



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DEL RENDIMIENTO DE SEGUIMIENTO DEL PMP EN INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Autor

José Antonio Cebollero Abián

Director

D. Ángel Bayod Rújula

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2012

RESUMEN

ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DEL RENDIMIENTO DE SEGUIMIENTO DEL PMP EN INVERSORES FOTOVOLTAICOS

En este Trabajo Fin de Máster se ha diseñado una técnica con la que es posible mejorar el rendimiento de una instalación fotovoltaica debido al seguimiento del punto de máxima potencia.

Por un lado, se ha construido una herramienta que permite simular el funcionamiento de un sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta el seguimiento del punto de máxima potencia que habitualmente está incorporado en el inversor o en el regulador. Para ello se ha utilizado el programa MATLAB-SIMULINK. El circuito equivalente de los paneles fotovoltaicos está basado en el modelo de los dos diodos. Este modelo permite calcular las curvas I-V y P-V de cualquier tipo de panel fotovoltaico, en función de la irradiancia incidente, la temperatura de las células y los datos técnicos que aparecen en su hoja de características. Es capaz de calcular las curvas resultantes en una instalación fotovoltaica formada por varios paneles, incluso no estando todos ellos uniformemente iluminados.

Por otro lado, se ha realizado un estudio de investigación acerca de los principales métodos de seguimiento del punto de máxima potencia. Se han simulado los más destacados con la herramienta diseñada, lo que ha permitido evaluar el rendimiento obtenido con cada uno de ellos y descubrir sus puntos fuertes y débiles. Estas simulaciones se han realizado con datos de irradiancia y temperatura obtenidos en un emplazamiento cercano a la ciudad de Zaragoza.

A continuación, se ha diseñado un nuevo método de seguimiento, cuya característica más innovadora es que cuenta con sensores de irradiancia. Estos sensores le proporcionan información adicional con la que tomar mejores decisiones, así como detectar situaciones de sombreado parcial. En estas situaciones, donde las curvas de potencia presentan varios picos, la técnica es capaz de localizar el verdadero punto de máxima potencia, evitando que permanezca en un máximo local.

Los resultados obtenidos han demostrado que este método diseñado permite obtener un mayor rendimiento de la instalación fotovoltaica que las principales técnicas tradicionales, para cualquier condición climática. De este modo, se mejora el aprovechamiento del recurso solar disponible.

ÍNDICE

1.	Introducción.....	1
2.	Planificación del proyecto.....	3
2.1	Motivación.....	3
2.2	Objetivos y alcance.....	3
3.	Modelado de un panel fotovoltaico.....	5
3.1	Modelo de los dos diodos	5
3.2	Parámetros del modelo de los dos diodos	6
3.3	Ecuaciones de modelado.....	7
3.3.1	Corriente fotogenerada	7
3.3.2	Corriente absorbida por los diodos	7
3.3.3	Pérdidas en las resistencias	7
3.3.4	Expresión general del panel fotovoltaico	8
3.4	Comprobación del modelo	9
4.	Seguimiento del punto de máxima potencia	11
4.1	Seguidores del punto de máxima potencia	11
4.2	Comparativa de métodos de seguimiento	12
5.	Análisis y simulación de técnicas MPPT	15
5.1	Tensión constante	17
5.2	Tensión proporcional a la tensión de circuito abierto	18
5.3	Perturbación y observación.....	20
5.4	Conductancia incremental	21
5.5	Resultados de las simulaciones	24
6.	Análisis de problemas detectados.....	25
6.1	Variación de la tensión en el sentido contrario al MPP	25
6.2	Sombreado parcial	27
6.3	Otros problemas.....	30
7.	Diseño de algoritmo de seguimiento del MPP	31
7.1	Sensor de irradiancia	31
7.1.1	Combinación de técnicas.....	32

7.1.2	Escaneo de la curva con sombra parcial.....	33
7.2	Paso de tensión variable	34
7.3	Características del algoritmo diseñado	35
7.4	Resultados	37
7.4.1	Días soleados	38
7.4.2	Días nublados	40
7.4.3	Días de nubes y claros	41
7.4.4	Sombreado parcial.....	42
8.	Conclusiones y líneas de investigación futuras	45
Anexo A	El papel de la energía solar fotovoltaica	49
A.1	El problema energético actual	49
A.2	Ventajas y desventajas de la energía solar.....	52
A.3	Una energía gratuita, limpia e inagotable.....	54
Anexo B	Fundamentos teóricos de la energía solar	56
B.1	El efecto fotovoltaico	56
B.2	La radiación solar.....	58
B.2.1	Generación de la radiación solar	58
B.2.2	Distribución espectral de la radiación solar.	59
B.3	Los paneles fotovoltaicos.	59
B.3.1	Células de silicio policristalino.	60
B.3.2	Células de silicio amorfo.....	60
B.3.3	Células de silicio monocristalino	61
B.4	Curvas características de los paneles	62
B.4.1	Dependencia con la irradiancia	63
B.4.2	Dependencia con la temperatura.....	64
B.4.3	Caracterización de los paneles	65
Anexo C	Algoritmos de seguimiento del MPP	67
C.1	Tensión constante.	67
C.2	Tensión proporcional a la de circuito abierto	67
C.3	Intensidad proporcional a la de cortocircuito	67

C.4	Panel piloto.....	67
C.5	Perturbación y observación.....	67
C.6	Conductancia incremental	68
C.7	Gradiente de temperatura	68
C.8	Gradiente de temperatura e irradiancia	68
C.9	Lógica difusa	68
C.10	Redes neuronales	69
C.11	Capacitancia parásita	69
C.12	Correlación del rizado de onda	69
C.13	Barrido de corriente	70
C.14	Control de pendiente del condensador del bus de continua.....	70
C.15	Maximización de la potencia en la carga	71
C.16	Realimentación de dP/dV ó dP/dI	71
Anexo D Componentes de un sistema fotovoltaico.....		72
D.1	Regulador	72
D.2	Inversor.....	73
D.3	Batería o acumulador.	74
D.4	Elementos de conexión a red	75
D.4.1	Caja general de protección o caja de protección y medida	75
D.4.2	Puesta a tierra	76
D.4.3	Cableados de interconexión	76
D.4.4	Cuadro general de mando y protección.	76
Anexo E Manual de uso de la aplicación.....		77
Referencias bibliográficas		81

Lista de símbolos

G	Irradiancia
T	Temperatura
V_{pv}	Tensión en bornes del panel fotovoltaico
I_{pv}	Intensidad en bornes del panel fotovoltaico
P_{pv}	Potencia en bornes del panel fotovoltaico
V_{oc}	Tensión de circuito abierto del panel fotovoltaico
I_{sc}	Corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico
α	Coefficiente de variación de la corriente de cortocircuito con T
β	Coefficiente de variación de la tensión de circuito abierto con T
γ	Coefficiente de variación de la potencia con T
a_n	Factor de calidad del diodo n del modelo de panel fotovoltaico
R_s	Resistencia serie del modelo de panel fotovoltaico
R_p	Resistencia paralelo del modelo de panel fotovoltaico
N_s	Número de paneles en serie
N_p	Número de paneles en paralelo
k	Constante de Boltzman ($k=1.3806503 \cdot 10^{-23}$)
q	Carga del electrón ($q=1.60217646 \cdot 10^{-19}$ C)
η_{mppt}	Rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia
C_{par}	Capacidad parásita del panel fotovoltaico
k_v	Constante de proporcionalidad en el método de tensión proporcional a la tensión de circuito abierto
ΔV	Tamaño del paso de tensión

Lista de acrónimos

STC	Standard Test Conditions ($T_{STC}=25^{\circ}\text{C}$, $G_{STC}=1000\text{ W/m}^2$, $AM=1.5$)
MPP	Maximum Power Point (Punto de Máxima Potencia)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del MPP)
DC	Corriente continua
AC	Corriente alterna

1. INTRODUCCIÓN

La demanda mundial de energía está en continuo crecimiento, y todavía gran parte de ella se obtiene a partir de combustibles fósiles. Si esto no cambia, en el futuro estas fuentes se agotarán y se producirá una escasez de energía que afectará a la calidad de vida de la población mundial. Además algunos problemas medioambientales, en especial el calentamiento global, se acentuarán, y algunas zonas se volverán inhabitables.

Las energías renovables son la solución a muchos de estos problemas. Dentro de ellas, la solar fotovoltaica es probablemente la que tiene mayor potencial y en la que existen mayores expectativas. Los sistemas fotovoltaicos son totalmente limpios, nada ruidosos, y requieren poco mantenimiento. Además, la energía procedente del sol que llega a la tierra durante un año es muchas veces mayor que el consumo de energía mundial durante este periodo de tiempo. Actualmente, la potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial está creciendo exponencialmente año tras año, y está previsto que esta tendencia continúe. Hay predicciones que afirman que a finales de este siglo la mitad de toda la demanda energética mundial se cubrirá con la solar fotovoltaica. En el Anexo A, así como en [1] y [2], puede consultarse más información sobre la energía solar fotovoltaica y las energías renovables en general.

Los paneles fotovoltaicos presentan unas curvas características que representan la intensidad máxima que pueden proporcionar a cada valor de tensión. El punto de máxima potencia es aquel en el que el producto de la tensión por la intensidad es máximo. Este trabajo se centra en los diferentes algoritmos y técnicas que se implementan en los inversores o reguladores fotovoltaicos para localizar el punto de máxima potencia.

2. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

2.1 MOTIVACIÓN

El principal inconveniente de la energía solar fotovoltaica es el elevado coste por kilovatio-hora de energía generada. Para reducir este coste, además de abaratarse la producción de paneles, debería mejorarse el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas. El rendimiento global es el producto de distintos rendimientos individuales, entre los cuales se encuentran el de los paneles fotovoltaicos, el de los convertidores electrónicos, así como el del seguimiento del punto de máxima potencia, sobre el cual se va a centrar este trabajo. Este rendimiento se define como la energía obtenida en un determinado punto de trabajo dentro de las curvas características de los paneles frente la energía que se obtendría en el punto de máxima potencia.

Existen muchas posibilidades y métodos diferentes para el seguimiento del punto de máxima potencia, pero todas ellas son mejorables. Las técnicas más simples proporcionan un rendimiento de seguimiento no muy elevado. Otras más complejas mejoran este rendimiento, pero tienen un coste demasiado alto que no las hace adecuadas para sistemas de baja y media potencia. Además, si los paneles están parcialmente sombreados casi ninguna de ellas funciona correctamente. Cuando esto ocurre las curvas características cambian su aspecto pasando a tener varios máximos locales, de los cuales sólo uno de ellos será el verdadero máximo global.

Mejorar el seguimiento del punto de máxima potencia permite incrementar el rendimiento de una instalación fotovoltaica, aprovechando mejor el recurso solar disponible. Actualmente se está desarrollando mucha investigación sobre técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia, muestra de ello es la gran cantidad de publicaciones científicas que continuamente se presentan sobre este tema.

2.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

El principal objetivo de este trabajo es el diseño de una técnica de seguimiento del punto de máxima potencia superior a las que se emplean en la actualidad, teniendo en cuenta principalmente criterios de eficiencia, sencillez y economía. Para tratar de conseguir este objetivo se han realizado las siguientes tareas.

Realización de un modelado de panel fotovoltaico, basado en el modelo de dos diodos, que permita calcular las curvas características I-V y P-V en función de la irradiancia, la temperatura y los parámetros característicos de cada panel. Para la implementación se ha

utilizado el software MATLAB®. Este modelo es capaz de calcular las curvas características de un sistema con varios paneles en serie no uniformemente iluminados.

Revisión bibliográfica del estado del arte de los métodos MPPT actuales, utilizando principalmente revistas científicas especializadas. Presentación de comparativa entre los diferentes métodos analizando las ventajas, inconvenientes y posibilidades de mejora de cada uno de ellos.

