudi et al., 2024; Kumar et al., 2024). El funcionamiento del MPPT se rige por dos estrategias de control: IC y P&O. En el lado del VSI, se implementa un método de control basado en el sistema de referencia síncrono $dq0$ para garantizar la correcta interacción con la red y la calidad de la energía.

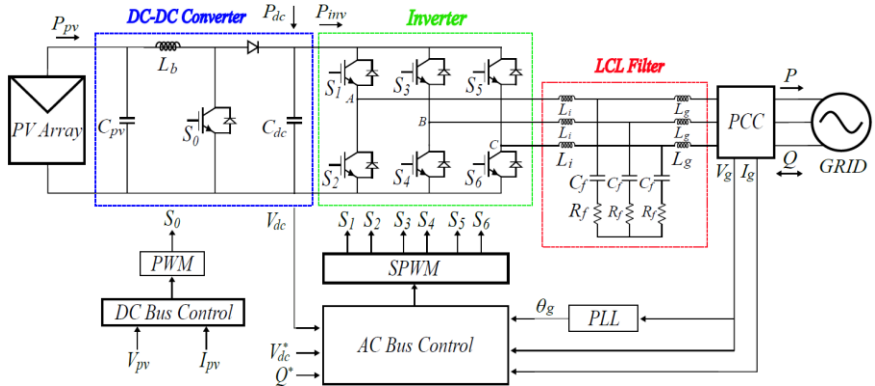


Figura 1. Esquema del GCPVS de dos etapas.

Además del interruptor IGBT activo, el convertidor elevador incluye tres componentes pasivos clave: el condensador de filtro de entrada (C_{pv}), el inductor elevador (L_b) y el condensador de enlace de CC (C_{dc}). Para determinar sus valores adecuados, primero se deben calcular V_{dc} , el ciclo de trabajo (D) y la corriente del inductor (I_{Lb}) mediante (1).

$$\begin{cases} V_{DC} = \frac{(2 * \sqrt{2} * V_{LL})}{M * \sqrt{3}} \\ D = \frac{V_{DC} - V_{pv}}{V_{DC}} \\ I_{Lb} = \frac{P_{pv}}{V_{pv}} = \frac{N_s * N_p * P_{mp}}{V_{mp} * N_s} \end{cases} \quad (1)$$

Aquí, M es el índice de modulación (asumido como 1) y V_{LL} es el voltaje RMS línea a línea. El diseño asume valores máximos de rizado del 5% para V_{pv} , del 2% para I_{Lb} y del 1% para V_{dc} . Con estos criterios, los componentes pasivos se pueden dimensionar como (2).

$$\begin{cases} L_b = \frac{V_{pv} * (V_{DC} - V_{pv})}{\Delta I_L * f_{sw} * V_{DC}} \\ C_{DC} = \frac{I_{Lb} * (1 - \frac{V_{pv}}{V_{DC}})}{\Delta V_{DC} * f_{sw}} \\ C_{pv} = \frac{I_{pv} * D}{\Delta V_{pv} * f_{sw}} \end{cases} \quad (2)$$

Donde f_{sw} representa la frecuencia de conmutación del convertidor elevador CC-CC.

El filtro LCL ofrece un rendimiento superior en la atenuación de armónicos de alta frecuencia en comparación con los filtros L y LC. Esto permite reducir el tamaño y el coste de inductores y condensadores. Además, se conecta una resistencia de amortiguamiento (Rf) en serie con el condensador del filtro para mitigar los efectos de resonancia y mejorar la estabilidad del sistema fotovoltaico.

La impedancia base y la capacitancia base, denotadas por Zb y Cb respectivamente, se calculan utilizando (3).

$$Z_b = \frac{V_{iL}^2}{P_{rated}}, \quad (3)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_g * Z_b} = \frac{1}{2 * \pi * f * Z_b}$$

Donde (Prated = Ppv) es la potencia nominal del sistema y (f) es la frecuencia de la red.