Implementación de los algoritmos de los métodos más destacados en MATLAB, para analizar detalladamente su funcionamiento y su comportamiento en cada tipo de situaciones. Esto ha permitido detectar bajo qué condiciones su funcionamiento no es bueno. Se ha evaluado el rendimiento de seguimiento que se conseguiría con cada uno de ellos, utilizando perfiles de medidas reales de irradiancia y temperatura.

Diseño y desarrollo de un nuevo método que mejora el rendimiento frente a las técnicas tradicionales. Las principales mejoras se basan en incluir sensores de luminosidad, cuya información permite tomar mejores decisiones. También se ha mejorado la detección del verdadero punto de máxima potencia bajo condiciones de sombreado parcial.

Realización de simulaciones para evaluar este método MPPT mejorado. En estas simulaciones se han utilizado los mismos perfiles de medidas de irradiancia y temperatura, permitiendo comparar el comportamiento y el rendimiento con el del resto de métodos. Se presentan los resultados obtenidos, junto al análisis de los mismos.

Por último, se exponen las conclusiones de este trabajo de investigación, así como las posibles líneas de investigación que se han abierto a partir del mismo.

3. MODELADO DE UN PANEL FOTOVOLTAICO

Un panel fotovoltaico está formado por un conjunto de células de material semiconductor, normalmente agrupadas en serie. La curva característica I-V de una célula solar está basada en la de un diodo, por lo que debido a su naturaleza semiconductor tiene forma exponencial. La región a tener en cuenta es aquella en la que tanto la corriente como la tensión son positivas, lo cual ocurre cuando la célula está produciendo potencia. En el Anexo B se explica todo esto con más detalle.

El modelo eléctrico de un panel consiste normalmente en un circuito equivalente cuyo comportamiento se asemeje lo máximo posible al de un panel real. Es decir, se busca que las curvas características proporcionadas por el modelo se asemejen a las que produciría el panel bajo esas mismas condiciones. Muchos de los modelos se basan en una fuente de intensidad con un diodo en paralelo, pudiendo incluir más componentes para obtener una mayor precisión, a cambio de aumentar la complejidad.

En este trabajo, se ha optado por el habitualmente denominado como modelo de los dos diodos, cuyas características se explican en los siguientes apartados. Para su implementación se ha utilizado el programa MATLAB-Simulink [3], [4].

3.1 MODELO DE LOS DOS DIODOS

El modelo de los dos diodos se basa en el circuito eléctrico que se muestra en Fig. 3.1. Está basado en una fuente de intensidad que representa la corriente fotogenerada. Los diodos representan las corrientes de difusión y recombinación que se producen en el interior de los paneles. El diodo adicional permite compensar las pérdidas por recombinación en la región de deplexión, donde se sitúa la unión de los semiconductores tipo p y tipo n.

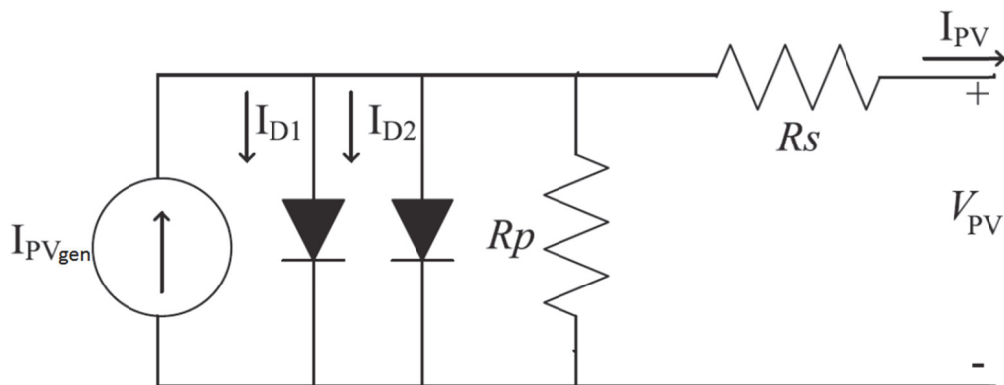


Fig. 3.1 Circuito equivalente de una célula solar con dos diodos

Este modelo es de complejidad media-alta, y permite obtener unos resultados más precisos que muchos de los modelos más básicos que incluyen un único diodo. Esto se pone de manifiesto especialmente en simulaciones bajo condiciones muy diferentes a las STC, consistentes en una temperatura $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una irradiancia $G=1000\text{ W/m}^2$. Estas condiciones son las que habitualmente se utilizan en la caracterización de paneles. El modelo de los dos diodos también destaca porque permite modelar con una precisión aceptable paneles de diferentes tipos: de silicio policristalino, monocristalino, amorfo, de capa delgada, etc.

3.2 PARÁMETROS DEL MODELO DE LOS DOS DIODOS

En este apartado se explican los parámetros que caracterizan el modelo del panel fotovoltaico. Este modelo proporciona la intensidad en función de la tensión o viceversa, considerando la irradiancia G , la temperatura T y las características propias del panel simulado. Para la mayoría de paneles comerciales, los siguientes datos pueden encontrarse en sus catálogos de fabricante:

- V_{oc} : Tensión de circuito abierto bajo condiciones STC (V).
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito bajo condiciones STC (A).
- V_{mpp} : Tensión en el punto de máxima potencia bajo condiciones STC (V).
- I_{mpp} : Intensidad en el punto de máxima potencia bajo condiciones STC (A).
- α : Coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la T^{a} (A/K).
- β : Coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la T^{a} (V/K).

Los diodos del circuito equivalente son una representación de determinadas pérdidas que se producen en las uniones p-n, por lo que sus características no aparecen en los catálogos de fabricante de los paneles. El valor de su factor de calidad debe ajustarse de modo que la respuesta del panel modelado se ajuste lo máximo posible a la del panel real. Su valor depende fundamentalmente del tipo de panel: silicio policristalino, monocristalino, amorfo, capa fina, etc. Los parámetros que utiliza este modelo son:

- a_1 : Factor de calidad del primer diodo.
- a_2 : factor de calidad del segundo diodo.

Las resistencias serie y paralelo también representan pérdidas en los paneles. La resistencia serie representa las pérdidas que se producen en las regiones neutras y los contactos en la salida del material semiconductor, mientras que la resistencia en paralelo representa las pérdidas que se producen en el material. Sus valores tampoco aparecen explícitamente en las hojas de características [5], [6].

- R_s = Valor de la resistencia serie (ohmios)
- R_p : Valor de la resistencia paralelo (ohmios)

3.3 ECUACIONES DE MODELADO

A continuación se muestran las expresiones matemáticas que componen el núcleo del modelo de panel fotovoltaico.

3.3.1 CORRIENTE FOTOGENERADA

La corriente fotogenerada I_{pvgen} depende directamente de la irradiancia que incide sobre el panel G , la temperatura de los paneles T y el coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura K_i . El resto de parámetros son la irradiancia estándar $G_{STC}=1000 \text{ W/m}^2$ la temperatura estándar $T_{STC}=25 \text{ }^\circ\text{C}$ y la corriente en esas condiciones. Se calcula según la expresión 3.1.

$$I_{PVgen} = (I_{PVgen_STC} + K_i(T - T_{STC})) \frac{G}{G_{STC}} \quad (3.1)$$

3.3.2 CORRIENTE ABSORBIDA POR LOS DIODOS

La corriente de saturación de cada uno de los diodos se calcula mediante las expresiones 3.2, 3.3 y 3.4. Depende de la tensión en estos diodos, calculada como la tensión en bornes del panel V_{pv} más la caída que se produce en la resistencia serie R_s .

$$I_{D1} = I_{o1} \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + I \cdot R_s}{a_1 V_{T1}}\right) - 1 \right], \quad I_{D2} = I_{o2} \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + I \cdot R_s}{a_2 V_{T2}}\right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

$$I_{o1} = I_{o2} = I_0 \frac{I_{PVgen_STC} + K_i(T - T_{STC})}{\exp\left[\frac{V_{OC_STC} + K_v(T - T_{STC})}{\frac{a_1 + a_2}{p} V_T}\right] - 1} \quad (3.3)$$

$$V_{T1} = V_{T2} = \frac{N_s \cdot K \cdot T}{q} \quad (3.4)$$

3.3.3 PÉRDIDAS EN LAS RESISTENCIAS

El valor de las resistencias serie y paralelo se obtiene mediante un método iterativo, que busca hacer coincidir el punto de máxima potencia calculado mediante estas ecuaciones con el proporcionado por el fabricante.

Se comienza con un valor de resistencia serie nulo. La resistencia paralelo inicial es la diferencia entre las pendientes de la curva I-V a la izquierda y a la derecha del punto de máxima potencia, como puede observarse en la expresión 3.5.

$$R_{s0} = 0, \quad R_{p0} = \left(\frac{V_{mpp}}{I_{sc} - I_{mpp}} \right) - \left(\frac{V_{oc} - V_{mpp}}{I_{mpp}} \right) \quad (3.5)$$

Tras cada iteración, se comprueba el error entre la localización del punto de máxima potencia que tendría el panel con estos valores y los datos proporcionados por el fabricante. Si este error es mayor a una determinada tolerancia, en este caso el 0.01 %, se pasa a la siguiente iteración, en la que se aumenta el valor de R_s . El valor de R_p se calcula a partir del de R_s , según la expresión 4.6:

$$R_p = \frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{I_{pV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{V_T}\right) + \exp\left(\frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{(p-1)V_T}\right) - 2 \right] - \frac{P_{\max E}}{V_{mpp}}} \quad (3.6)$$

3.3.4 EXPRESIÓN GENERAL DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Combinando todas las expresiones anteriores se obtiene la ecuación característica del panel fotovoltaico, correspondiente a la expresión 3.7, que permite obtener la relación entre la tensión en bornes y la intensidad que proporciona.

$$I_{pv} = I_{pVgen} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{a_1 V_{T1}}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{a_2 V_{T2}}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_p} \right) \quad (3.7)$$

Esta expresión permite obtener las curvas características I-V de los paneles. A partir de estas curvas I-V pueden también calcularse las curvas P-V, que determinan la potencia extraíble del panel en función de la tensión en bornes.

El primer término corresponde con la corriente fotogenerada, a la que hay que restarle la corriente que circula por cada uno de los dos diodos, así como por la resistencia en paralelo. La resistencia serie provoca una caída de tensión en la salida, que debe ser tenida en cuenta en el resto de términos.

La resolución directa de esta ecuación es complicada, pues tanto la tensión como la intensidad aparecen implícitas y no es sencillo despejarlas. Debido a esto, debe resolverse empleando métodos numéricos. En este caso, se ha optado por el algoritmo de Newton Raphson, mostrado en la expresión 3.8, por su simplicidad y por su convergencia cuadrática para valores próximos a la solución.

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (3.8)$$

Se ha escogido un valor de tolerancia de 0.001. Cuando la diferencia entre el valor obtenido en una iteración y la siguiente sea inferior a esta tolerancia, la solución se considerará válida.

3.4 COMPROBACIÓN DEL MODELO

En condiciones STC, el modelo de dos diodos proporciona unos resultados parecidos a los conseguidos con modelos más sencillos. Esto se debe a que los parámetros de los modelos suelen estar ajustados bajo estas condiciones STC. Entre ellos se encuentran el R_s , que consta de una fuente de intensidad que representa la corriente fotogenerada, una resistencia serie y un diodo. El R_p es similar al anterior pero añade una resistencia en paralelo.

Bajo unas condiciones diferentes de las STC es cuando puede apreciarse la mayor precisión del modelo de los dos diodos. Con niveles de irradiancia bajos este modelo presenta unos resultados más precisos. Lo mismo ocurre en representaciones de las curvas con temperaturas muy superiores a 25°C.