La capacitancia del filtro (Cf) se selecciona en función de la variación máxima permitida en el FP del sistema de red, generalmente proyectada como 5%, como se muestra en (4).

$$C_f = (0.05) * C_b, \quad (4)$$

La inductancia del lado inversor (Li) está dada por (5).

$$L_i = \frac{V_{DC}}{6 * f_{sw} * (0.1 * \frac{P * \sqrt{2}}{3 * V_{ph}})}, \quad (5)$$

Donde (fsw1) es la frecuencia de conmutación del inversor VSI y (Vph) es la tensión de fase.

La inductancia del lado de la red (Lg) se deriva de una relación de diseño (v), donde (v = 0,8) en este caso en (6).

$$L_g = v * L_i, \quad (6)$$

Para amortiguar la frecuencia de resonancia del circuito LCL, se inserta un condensador (Rf) en serie con el condensador. La frecuencia angular de resonancia (wr) y (Rf) se calculan mediante (7).

$$\omega_r = 2 * \pi * f_{res} = \sqrt{\frac{L_i + L_g}{L_i * L_g * C_f}}, \quad (7)$$

$$R_f = \frac{1}{3 * \omega_r * C_f}$$

El rango de frecuencias de la frecuencia de resonancia fres se muestra en la ecuación (8).

$$10 * f \leq f_{res} \leq 0.5 * f_{sw} , \tag{8}$$

El sistema de control del esquema propuesto consta de dos etapas de conversión, la del convertidor elevador CC-CC y la del inversor VSI de 2 niveles CC-AC. Para mejorar la claridad del control del sistema, este se organiza en dos secciones principales: el control del bus de CC y el control del bus de CA.

El control CA está compuesto por tres elementos fundamentales: un controlador de tensión del enlace de CC, encargado de generar la potencia de referencia a inyectar en el inversor VSI; un controlador PLL, que alinea la fase de entrada del inversor con la fase de la red; y un controlador VSI, responsable de generar las señales de tensión de referencia para regular el funcionamiento del inversor.

Este sistema de control consta de tres componentes clave: un controlador Vdc, como se muestra en la Fig. 2(a), responsable de generar la potencia de referencia que se inyecta en el VSI; un controlador de bucle de enganche de fase (PLL), como se muestra en la Fig. 2(b), que sincroniza la fase de entrada del inversor con la fase de la red; y un controlador VSI, que genera las señales de referencia de tensión para regular el funcionamiento del inversor, como se muestra en la Fig. 3. La inyección de P y Q se puede ajustar mediante las corrientes de referencia en el marco síncrono (dq0) utilizando (9) (De la Cruz et al., 2021; Bravo et al., 2023; Villalobos et al., 2014).

$$\begin{bmatrix} i_{gd}^* \\ i_{gq}^* \end{bmatrix} = \frac{2}{3 * (V_{gd}^2 + V_{gq}^2)} * \begin{bmatrix} V_{gd} & V_{gq} \\ V_{gq} & -V_{gd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_g^* \\ Q_g^* \end{bmatrix} \tag{9}$$

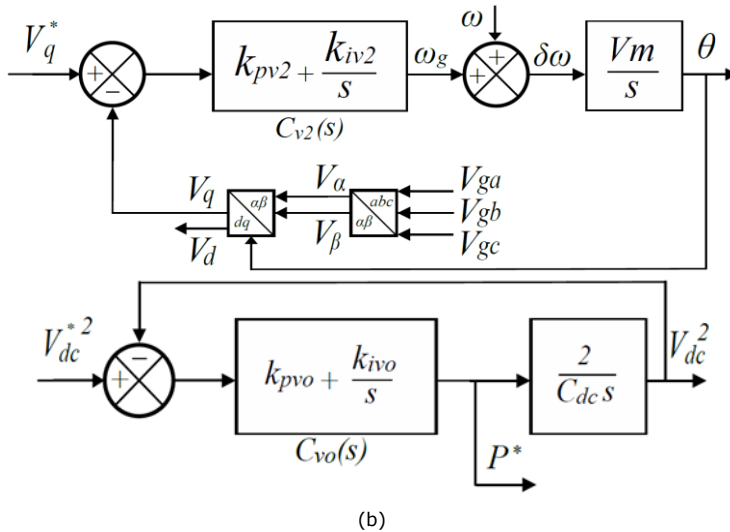


Figura 2. (a) Controlador Vdc, (b) Controlador de bucle de enganche de fase (PLL).