El modelo de dos diodos también es muy versátil, ajustando correctamente los parámetros es posible obtener curvas características de los paneles modelados muy similares a las reales que aparecen en el datasheet. Resulta válido para modelar paneles de diferentes características, de silicio policristalino, monocristalino, amorfo e incluso modelos de capa fina. En concreto, permite ajustar muy bien la zona de transición, desde la que comienza a caer bruscamente la intensidad hasta llegar al punto de circuito abierto. Con los modelos R_s y R_p , más sencillos, muchas veces no es posible ajustar con precisión esta zona. En Fig. 3.2, Fig. 3.3, Fig. 3.4 y Fig. 3.5 se muestran las curvas características I-V del panel Shell S36. Las gráficas de la izquierda son las que aparecen en el datasheet [7], mientras que las de la derecha proceden del modelo en MATLAB.

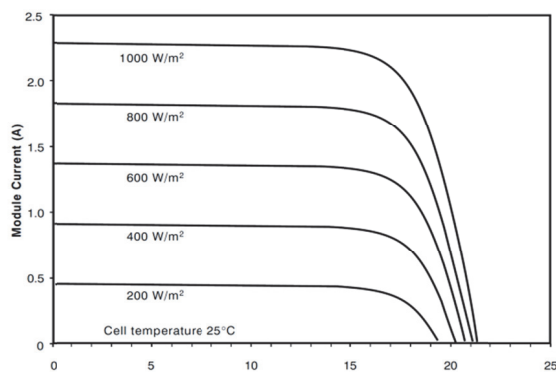


Fig. 3.2 Curvas I-V del datasheet del panel Shell S36, para 25°C y diferentes irradiancias

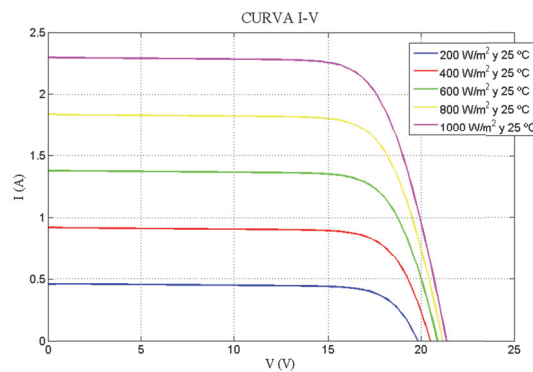


Fig. 3.3 Curvas I-V del panel Shell S36 obtenidas con el modelo, para 25°C y diferentes irradiancias

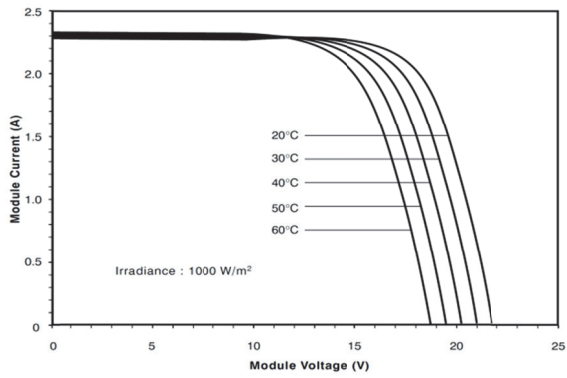


Fig. 3.4 Curvas I-V del datasheet del panel Shell S36, para 1000 W/m^2 y diferentes temperaturas

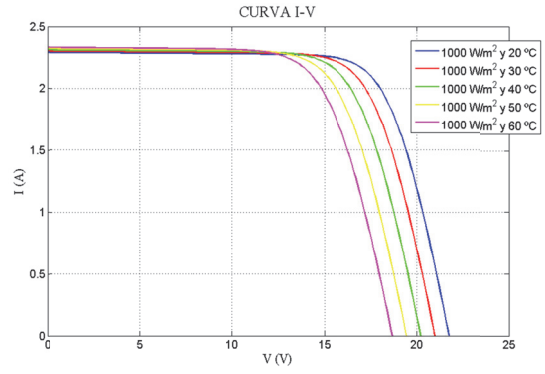


Fig. 3.5 Curvas I-V del panel Shell S36 obtenidas con el modelo, para 1000 W/m^2 y diferentes temperaturas

4. SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

El punto de máxima potencia MPP es el punto de las curvas características del panel fotovoltaico en el cual el producto de la tensión por la intensidad es máximo. En el Anexo B aparece una explicación teórica sobre estas curvas características.

El punto de máxima potencia fluctúa constantemente, debido a la variación de las curvas características por cambios en la irradiancia y en la temperatura. Durante un día soleado la variación del valor de irradiancia es lenta y progresiva, mientras que en días nublados se producen cambios bruscos y rápidos. La irradiancia también depende de la época del año, puesto que el ángulo con el que incide la luz solar es diferente.

Debido a esto, los sistemas fotovoltaicos necesitan un dispositivo que se encargue de buscar continuamente el punto de máxima potencia. De lo contrario, su rendimiento disminuye considerablemente. Se puede definir un rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia, η_{mppt} como el cociente entre la energía obtenida realmente y la energía que se obtendría si el sistema trabajase continuamente en el MPP, según la expresión 5.1.

$$\eta_{mppt} = \frac{\int_0^t P_{real} dt}{\int_0^t P_{max} dt} \quad (5.1)$$

P_{real} es la potencia en un instante determinado y P_{max} es la potencia máxima del generador fotovoltaico para unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de operación. Lógicamente, el rendimiento global de la instalación fotovoltaica se ve afectado por el seguimiento del punto de máxima potencia.

El seguimiento del MPP requiere un ajuste continuo de la tensión en bornes de los paneles. Como las curvas características no pueden modificarse, lo que debe ajustarse es la tensión de trabajo del sistema fotovoltaico. En la mayoría de casos esto debe hacerse sin variar la tensión en el lado de la carga, ya que suele ser fija debido a la presencia de una batería o a la conexión a red.

4.1 SEGUIDORES DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Los seguidores del punto de máxima potencia, también conocidos por sus siglas anglosajonas MPPT (Maximum Power Point Tracker) son dispositivos electrónicos que consiguen que el generador fotovoltaico trabaje en el punto de máxima potencia. Suelen implementarse en convertidores electrónicos de potencia, dentro de inversores y reguladores fotovoltaicos. Un sistema MPPT controla la tensión de operación del generador fotovoltaico

siguiendo un determinado algoritmo, con el objetivo de hacerlo trabajar en el punto de máxima potencia.

La mayoría de inversores tienen un convertidor DC-DC previo a la etapa inversora. Su funcionamiento se basa en el ajuste del ciclo de servicio, también conocido como *duty*. La variación de este parámetro provoca un cambio en la relación entre la tensión de salida frente a la de entrada, cuya expresión depende de la topología del convertidor. Como la tensión en la salida del convertidor suele ser fija, por la presencia de una batería o la conexión a red, la variación del ciclo de servicio provoca una modificación en la tensión en la entrada, que corresponde con la tensión en bornes de los paneles fotovoltaicos. Al cambiar esta tensión, cambia el punto de trabajo dentro de la curva característica I-V del panel.

Por todo esto, el parámetro de salida de la mayoría de algoritmos de seguimiento es el ciclo de servicio del convertidor. Los seguidores del MPP miden normalmente la tensión y la corriente en bornes de los paneles, pudiendo medir también en la salida del convertidor.

4.2 COMPARATIVA DE MÉTODOS DE SEGUIMIENTO

Existen una gran cantidad de métodos de seguimiento MPPT, que pueden clasificarse en directos e indirectos [8], [9], [10]. Los directos se basan en la realimentación de la potencia de salida, midiendo la corriente y la tensión en bornes, mientras que los indirectos trabajan en función de otras variables, como la temperatura o la tensión de circuito abierto. En el Anexo C se describen con detalle todas las técnicas que aparecen evaluadas en la Tabla I. Para cada método se han tenido en cuenta las siguientes características:

- Rapidez: Alcanzar el MPP lo más rápidamente posible.
- Precisión: Localizar exactamente en el MPP, minimizando las desviaciones.
- Bajo coste: El coste viene determinado por los sensores necesarios (los de tensión son generalmente más baratos que los de intensidad), por la complejidad del algoritmo así como por el tipo de hardware necesario para la implementación (un microcontrolador, componentes de electrónica analógica o de potencia). La necesidad de calibración o revisiones periódicas implica costes de mantenimiento.
- Rendimiento global: Depende de la rapidez, la precisión, así como de otras características más específicas de cada método. Por ejemplo, algunos algoritmos necesitan medir periódicamente la tensión de circuito abierto, no generándose energía en esos instantes. La capacidad de localizar el MPP verdadero bajo condiciones de sombreado parcial también influye en el rendimiento.

Tabla I. Características de algoritmos de seguimiento del MPP

	Rndto	Rapid	Precis	Coste	Calibr	Otros
Tensión constante					SI	
Tensión proporcional a V_{oc}					SI	Instantes sin generar potencia
Intensidad proporcional a I_{sc}					SI	Instantes sin generar potencia
Panel piloto					SI	Basado en los 2 anteriores, evita instantes de medida
Perturbación y observación					NO	Muy utilizado
Conductancia incremental					NO	Bastante utilizado
Gradiente de temperatura					SI	
Gradiente de temperatura e irradiancia					SI	Necesita un piranómetro para medir irradiancia
Lógica difusa					SI	Bueno en días de nubes y claros. Necesita muy buen ajuste
Redes neuronales					SI	Sólo funciona bien con un buen entrenamiento
Capacitancia parásita					NO	Complejo de implementar por la dificultad de medir C_{par}
Correlación de rizado de onda					NO	
Barrido de corriente					SI	Instantes sin generar potencia
Control de pendiente de tensión en C_{bus}					NO	
Maximización de potencia en la carga					NO	
Realimentación de dp/dv					NO	

Existen dos métodos que destacan por encima del resto, uno de ellos es perturbación y observación, el otro es conductancia incremental. Ambos tienen un rendimiento aceptable, sin llegar a ser excelente. Perturbación y observación tiene un coste algo menor, por lo que es con diferencia la técnica más utilizada, especialmente para potencias bajas y medias. En siguientes apartados se va a explicar con más profundidad.

5. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE TÉCNICAS MPPT

Para poder evaluar el funcionamiento de las principales técnicas MPPT, se van a implementar en MATLAB, simulando su funcionamiento con el modelo de paneles fotovoltaicos diseñado. Los algoritmos que se van a analizar son tensión constante, tensión proporcional a V_{oc} , perturbación y observación y conductancia incremental. Los dos primeros entrarían dentro de los métodos indirectos, mientras que los dos últimos se pueden clasificar como directos, pues su funcionamiento se basa en la realimentación de la potencia.

Los perfiles de irradiancia y temperatura que se van a utilizar en las simulaciones proceden de una medición en un emplazamiento cercano a la ciudad de Zaragoza. Estos datos, obtenidos mediante un piranómetro, son de 2009 y contienen 12 meses. También se han realizado mediciones durante la realización de este trabajo, utilizando el dosímetro de radiación *Mac-Solar* que se muestra en Fig. 5.1. Este aparato puede realizar hasta una medición por segundo, y cuenta con memoria interna y comunicación PC vía puerto serie.



Fig. 5.1 Dosímetro de radiación *Mac-Solar*

Aunque el perfil de irradiancia de cada día puede presentar formas muy variadas, de cara a las simulaciones se han clasificado en tres tipos: soleado, nublado y con nubes y claros. De este modo, para cada método de seguimiento, además del rendimiento global se va a evaluar el rendimiento en cada tipo de situación, por ejemplo en días soleados.

Las simulaciones se han realizado para un sistema fotovoltaico consistente en un panel de silicio policristalino de 60 W, cuyas características se muestran en la Tabla II.

Tabla II Características del panel utilizado

V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	V_{mpp} (V)	I_{mpp} (A)	Células	β (mV/°C)	α (mA/°C)
21.06	3.8	17.1	3.5	36	-80	3

Los rendimientos calculados únicamente consideran las pérdidas debidas a la diferencia entre la potencia obtenida en cada instante frente a la potencia que se obtendría si el sistema trabajara en el MPP. Se evalúa el rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia según la expresión 5.1, basada en la mostrada en el apartado anterior en sustituyendo la integral por un sumatorio punto a punto.

$$\eta_{mppt} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{obtenida}}{\sum_{i=1}^n P_{máxima}} \quad (5.1)$$

Para facilitar la realización de múltiples simulaciones, se ha creado una interfaz gráfica en MATLAB, mostrada en Fig. 5.2. Esta interfaz permite introducir los datos del panel fotovoltaico así como los parámetros de las simulaciones a realizar. En el Anexo E se explica el funcionamiento y las posibilidades de esta interfaz gráfica.

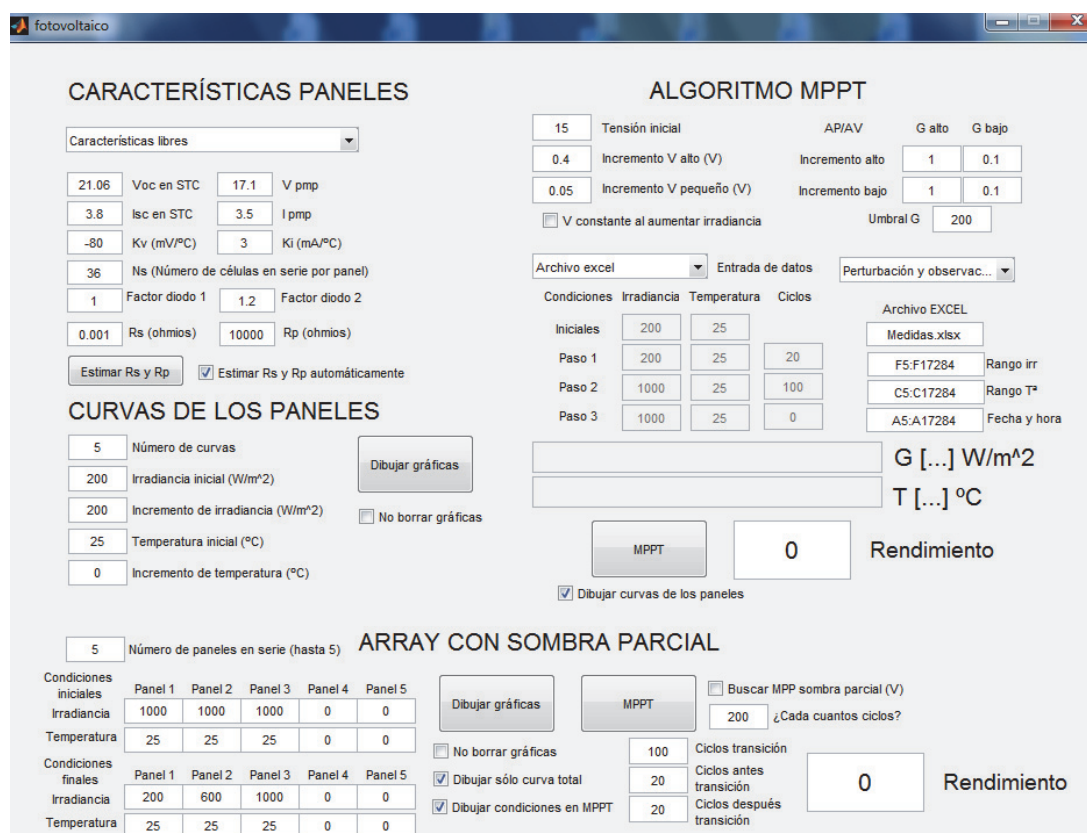


Fig. 5.2 Interfaz gráfica del modelo de panel fotovoltaico y el simulador de algoritmos MPPT

5.1 TENSIÓN CONSTANTE

La técnica de tensión constante consiste en fijar la tensión de trabajo del sistema fotovoltaico V_{pv} a un valor determinado e invariable. Este valor debe ser determinado mediante un análisis previo para que sea cercano al del MPP en las condiciones más habituales. Es un método simple y su implementación resulta muy económica, pero la precisión y el rendimiento no son muy elevados.

Como se ha explicado, la tensión del MPP depende la irradiancia o la temperatura, variables que el método no considera. Ajustando la tensión para optimizar un tipo de situación, por ejemplo los días soleados de verano, pueden conseguirse rendimientos del 98% en días de estas características. Con un valor de tensión de 15 V, que optimiza el rendimiento global a lo largo del año, se ha obtenido un 96.25%. En este caso, comparándolo con otros métodos, presenta unos resultados inferiores en días perfectamente soleados. Sin embargo, en días nublados y de nubes y claros no es muy inferior al obtenido con otros métodos más avanzados. Con sombreado parcial el rendimiento suele ser muy bajo.

En las siguientes imágenes se muestra el funcionamiento de esta técnica. En Fig. 5.3 la línea azul gruesa corresponde con la localización del punto de máxima potencia en una gráfica P-V a lo largo de dos días soleados. La línea negra muestra el punto de trabajo del sistema, es completamente vertical porque el método mantiene la tensión constante. Fig. 5.4 muestra la potencia máxima extraíble a lo largo de estos dos días en color azul. La potencia extraída en cada momento con este método se representa en color negro.

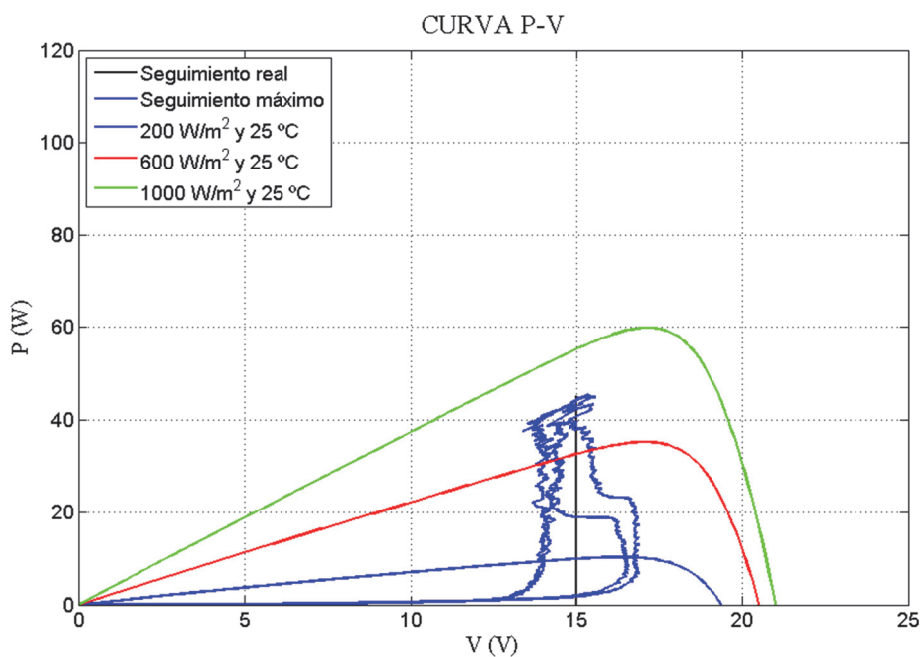


Fig. 5.3 Recorrido del punto de máxima potencia durante dos días soleados en azul, recorrido del punto de trabajo en negro

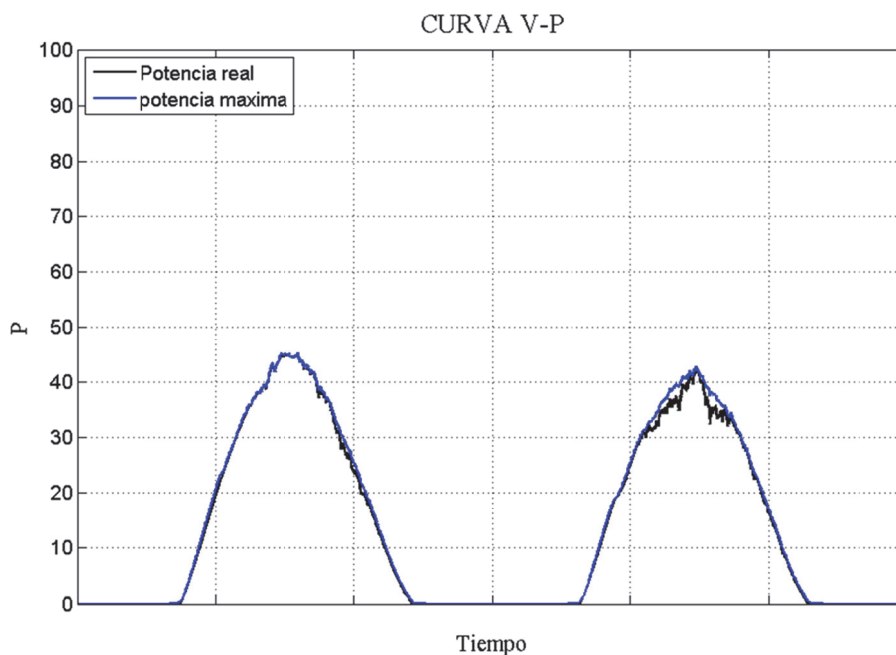


Fig. 5.4 Potencia máxima extraíble durante dos días soleados en azul, seguimiento del MPP en negro

5.2 TENSIÓN PROPORCIONAL A LA TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO

Esta técnica consiste en ajustar la tensión de funcionamiento proporcionalmente a la tensión de circuito abierto del sistema fotovoltaico, según la expresión:

$$V_{pv} = k_v \cdot V_{oc} \quad (5.1)$$

Normalmente el valor de k_v se encuentra entre 0,7 y 0,8, dependiendo de las características del panel y los rangos en los que se desea optimizar el rendimiento. Se debe seleccionar un valor con el que punto de trabajo sea cercano al MPP en las condiciones meteorológicas más comunes. En Fig. 5.5 y Fig. 5.6 se ha utilizado $k_v=0,8$, mostrando que un valor que es adecuado en unas determinadas condiciones no lo es tanto para otras diferentes. En cada figura, la línea azul gruesa es el lugar geométrico del MPP para diferentes valores de irradiancia a una determinada temperatura, mientras la línea negra muestra la tensión de trabajo que se obtendría con este método para un determinado valor de k_v .

Aunque con este método el sistema no trabaja exactamente en el MPP, se pueden conseguir rendimientos mayores que mediante otras técnicas más sofisticadas, especialmente cuando la irradiancia es variable y/o baja. No obstante, en condiciones de sombreado parcial el rendimiento suele ser deficiente.

El coste y la complejidad son algo mayores que en el caso anterior, si bien todavía puede clasificarse dentro de los métodos simples. La única variable que es necesario medir es la tensión en bornes de los paneles V_{pv} . Para obtener la tensión de circuito abierto es necesario un conmutador que abra el circuito en el momento de realizar la medida. Hay que tener en

cuenta la presencia de componentes mecánicos al determinar el tiempo de esta operación. Durante estos instantes el sistema no genera energía, lo cual afectará al rendimiento del método.