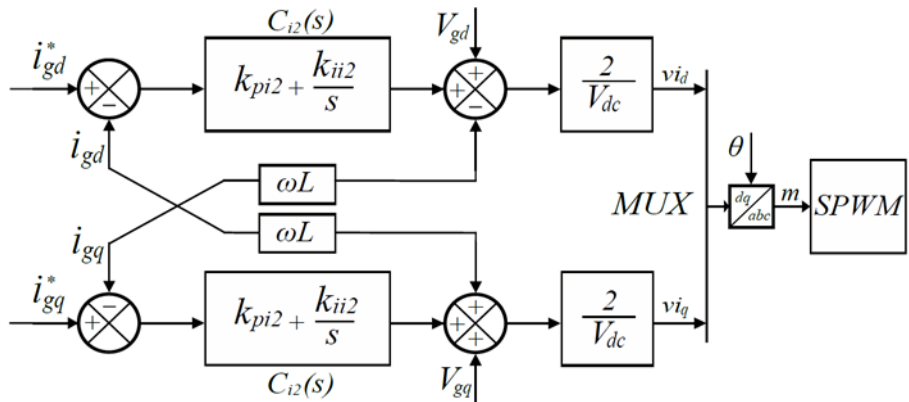


Figura 3. Control clásico de PI en cascada en el marco síncrono dq0.

La regulación del bus de CC se gestiona mediante el controlador MPPT, cuyo objetivo es maximizar la eficiencia del sistema fotovoltaico. Este controlador identifica continuamente el Punto de Máxima Potencia (MPP) del sistema fotovoltaico y ajusta dinámicamente la D óptima para el convertidor. En este trabajo, se implementan algoritmos MPPT basados en los métodos IC y P&O, ambos ampliamente utilizados por su capacidad para optimizar la extracción de energía en condiciones variables, como se muestra en (10).

$$\begin{cases}
 \text{IC} \begin{cases}
 \text{si } \rightarrow \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \rightarrow \text{disminuye } D \\
 \text{si } \rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \rightarrow \text{no cambia } D, \\
 \text{si } \rightarrow \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \rightarrow \text{aumenta } D
 \end{cases} \\
 \text{P\&O} \begin{cases}
 \text{si } \Delta P > 0 \text{ y } \Delta V > 0 \rightarrow \text{aumenta } D \\
 \text{si } \Delta P > 0 \text{ y } \Delta V < 0 \rightarrow \text{disminuye } D \\
 \text{si } \Delta P = 0 \rightarrow \text{no cambia } D \\
 \text{si } \Delta P < 0 \rightarrow \text{invertir perturbación}
 \end{cases}
 \end{cases} \quad (10)$$

Se realizaron validaciones de simulación para comparar el desempeño de los controladores MPPT IC y P&O, las pruebas realizadas consisten en la aplicación del perfil de irradiancia variable bajo condiciones drásticas como se muestra en la Fig. 4, a temperatura constante $T = 25^{\circ}\text{C}$ dentro del tiempo de simulación de 2 segundos.