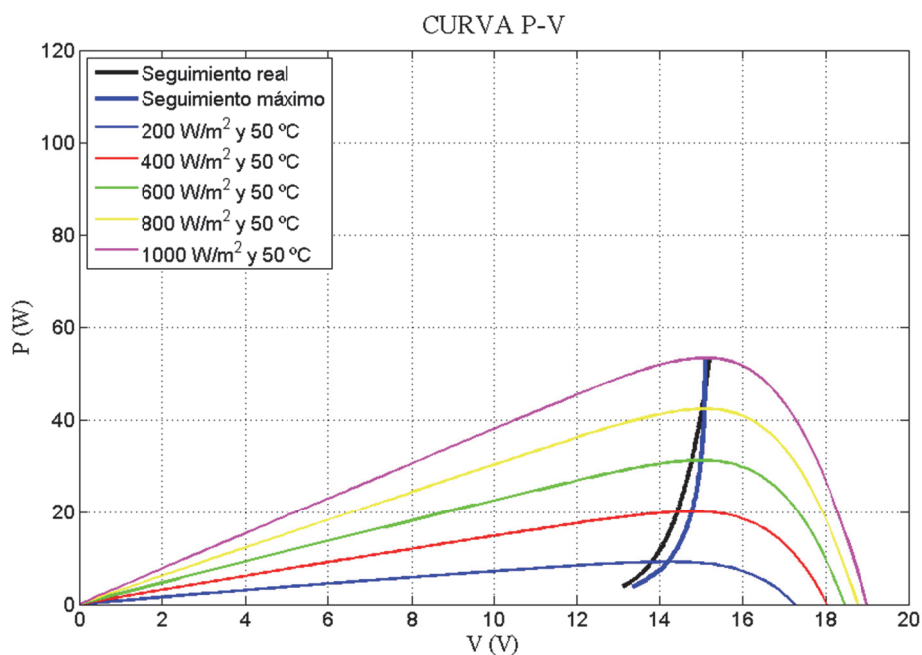


Fig. 5.5 Variación del punto de máxima potencia con la irradiancia en azul, punto de trabajo con el método de tensión proporcional a la de circuito abierto en negro, a 50° C

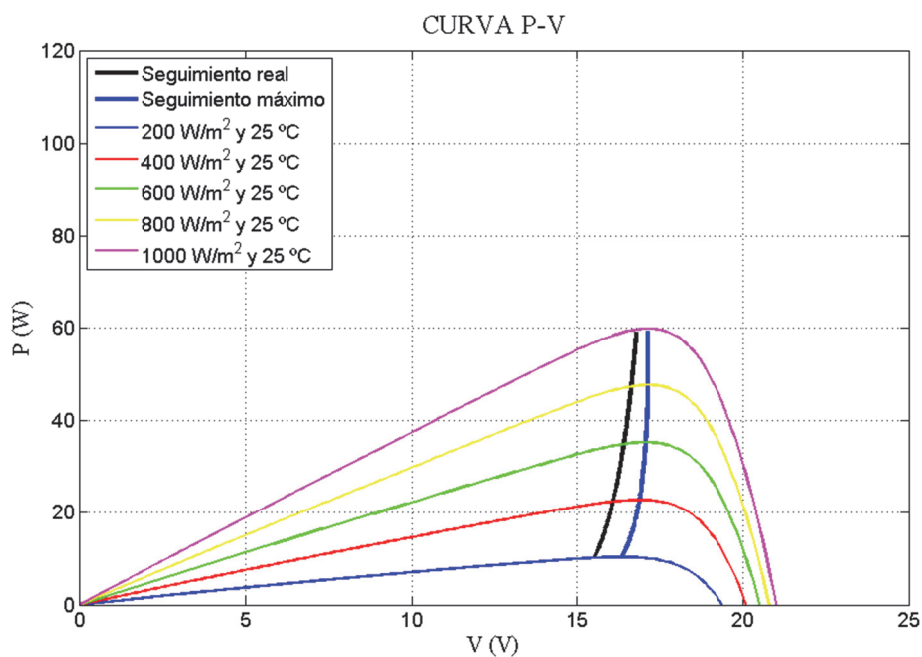


Fig. 5.6 Variación del punto de máxima potencia con la irradiancia en azul, punto de trabajo con el método de tensión proporcional a la de circuito abierto en negro, a 25° C

Si se comprueba la tensión de circuito abierto cada poco tiempo la precisión será mayor, pero a cambio aumentan los instantes sin producir potencia. Si se comprueba cada mucho tiempo ocurre todo lo contrario, por lo que será necesaria una solución de compromiso. Una medida en un mal momento, por ejemplo durante un instante de sombra en un día soleado, provoca que el sistema trabaje lejos del MPP hasta la siguiente medida.

Con $k_v=0.8$ se ha obtenido un rendimiento global del 97.31%. Este valor de k_v , que permite maximizar el rendimiento global, tiende a favorecer los días soleados con temperaturas de los paneles medias - altas. Con bajas temperatura la tensión del MPP es un porcentaje mayor de la tensión de circuito abierto, como se ha visto en Fig. 5.5 y Fig. 5.6. Con sombreado parcial el rendimiento normalmente es muy bajo.

5.3 PERTURBACIÓN Y OBSERVACIÓN

El método de perturbación y observación es el más utilizado en los inversores fotovoltaicos de bajas y medias potencias. Destaca por su baja complejidad, sin llegar a la simplicidad de los dos métodos anteriores, y las pocas variables que precisa medir. El esquema de Fig. 5.7 explica su funcionamiento. Al final de cada ciclo, el algoritmo incrementa o reduce la tensión en bornes del sistema fotovoltaico, normalmente modificando el *duty* del convertidor electrónico. En el siguiente ciclo mide la potencia proporcionada por el sistema fotovoltaico y la compara con la del ciclo anterior. Si esta potencia es mayor, la perturbación continuará en la misma dirección, porque en principio significa que la variación de tensión se ha realizado en la dirección correcta. En caso contrario, la tensión se modifica en sentido contrario.

Una vez alcanzado el MPP el algoritmo no se detiene, oscila alrededor de este punto, afectando negativamente al rendimiento. Esto es especialmente problemático cuando la irradiancia es baja, pues en esas circunstancias la curva P-V es muy plana, además suele haber algo de rizado en las señales medidas, por lo que estas oscilaciones pueden ser importantes.

La frecuencia de funcionamiento determina el número de ciclos por segundo. Una correcta elección de esta variable permite mejorar el rendimiento global del método, así como el comportamiento dinámico de los dispositivos electrónicos. Si la frecuencia es elevada el algoritmo alcanzará antes el MPP, pero si es demasiado elevada los fenómenos transitorios que se producen cada vez que se modifica el ciclo de trabajo del convertidor electrónico pueden dar lugar a medidas erróneas. Los paneles suelen tener capacidades parásitas no despreciables, lo que ralentiza estos transitorios. Hay que tener en cuenta que frecuencias elevadas también provocan oscilaciones de mayor frecuencia, aumentando el contenido en armónicos. También hay que tener en cuenta el consumo del propio dispositivo que ejecuta el algoritmo, que se incrementa a altas frecuencias. Por otro lado, una frecuencia baja provoca que el algoritmo tarde más tiempo alcanzar el MPP, por lo que debe adoptarse una solución de compromiso.

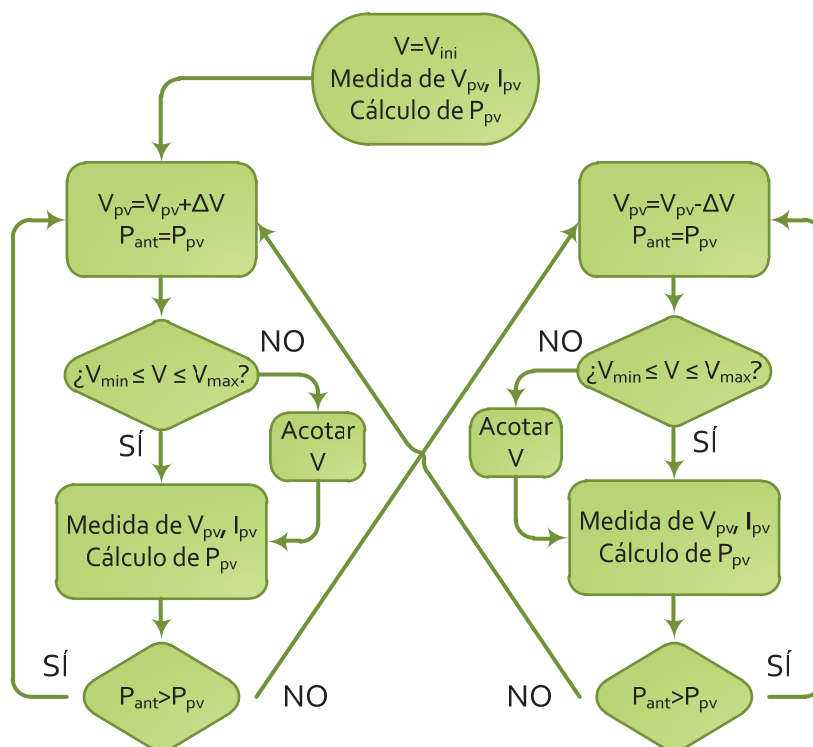


Fig. 5.7 Algoritmo de perturbación y observación

El tamaño de paso ΔV es el valor del incremento de tensión entre cada ciclo y también afecta al funcionamiento. Si es pequeño, el sistema tarda más en alcanzar el MPP. Además, aumenta la probabilidad de que el sistema varíe la tensión en la dirección incorrecta, como se explicará a continuación. Si el incremento del ciclo de trabajo es grande el sistema alcanza el MPP rápidamente, a la vez que se reduce la posibilidad de que ocurra el problema anterior. Sin embargo aparecen otros problemas, la precisión en la localización del MPP será menor y aumenta la amplitud de las oscilaciones en torno este punto una vez alcanzado, disminuyendo el rendimiento. Por tanto, también es necesaria una solución de compromiso.

En las simulaciones se ha conseguido un rendimiento del 98%, siendo superior al 99% en días soleados, bajando hasta el 96.8% en días de nubes y claros y hasta el 95.5% en días nublados. El principal problema observado es la posibilidad de variar la tensión en la dirección incorrecta ante subidas bruscas de irradiancia, que se explicará con detalle en un apartado posterior. Bajo sombras parciales el método busca el máximo local más cercano, que puede ser o no el máximo global.

5.4 CONDUCTANCIA INCREMENTAL

El algoritmo de conductancia incremental se basa en el análisis de la pendiente de la curva característica P-V. En el MPP, la derivada de la potencia de salida del sistema fotovoltaico con respecto de la tensión es cero. Así, el sistema puede determinar la tensión del MPP a partir de los valores de la conductancia incremental dI/dV , y de la conductancia I/V .

El algoritmo mide los valores actuales de intensidad y tensión I_a y V_a , utilizando también los del ciclo previo I_p y V_p . Se aproximan los incrementos según estas expresiones:

$$\begin{aligned} dI &\approx \Delta I = I_a - I_p \\ dV &\approx \Delta V = V_a - V_p \end{aligned} \quad (5.2)$$

Posteriormente, se realiza la comparación entre dI/dV y I/V como se describe en la siguiente ecuación:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \cdot V)}{dV} = 1 + V \cdot \frac{dI}{dV} \approx 1 + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (5.3)$$

El signo del valor de dP/dV determinará en qué parte de la curva característica P-V está trabajando el sistema, como puede verse en las siguientes expresiones y en Fig. 5.8. El resultado de estos cálculos determinará la dirección de cambio de la tensión de trabajo del sistema.