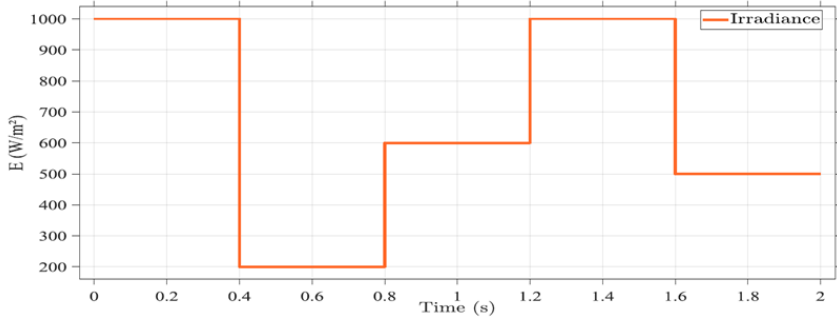
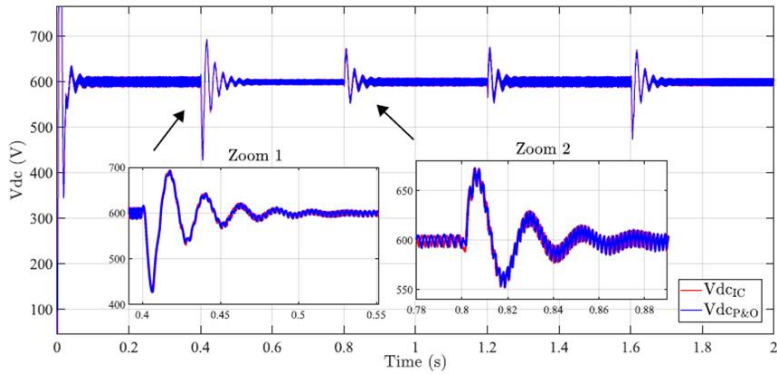


Figura 4. Perfil de irradiancia bajo transitorios.

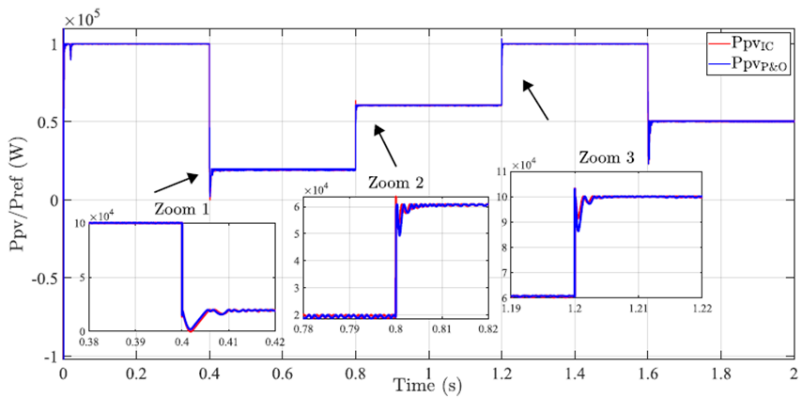
La Tabla 1 presenta los parámetros de los controladores junto con los componentes del sistema.

Parámetros	Valor	Unidad de medida
Potencia nominal del sistema	100 k	W (Watt)
Voltaje de línea a línea de red	380	V (Voltaje)
Frecuencia de red	50	F (Frecuencia)
Voltaje en DClink (referencial)	600	V (Voltaje)
Modulación	1	-
Frecuencia de conmutación Convertidor Elevador CC-CC	10k	Hz (Hercio)
Capacitor de Entrada lado Panel	1200 u	F (faradio)
Inductor del Convertidor Elevador CC-CC	2.1 m	H (Henrio)
Capacitor de Salida lado Panel	3000 u	F (faradio)
Frecuencia de conmutación del Inversor VSI	10 k	Hz (Hercio)
Inductor lado VSI del filtro	500 u	H (Henrio)
Inductor lado red del filtro	400 u	H (Henrio)
Capacitor del filtro	100 u	F (faradio)
Resistencia de resonancia del filtro	0.49	Ω (Ohmio)
Kpvo y Kivo del PI del enlace CC	0.25/300	-
Kpv2 y Kiv2 del PI del PLL	10/ 50000	-
Kpi2 y Kii2 del PI del VSI	10/20	-

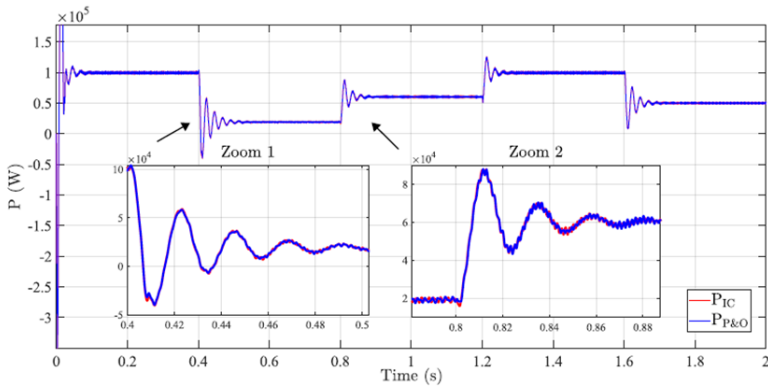
El sistema se sometió a un evento de arranque y a cuatro cambios de paso de irradiancia para evaluar su respuesta transitoria (Bouregba et al., 2022). La figura 5(a-d) ilustra el comportamiento transitorio de las variables clave (Vdc, Ppv, P y Q) bajo variaciones abruptas de irradiancia. Durante el arranque (condición inicial: 1000 W/m²), ambos algoritmos MPPT lograron tiempos de estabilización inferiores a 10 ms para todas las variables. El método IC mostró una estabilización ligeramente más rápida para Vdc, P y Q.



(a)



(b)



(c)

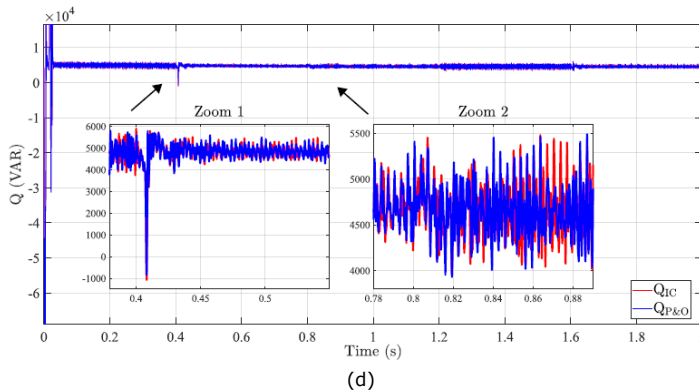


Figura 5. Perfiles de señales de interés en diferentes condiciones de irradiancia: (a) Tensión del enlace de CC (Vdc); (b) Potencia fotovoltaica (Ppv); (c) Potencia activa inyectada (P); (d) Potencia reactiva inyectada (Q).

Durante la transición más crítica ($1000 \rightarrow 200 \text{ W/m}^2$), el algoritmo P&O demostró una adaptación más rápida en Ppv (9,46 ms frente a 29,30 ms para IC), atribuible a su mecanismo de perturbación directa. Sin embargo, IC mostró un menor sobreimpulso en Vdc, lo que indica un mejor control del bus de CC en condiciones de tensión.

En cambio, durante la fase de recuperación ($200 \rightarrow 600 \text{ W/m}^2$), IC logró un seguimiento más preciso de Ppv (0,95 ms frente a 1,35 ms), lo que demuestra su superioridad en el rendimiento del MPPT bajo gradientes de irradiancia positivos. Estas observaciones concuerdan con los datos presentados en la Tabla 2, donde IC mantiene una estabilidad superior en Vdc, mientras que P&O logra una respuesta dinámica más rápida en Ppv.

Tabla 2. Tiempo de asentamiento de señales de interés.