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dV} &> 0, \text{ a la izquierda del MPP} \\ \frac{dP}{dV} &= 0, \text{ en el MPP} \\ \frac{dP}{dV} &< 0, \text{ a la derecha del MPP} \end{aligned}$$

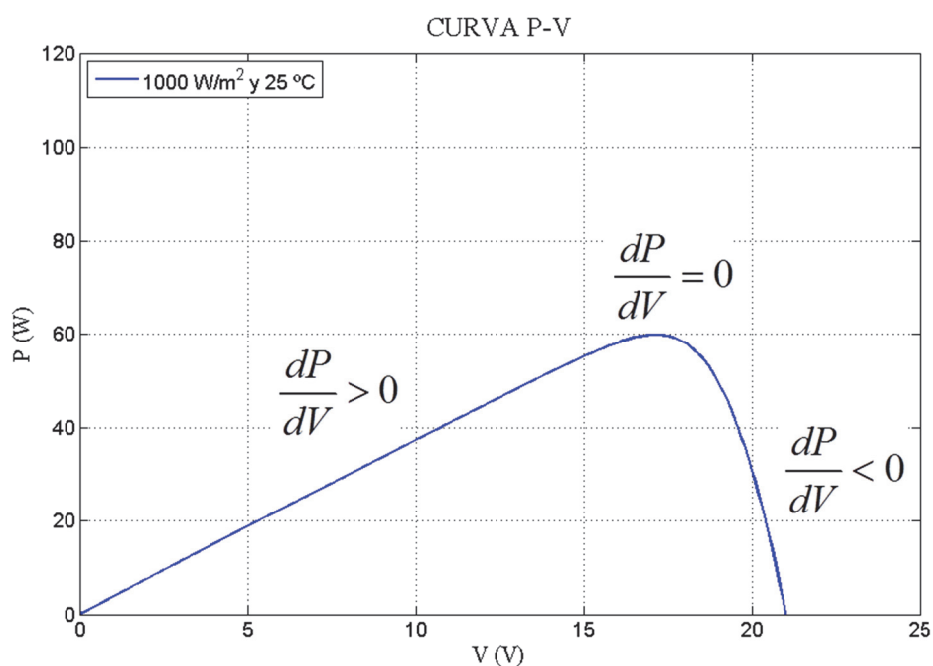


Fig. 5.8 Valor de la conductancia incremental en cada región de la curva característica P-V

En Fig. 5.9 puede observarse el esquema de funcionamiento de este algoritmo. Una de sus ventajas es que las oscilaciones alrededor del MPP en estado estacionario son menos frecuentes que con el algoritmo de perturbación y observación. Esto ocurre porque es capaz de reconocer cuándo se ha alcanzado el MPP, donde la derivada de la curva es muy próxima a cero. Entonces, el sistema fija la tensión de trabajo, que no cambiará hasta que la intensidad se modifique de forma notable.

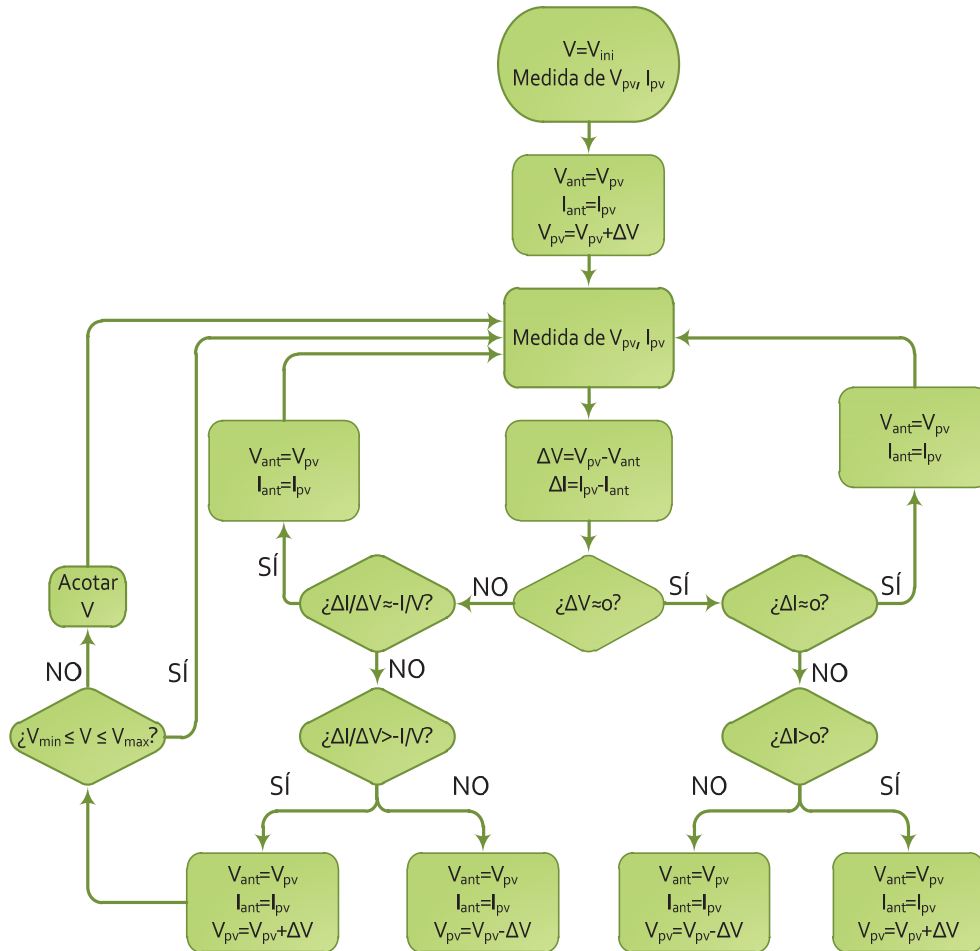


Fig. 5.9 Algoritmo de Conductancia Incremental

Esto tiene una contrapartida, por ejemplo durante un día perfectamente soleado la irradiancia va cambiando muy lentamente entre un ciclo y el siguiente, por lo que la derivada es muy baja y el algoritmo mantiene constante la tensión de trabajo. En esas ocasiones, el MPP puede llegar a alejarse considerablemente del punto de trabajo si no hay ninguna variación algo brusca, como una sombra puntual, que modifique el valor de la intensidad. Para evitar esto se puede programar una modificación de tensión cada cierto tiempo, que despierte el algoritmo y le obligue de nuevo a buscar el MPP. Otra desventaja es su mayor complejidad, pues tiene que calcular divisiones, por lo que requiere un hardware más potente para ser implementado y por tanto supone un mayor coste.

En las simulaciones se ha obtenido un rendimiento inferior al 97%. Comparte algunos problemas del método perturbación y observación, como la variación de la tensión en la dirección contraria al MPP cuando se incrementa la irradiancia bruscamente. Bajo sombras parciales también se comporta como perturbación y observación, se aproxima hacia el máximo local, que puede ser el global o no.

5.5 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

La Tabla III muestra los rendimientos obtenidos en las simulaciones para cada uno de los métodos evaluados. Se muestra tanto el rendimiento global como el obtenido para cada tipo de situación meteorológica. Los resultados no deben interpretarse como valores exactos, pero dan una buena idea de las posibilidades y el rendimiento que se puede obtener con cada uno de los métodos.

Tabla III. Resumen de las simulaciones

	Global	Día soleado	Día nublado	Día de nubes y claros
Tensión constante 15V	96.25%	97.03%	95.95%	95.21%
Tensión proporcional a la de circuito abierto $k_v=0.8$	97.31%	97.67%	96.25%	97.34%
Perturbación y observación $\Delta V=0.3$	97.99%	99.40%	95.54%	96.83%
Conductancia incremental $\Delta V=0.3$	96.79%	99.14%	95.60%	94.28%

6. ANÁLISIS DE PROBLEMAS DETECTADOS

Uno de los objetivos de este trabajo consiste en diseñar un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia para un sistema fotovoltaico que mejore las técnicas anteriormente presentadas y consiga un rendimiento superior en el seguimiento del punto de máxima potencia. Para ello, en primer lugar, se van a analizar los problemas de los métodos más comunes, detectados a partir de las simulaciones anteriores, que impiden que estas técnicas tengan un rendimiento mayor.

6.1 VARIACIÓN DE LA TENSIÓN EN EL SENTIDO CONTRARIO AL MPP

Un problema importante de los métodos directos, como perturbación y observación y conductancia incremental, es la posibilidad de variar la tensión en sentido opuesto a la del MPP cuando la irradiancia aumenta de forma importante. Esto ocurre porque que bajo estas circunstancias, la variación de potencia entre una medida y la anterior está determinada por dos factores.

- La variación de la tensión ejecutada por el algoritmo, y por tanto del punto de trabajo dentro de la curva I-V. En caso de modificarse en el sentido opuesto al MPP, provoca una disminución de la potencia.
- La variación de la propia curva I-V, y por tanto de la P-V por el cambio de irradiancia. Si aumenta, la curva se desplaza hacia arriba, provocando un incremento de la potencia de salida del sistema fotovoltaico.

Si el aumento de potencia debido al segundo punto supera a la disminución debida al primero, la consecuencia es que la potencia aumenta aun variando la tensión en el sentido contrario al MPP, como puede verse en Fig. 6.1. El resultado es que el algoritmo se confunde, y continúa modificando la tensión en sentido contrario. Cuanto más alejado está el punto de trabajo del MPP, mayor es la pérdida de potencia entre cada ciclo debida al primer término, por lo que cuando ya está muy alejado el algoritmo vuelve a recuperar el sentido correcto.

En la práctica, la consecuencia es que cuando aumenta bruscamente la irradiancia se produce una escalada en forma de zigzag que aleja la tensión de trabajo de la del MPP. Aunque esta tendencia es inevitable puede reducirse, como puede observarse comparando Fig. 6.2 con Fig. 6.3. Ante una bajada brusca de la irradiancia, entre ciclo y ciclo siempre bajará la potencia, por lo que se producirán cambios de dirección continuamente, provocando una bajada casi en línea recta que no se corresponde del todo con el seguimiento ideal del MPP, cuya trayectoria es algo curva.

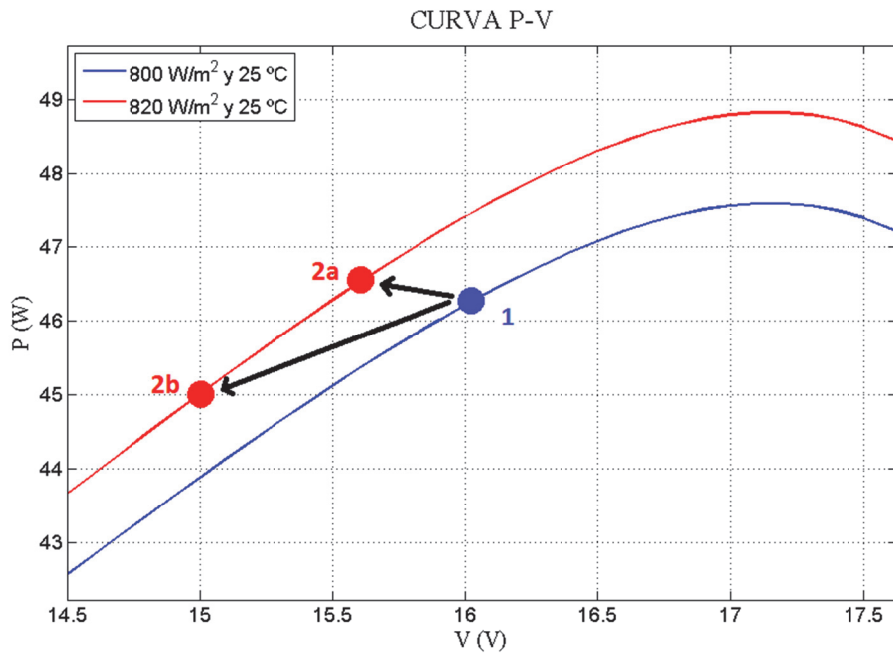


Fig. 6.1 Cambio de un punto a otro durante un incremento de irradiancia. Con un paso de tensión pequeño la potencia en 2a es mayor que en 1 pese a alejarse del MPP, mientras que con un paso de tensión mayor se llega a 2b y esto no ocurre