Irradiancia	MPPT	Vdc (ms)	Ppv (ms)	P (ms)	Q (ms)
Start: 1000 W/m^2	IC	8.06	2.95	9.74	9.69
	P&O	8.73	2.95	9.75	9.74
$1000 \rightarrow 200 \text{ W/m}^2$	IC	51.37	29.30	99.56	97.34
	P&O	50.43	9.46	98.70	97.37
$200 \rightarrow 600 \text{ W/m}^2$	IC	20.75	0.95	60.40	99.62
	P&O	22.03	1.35	48.63	99.77
$600 \rightarrow 1000 \text{ W/m}^2$	IC	43.20	0.90	40.40	49.80
	P&O	43.60	1.30	39.60	49.90
$1000 \rightarrow 500 \text{ W/m}^2$	IC	41.30	7.70	93.40	99.80
	P&O	43.30	10.50	69.70	97.30

La distorsión armónica total (THD) de la corriente de red, como se muestra en la Tabla 3, se mantuvo por debajo del 5 % en todas las condiciones de prueba, de conformidad con la norma IEEE-519. El peor escenario se produjo a 200 W/m^2 , donde P&O registró una THD de aproximadamente el 4,09 %, atribuida a la menor disponibilidad de energía para el filtrado activo.

El algoritmo IC logró consistentemente valores de THD ligeramente más bajos en la mayoría de los casos de prueba, especialmente en la Muestra 1 (1,35% vs. 1,38%), la Muestra 2 (4,04% vs. 4,09%) y la Muestra 3 (1,78% vs. 1,81%). Esto indica que IC proporciona un seguimiento de MPP más estable, lo que se traduce en una menor distorsión armónica. Por el contrario, P&O presenta mayores fluctuaciones en estado estacionario, lo que sugiere que su mecanismo de perturbación continua introduce componentes armónicos adicionales en la corriente de red.

Tabla 3. Valor promedio del THD de corrientes lado red en estado estacionario.

Muestra (Intervalo de tiempo)	IC Iabc THD (%)	P&O Iabc THD (%)
Muestra 1 (0.1-0.399 s)	1.35%	1.38%
Muestra 2 (0.5-0.799 s)	4.04%	4.09%
Muestra 3 (0.9-1.199 s)	1.78%	1.81%
Muestra 4 (1.25-1.599 s)	1.39%	1.37%
Muestra 5 (1.7-2 s)	2.00%	1.95%

La Tabla 4 revela que ambos algoritmos mantuvieron un factor de potencia (FP) promedio por encima del 98,5%, manteniéndose cerca de la unidad como resultado del control implementado en el marco de referencia síncrono dq0.

En cuanto a la eficiencia fotovoltaica, ambos algoritmos demostraron ser muy eficaces para optimizar la energía generada por la fuente fotovoltaica. En la mayoría de las muestras evaluadas, el algoritmo IC logró una eficiencia ligeramente superior a la de P&O. Sin embargo, en la muestra 5 (1,7-2 s), P&O mostró una ligera ventaja (99,72 % frente a 99,67 %), posiblemente debido a su menor tiempo de estabilización en condiciones de irradiancia variable.

Tabla 4. Factor de Potencia y Eficiencia fotovoltaica (η).

Muestra (Intervalo de tiempo)	FP (%) IC / P&O	η (%) IC / P&O
Muestra 1 (0.1-0.399 s)	99.4226 / 99.4186	99.7941 / 99.7873
Muestra 2 (0.5-0.799 s)	98.5451 / 98.5768	96.9039 / 96.8627
Muestra 3 (0.9-1.199 s)	99.3575 / 99.3536	99.7268 / 99.7228
Muestra 4 (1.25-1.599 s)	99.4314 / 99.4328	99.7862 / 99.7887
Muestra 5 (1.7-2 s)	99.2805 / 99.2787	99.6699 / 99.7227

Un análisis detallado del error cuadrático medio (RMSE), presentado en la Tabla 5, muestra que el algoritmo IC minimiza las fluctuaciones en Vdc (5,94 V frente a 6,04 V para P&O), lo que refuerza su idoneidad para aplicaciones sensibles a la calidad del voltaje.

En cambio, P&O logró un RMSE más bajo en potencia activa (P) durante intervalos específicos (p. ej., 979,98 W frente a 1015,69 W para IC en la muestra 3), lo que confirma su eficacia al gestionar transiciones rápidas.

Estos hallazgos sugieren que la selección del algoritmo MPPT debe basarse en la prioridad del sistema: estabilidad de voltaje (IC) o velocidad de respuesta dinámica (P&O).

Tabla 5. Valores RMSE de las señales de interés.

Muestra (Intervalo de tiempo)	P (W) IC / P&O	Q (VAR) IC / P&O	Vdc (V) IC / P&O
Muestra 1 (0.1–0.399 s)	1347.05 / 1368.19	4918.00 / 4917.49	5.94 / 6.04
Muestra 2 (0.5–0.799 s)	968.84 / 971.38	4765.62 / 4764.08	3.83 / 3.84
Muestra 3 (0.9–1.199 s)	1015.69 / 979.98	4618.99 / 4620.35	4.88 / 4.83
Muestra 4 (1.25–1.599 s)	1396.68 / 1398.89	4597.39 / 4597.74	6.08 / 6.07
Muestra 5 (1.7–2 s)	943.34 / 916.82	4588.45 / 4584.68	4.76 / 4.64

En resumen, los resultados de la simulación confirmaron que ambos algoritmos MPPT permitieron un funcionamiento eficiente y estable del GCPVS bajo perfiles de irradiancia dinámicos. El algoritmo IC superó consistentemente al método P&O en términos de estabilidad de voltaje, menor THD y reducción de RMSE, mientras que P&O demostró una respuesta dinámica más rápida durante caídas rápidas de irradiancia. Estos hallazgos resaltan un equilibrio entre estabilidad y velocidad en el rendimiento. En general, ambos controladores alcanzaron eficiencias MPPT superiores al 96,8%, con un factor de potencia inyectado cercano a la unidad, cumpliendo así los objetivos de calidad de energía y seguimiento descritos en este estudio.

DISCUSIÓN

Este artículo presentó un análisis comparativo del rendimiento de los algoritmos MPPT de Conductancia Incremental y Perturbación y Observación en un sistema fotovoltaico de dos etapas conectado a la red. Los resultados demostraron que, si bien el algoritmo P&O logró respuestas más rápidas a las variaciones de irradiancia, el método IC proporcionó mayor estabilidad, menor distorsión armónica total (THD) y un seguimiento de potencia más consistente en condiciones variables. Ambos métodos garantizaron una alta eficiencia fotovoltaica y un factor de potencia elevados, cumpliendo con la norma IEEE-519 sobre distorsión armónica de corriente. Estos resultados confirman que la elección de la estrategia MPPT debe basarse en los requisitos específicos del sistema, priorizando el tiempo de respuesta o la estabilidad de la tensión.

Agradecimientos

Los autores agradecen al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) de la República del Paraguay por el apoyo brindado a través del Programa de Maestría en Ingeniería Electrónica con énfasis en Energías Renovables y Eficiencia Energética (POSG01-29).

Asimismo, desean reconocer las valiosas contribuciones de todos los colaboradores que apoyaron el desarrollo de esta investigación.

Contribución de autores: A. González: Conceptualización, diseño del sistema, modelado, integración de la simulación y redacción del manuscrito. G. Zucchini: Desarrollo de la simulación del control empleado. F. Martínez: Apoyo en la redacción del manuscrito, elaboración del estado del arte y revisión final. M. Aguilar: Análisis de resultados, procesamiento de datos y validación de métricas de desempeño. R. Gregor: Definición metodológica y supervisión general del trabajo. J. Pacher: Desarrollo metodológico y simulación de la planta. O. González: Supervisión del desarrollo del trabajo en sus distintas etapas. D.

Caballero: Diseño de filtros y parametrización de los componentes pasivos del sistema.

Financiación: Proyecto Estratégico (ESTR01-3) y Programa de Doctorado en Ingeniería Electrónica (POSG04-6), Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT).

Conflicto de interés: Sin conflicto.