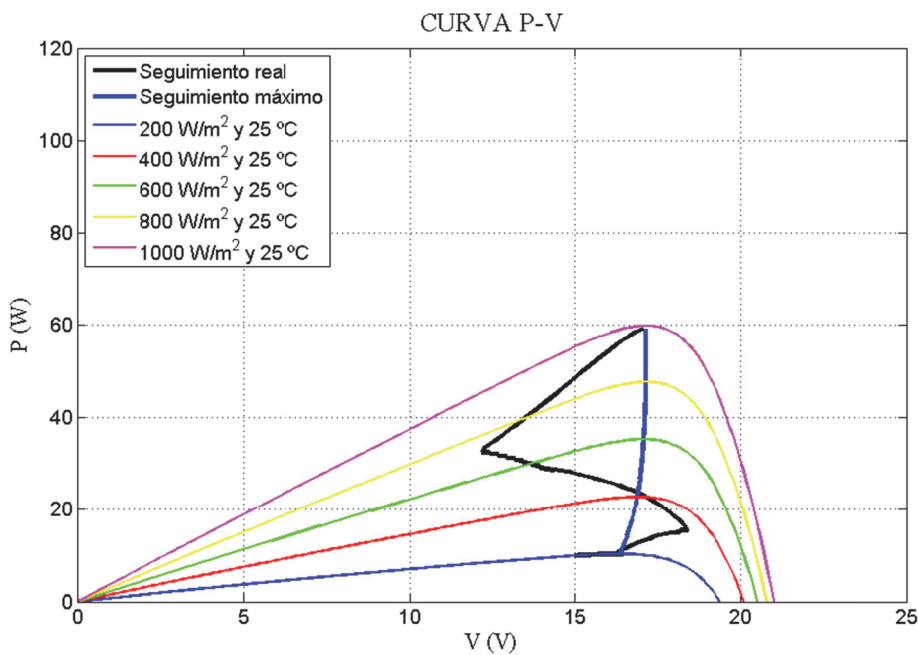


Fig. 6.2 Respuesta a un incremento de irradiancia con el algoritmo de perturbación y observación estándar

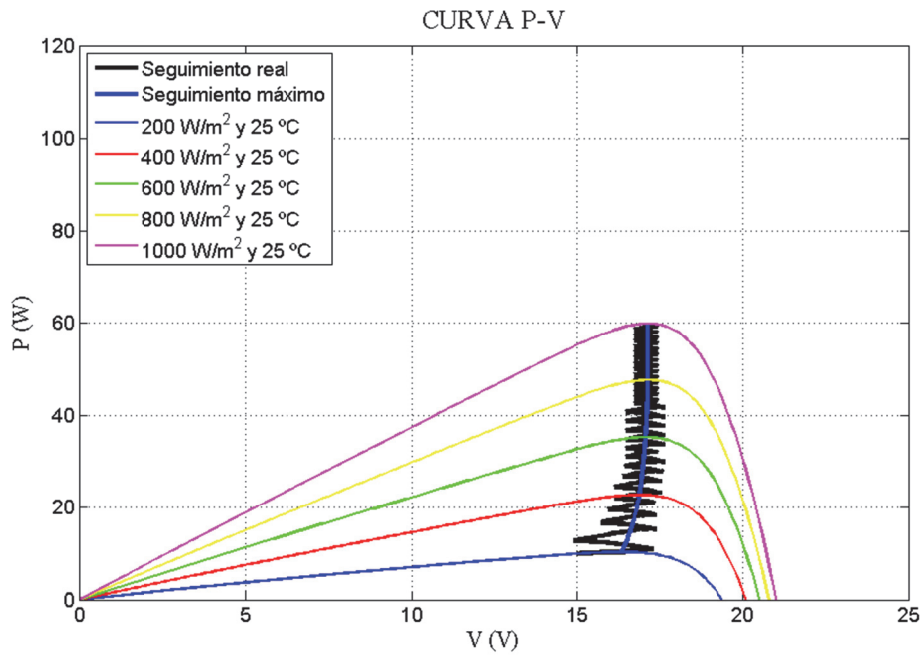


Fig. 6.3 Respuesta al mismo incremento de irradiancia con un algoritmo de perturbación y observación mejorado

El tamaño de paso de tensión así como la frecuencia de funcionamiento influyen mucho en este problema. Un paso de tensión alto provoca que la variación de potencia debida al propio incremento de tensión sea mayor, reduciendo la influencia de la variación debida al aumento de irradiancia. Con una frecuencia de funcionamiento alta, al transcurrir menos tiempo entre ciclo y ciclo, será menor la variación de irradiancia y por tanto el incremento de potencia debido a este factor.

Este problema ocurre principalmente en días de nubes y claros, que en determinadas zonas geográficas son muy frecuentes. En sistemas aislados durante estos días, en los que el recurso solar es más escaso, es importante conseguir el máximo aprovechamiento posible.

6.2 SOMBREADO PARCIAL

El sombreado parcial es uno de los principales problemas para la mayoría de métodos de seguimiento, directos e indirectos, siendo su solución más compleja. Se entiende por sombreado parcial la situación donde en una agrupación en serie de paneles no todos reciben la misma iluminación. También es aplicable a un único panel que tiene algunas de sus células menos iluminadas que el resto, o a la combinación de ambos casos.

Aunque es evidente que debe evitarse a toda costa que ocurra esta situación, en ocasiones no es posible. En determinadas instalaciones pueden existir árboles o edificios cercanos que proyectan sombra sobre los paneles durante determinados momentos del día.

Los paneles fotovoltaicos están formados por una sucesión de células en serie. Por tanto, por todas las células pasa la misma intensidad, y la tensión resultante es la suma de las

tensiones individuales de cada célula. Si todas están igualmente iluminadas y a la misma temperatura, el aspecto de las curvas I-V y P-V del conjunto es uniforme, similar al de una célula individual.

La corriente de cortocircuito de una célula sombreada es inferior a la de las células iluminadas, mientras que la corriente que circula por varias células en serie debe ser la misma. Por esto, por una célula sombreada podría circular una corriente superior a su corriente de cortocircuito, viéndose forzada a trabajar en un área en el que la potencia entregada es negativa, es decir, absorbe potencia. Esto podría provocar calentamiento e incluso la ruptura de la célula. En la práctica, es habitual que los paneles estén protegidos por diodos de bypass, que puentean las células en este tipo de situaciones.

En un panel formado por varias células en serie, su curva I-V es el resultado de agregar las curvas I-V individuales, como puede verse en Fig. 6.4 y Fig. 6.5. Por esto, en condiciones de sombreado parcial las curvas I-V de los paneles presentan un aspecto escalonado. En consecuencia, las curvas P-V presentan múltiples picos, pudiendo ser cualquiera de ellos el mayor, el de máxima potencia, como se muestra en Fig. 6.6. Todo esto es aplicable a una agrupación en serie de paneles no uniformemente iluminados.

Muchos algoritmos de seguimiento directos están diseñados para alcanzar un máximo local. Sin embargo, en el caso de curvas con varios picos no son capaces de analizar todos ellos para determinar cuál es el mayor. En otras palabras, buscan el máximo local más cercano, que puede ser o no ser el máximo global. Los métodos indirectos tampoco suelen funcionar bien en esta situación.

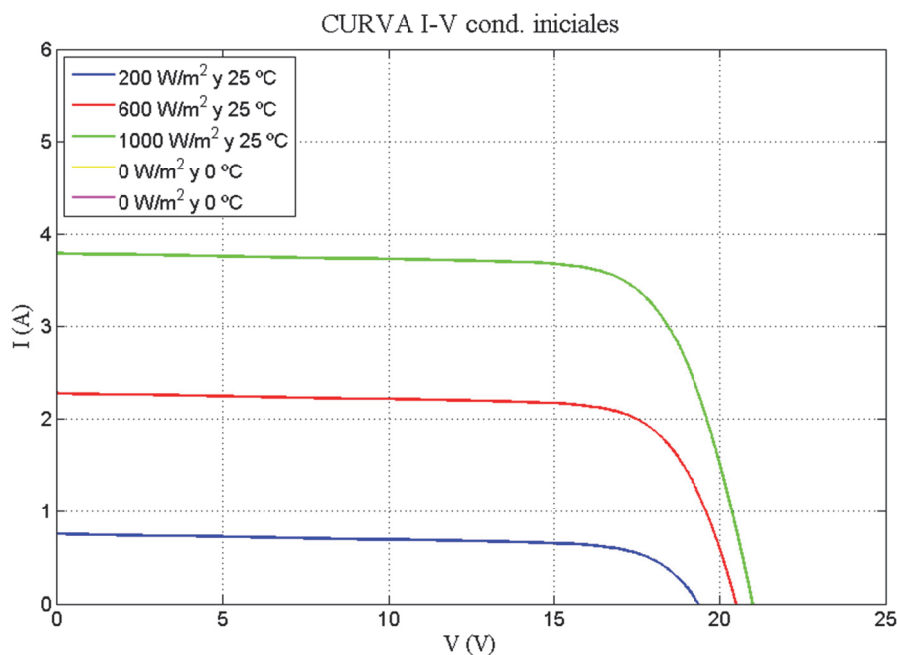


Fig. 6.4 Curvas características para paneles de características similares con diferente iluminación

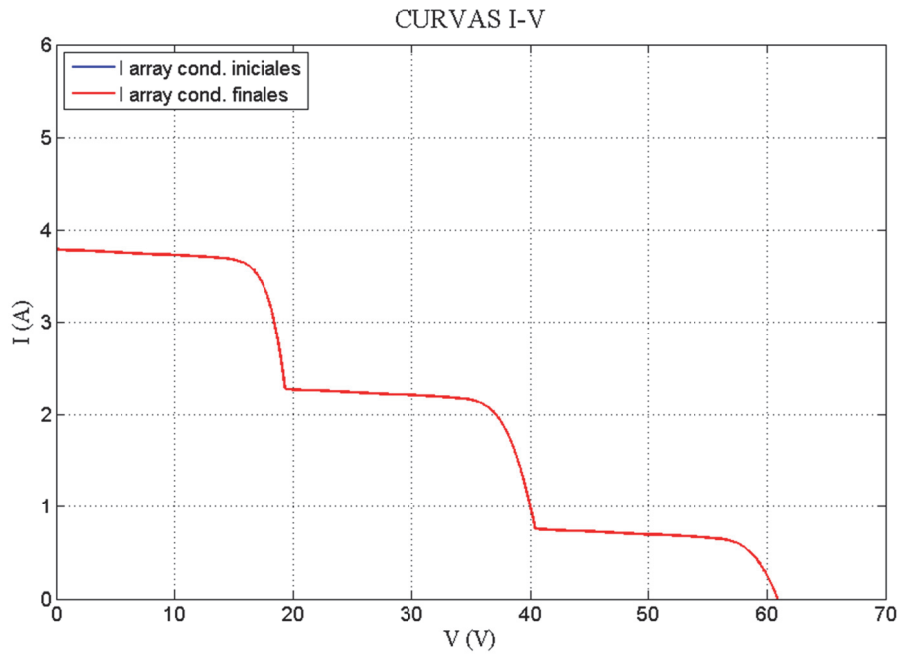


Fig. 6.5 Curva característica I-V resultante para tres paneles en serie no uniformemente iluminados

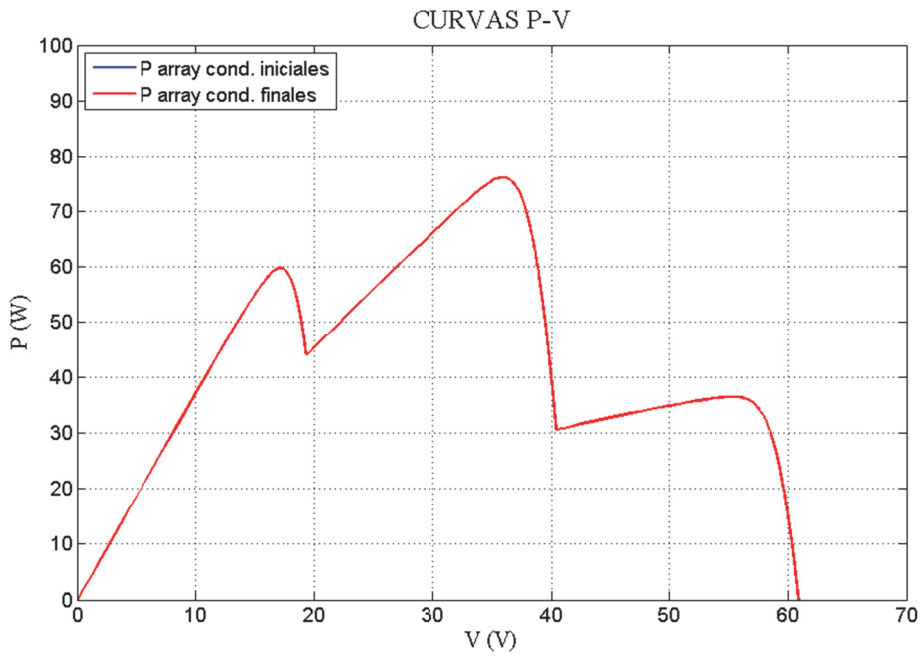


Fig. 6.6 Curva característica P-V resultante para tres paneles en serie no uniformemente iluminados

6.3 OTROS PROBLEMAS

Otro factor a tener en cuenta, sobre todo en los métodos directos, es la velocidad de acercamiento al MPP. Al incrementar la tensión paso a paso, cuando parte de una posición alejada al MPP o se produce un transitorio rápido puede tardar bastantes ciclos en alcanzarlo, especialmente si el tamaño de paso de tensión es pequeño. Esto, unido a otros problemas, especialmente el que provoca que modifique la tensión en sentido contrario, provoca un descenso del rendimiento global.