Disponibilidad de datos: los datos que respaldan los resultados de este estudio están disponibles a solicitud del autor correspondiente, Adolfo González (adolfo.gonzales@alumnomie.ucsa.edu.py).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, K. H., Finney, S. J., & Williams, B. W. (2007). Passive filter design for three-phase inverter interfacing in distributed generation (pp. 1–9).
- N, D. M., & Eti, M. (2024). Optimized incremental conductance MPPT for grid-connected PV systems with battery and supercapacitor integration (pp. 1–6).
- Hassaine, L., Olias, E., Quintero, J., & Salas, V. (2014). Overview of power inverter topologies and control structures for grid-connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 796–807.
- Ali, M. H., Zakaria, M., & El-Tawab, S. (2025). A comprehensive study of recent maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems. *Scientific Reports*, 15(1), 14269.
- Ali, M. N., Mahmoud, K., Lehtonen, M., & Darwish, M. M. F. (2021). An efficient fuzzy-logic based variable-step incremental conductance MPPT method for grid-connected PV systems. *IEEE Access*, 9, 26420–26430.
- Islam, H., et al. (2021). Improved proportional-integral coordinated MPPT controller with fast tracking speed for grid-tied PV systems under partially shaded conditions. *Sustainability*, 13(2), 830.
- Martínez, F., Sanabria-Morel, B. R., Morel-Otazu, T. A., & Pacher, J. (2021). Análisis de filtros activos de potencia para el equilibrio de cargas mediante convertidores de dos y siete niveles de cuatro hilos. *Revista Científica de la UCSA*, 8(1), 68-90.
- Martínez, F., Morel, T., Fretes, H., Rodas, J., Kali, Y., & Gregor, R. (2020, June). Model predictive current control of dual-mode voltage source inverter operations: Islanded and grid-connected. In 2020 5th International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC) (pp. 1-6). IEEE.
- Messaoudi, F., Farhani, F., & Zaafour, A. (2024). A new approach to MPPT hybrid incremental conductance-sliding mode control for PV grid-connected. *Measurement and Control*, 57(9), 1370–1382.
- Roslan, M. F., et al. (2020). Particle swarm optimization algorithm-based PI inverter controller for a grid-connected PV system. *PLOS ONE*, 15(12), e0243581.
- Parvez, M., Elias, M. F. M., Rahim, N. A., & Osman, N. (2016). Current control techniques for three-phase grid interconnection of renewable power generation systems: A review. *Solar Energy*, 135, 29–42.
- Kumar, P., Ranjan, R., & Yadav, A. K. (2024). Comparative power quality performance evaluation of grid-connected solar PV system. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series B*, 105(3), 585–594.
- S, S., & Sidram, M. H. (2022). Mitigation of voltage and current harmonics using modified IC based MPPT controller and LCL filter in a GCSPV system (pp. 674–682).
- De la Cruz, J. P., Méndez, R. A., & Gutiérrez, M. L. (2021). Control de inversores conectados a la red eléctrica con aplicación en sistemas fotovoltaicos. *Jóvenes en la Ciencia*, 7(1), 12–20.

- Bravo, H. F. R., Fuelagán, J. R., & Bucheli, A. P. (2023). Control de potencia activa y reactiva de un inversor fotovoltaico trifásico de inyección a red bajo condiciones de sombreado parcial (pp. 1–11).
- Villalobos, M. A. M., Suárez, J. F. P., & Plata, G. O. (2014). Direct power control in grid-tied photovoltaic systems. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, 72, 47–60.
- Bouregba, H., Hachemi, M., Mekhilef, S., & Ratni, A. (2022). FFT analysis-based P&O with IC for 100 kW two-stage grid-connected PV system: Comparative study (pp. 720–725).
- Zucchini, G., González, A., Gregor, R., Pacher, J., & Gonzalez, O. (2025). Comparative Evaluation of Delay Compensation in Predictive Power Control for Two and Three Level Inverters in Grid Interconnection Applications. En 2025 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP). IEEE.
- Zucchini, G., Gregor, R., Pacher, J., Gonzalez, O., & Renault, A. (2025, October). Delay-Compensated Modulated Predictive Power Control for Grid-Tied Three-Level NPC Converters. In IECON 2025–51st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (pp. 1-6). IEEE.