El método de perturbación y observación, cuando ha alcanzado el MPP, oscila en torno a este punto. Puede minimizarse reduciendo el paso de tensión, pero esto empeora los problemas anteriores, ralentizando el alcance del MPP y propiciando la variación de tensión en sentido incorrecto.

En los métodos indirectos, el principal problema es la falta de precisión. En el método de tensión proporcional a la tensión de circuito abierto, la necesidad de abrir el circuito para realizar medidas afecta al rendimiento, pues durante este tiempo no se produce potencia.

7. DISEÑO DE ALGORITMO DE SEGUIMIENTO DEL MPP

Tras haber analizado los principales problemas de los métodos MPPT, se va a proceder al diseño de una técnica más avanzada que trate de solucionarlos. Se intentará que sea un método que pueda ser fácilmente incorporado en reguladores o inversores fotovoltaicos, y con las siguientes características:

- Alto rendimiento de seguimiento, en cualquier condición climática.
- Simplicidad y posibilidad de ser implementado en un dispositivo electrónico de bajo coste.
- Baja o nula oscilación en torno al punto de máxima potencia una vez alcanzado.
- Rapidez para alcanzar el MPP desde cualquier tensión inicial.
- Baja o nula probabilidad de variar la tensión en sentido opuesto al MPP.
- Detección del MPP verdadero en condiciones de sombreado parcial.

A continuación se muestran ideas innovadoras para mejorar el seguimiento del MPP. Todas ellas se evaluarán mediante simulación, y en función de los resultados serán incluidas o no en el diseño final.

7.1 SENSOR DE IRRADIANCIA

Como se ha visto, la mayoría de los problemas del seguimiento del MPP son debidos a los cambios de irradiancia y al sombreado parcial. Por esto, en este trabajo se propone dotar al sistema de sensores que midan esta magnitud.

En la elección del tipo de sensor de irradiancia debe tenerse en cuenta su precisión y su coste. Un piranómetro es muy preciso, pero extremadamente caro. Por otro lado, los fotodiodos o fototransistores son económicos pero proporcionan una respuesta poco precisa y no lineal. Aun así, son la opción ideal para este sistema. Un fotodiodo permite una medición no muy precisa de la irradiancia, así como determinar si es constante o está cambiando.

La colocación de los fotodiodos es importante. Lo ideal sería que estuvieran incorporados en los propios paneles, en los bordes o en los huecos entre las células que tienen algunos modelos, como los de Fig. 7.1. Si esto no es posible, tendrían que ser instalados lo más próximo posible a ellos.

Para llevar la señal de varios fotodiodos, puede utilizarse un concentrador que reciba todas las señales, las convierta a digital y las envíe por un único cable, o incluso mediante alguna tecnología inalámbrica. En cualquier caso los fotodiodos producen una señal en corriente, lo cual minimiza los problemas de atenuación en el cableado.

El hecho de que el sistema tenga información de la irradiancia permitiría implementar las mejoras que se explican a continuación.



Fig. 7.1 Paneles fotovoltaicos, pueden apreciarse los huecos entre las células

7.1.1 COMBINACIÓN DE TÉCNICAS

Se ha visto que los métodos directos no funcionan especialmente bien cuando la irradiancia es baja, siendo los indirectos más competitivos en estas circunstancias. Un sistema de seguimiento mixto, que utilice una técnica u otra en función de las circunstancias, puede mejorar el rendimiento del seguimiento del MPP.

Un ejemplo sería la combinación de una técnica directa cuando la irradiancia es alta, como perturbación y observación o conductancia incremental, y una técnica indirecta como tensión proporcional a la tensión de circuito abierto cuando hay baja irradiancia. Corregiría el mal funcionamiento con baja irradiancia de muchos de los métodos directos, causado porque la curva característica P-V es muy plana, acrecentado si el rizado en las señales es alto.

Otra posibilidad consistiría en utilizar una técnica directa, y cuando se produzcan aumentos bruscos de irradiancia mantener la tensión constante o proporcional a la de circuito abierto. Resulta más interesante la primera opción, pues la segunda exigiría medir la tensión de circuito abierto cada poco tiempo, afectando al rendimiento. Fijar el valor de tensión evitaría que se modificase en sentido contrario al MPP y se alejase demasiado.

Por otro lado, cuando la tensión de trabajo esté muy alejada de la del MPP, podría medirse la tensión de circuito abierto para posicionarla directamente en un valor cercano, evitando que la tenga que alcanzar paso a paso. Esto sería útil al conectar el sistema, o tras finalizar una situación de sombreado parcial.

7.1.2 ESCANEADO DE LA CURVA CON SOMBRA PARCIAL

Los fotodiodos también pueden utilizarse para detectar sombreado parcial. En una agrupación en serie de paneles, si los sensores de cada uno de ellos no están igualmente iluminados es señal inequívoca de esta situación. Adicionalmente puede compararse la respuesta de los fotodiodos y la potencia de salida de los paneles. Esto permitiría detectar el sombreado parcial incluso si la sombra no alcanza ninguno de los fotodiodos.

El peor caso ocurriría cuando la sombra parcial alcanzase por igual todos los fotodiodos. Si la potencia de salida es coherente con la irradiancia que reciben los sensores podría no detectarse el sombreado parcial. Por esto, en el caso de un único panel es recomendable instalar al menos dos fotodiodos, suficientemente alejados uno del otro. Si hubiese un único fotodiodo debería estar situado donde no le alcanzase la sombra. Un panel o grupo de paneles parcialmente sombreado proporciona una potencia bastante inferior, por lo que no hace falta una medida precisa de la irradiancia para realizar la comparación entre irradiancia y potencia. En el caso mostrado en Fig. 7.2 la potencia máxima cuando hay sombra es inferior a la mitad.

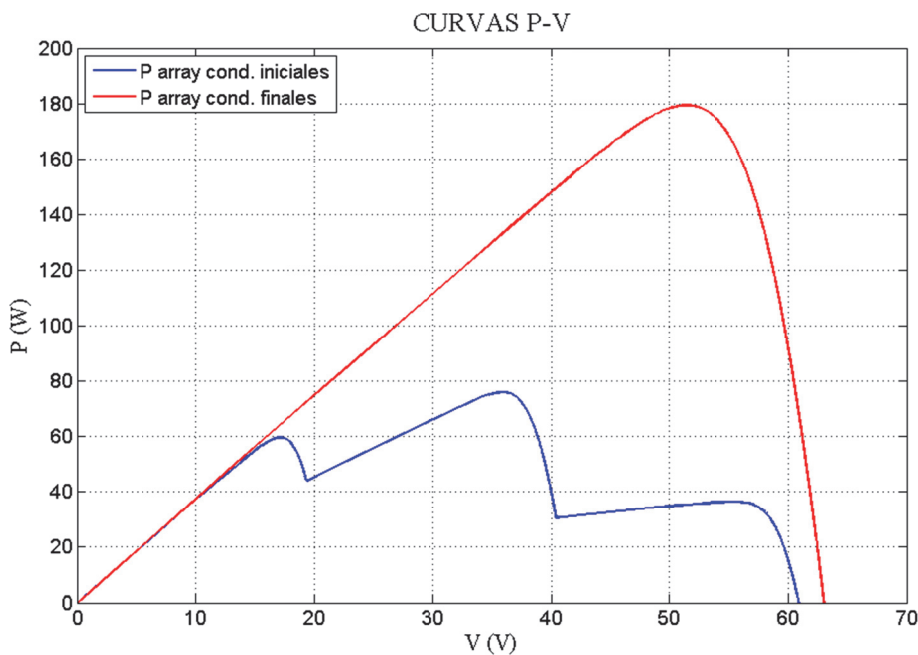


Fig. 7.2 Array de tres paneles totalmente iluminados en rojo, frente al mismo array con dos de los tres paneles parcialmente sombreados en azul

Como ya se ha explicado, bajo sombreado parcial la curva P-V presenta varios picos, y los algoritmos tienden a buscar máximos locales [11], [12]. Fig. 7.2 muestra las curvas P-V de tres paneles en serie, la línea roja corresponde a los tres paneles perfectamente iluminados mientras que la línea azul muestra la situación en la que dos de ellos están parcialmente sombreados. En este caso, el punto de máxima potencia se encuentra en el segundo pico.

En estas situaciones las técnicas indirectas generalmente proporcionan un rendimiento bastante deficiente. Un método directo estándar prepararía hacia cualquiera de los tres picos, en

función de la tensión en la que se encuentre cuando se produce el sombreado parcial. En el caso mostrado en Fig. 7.2, partiendo de la situación sin sombra, probablemente se dirigiría hacia el pico situado a la derecha, donde la potencia es la mitad que en el situado en el centro.

Para corregir estos problemas, una de las soluciones más indicadas es que el sistema realice un escaneo completo de la curva P-V, detectando dónde está el máximo global, y posicione la tensión en esa zona. Luego, una técnica como perturbación y observación escalaría hasta el máximo local, que debería ser el global.

No obstante, durante este escaneo de la curva P-V la generación de potencia se interrumpe, disminuyendo el rendimiento. Cuantos más puntos de la curva verifique, más tiempo tardará en completarse este proceso cada vez que se realice, pero también será mayor la posibilidad de encontrar el MPP global. Gracias a la presencia de fotodiodos, el escaneo completo de la curva sólo se realizará cuando se detecte sombreado parcial, mientras que con iluminación uniforme el rendimiento no se verá afectado.

7.2 PASO DE TENSIÓN VARIABLE

Otra posible mejora sería configurar un tamaño de paso de tensión variable en las técnicas directas [13]. Es aconsejable que este paso sea grande cuando esté alejado del MPP para que lo alcance en menos tiempo, y que sea pequeño cuando esté cerca de él para mejorar la precisión en la localización del MPP, así como reducir las oscilaciones en torno a este punto. El tamaño del paso puede ser totalmente variable dentro de un intervalo o tener valores predefinidos, por ejemplo tres: uno pequeño, uno intermedio y uno grande.

Es importante seleccionar los criterios adecuados para determinar en cada momento el tamaño de paso. Una opción sencilla sería en función de la diferencia de la potencia de salida entre una medida y la anterior. En las proximidades del MPP la curva P-V es más plana, por lo que una diferencia de potencia pequeña es señal de proximidad al MPP. El problema es que el tamaño de paso, variable, influye en esta diferencia.

Para evitar esto, otra posibilidad consiste en calcular la pendiente de la curva P-V entre el punto actual y el anterior, basándose en la técnica de conductancia incremental. La influencia de la irradiancia también es importante, cuanto menor es, más plana es la curva P-V, siendo difícil discernir si el MPP está cercano o no. Por otro lado, los cambios de irradiancia también pueden provocar interpretaciones erróneas.

El paso variable permite mejorar el problema de movimiento en el sentido contrario al MPP, explicado en el apartado 6.1. Cuanto mayor es el tamaño del paso máximo, mayor es el incremento negativo de potencia entre un ciclo y el anterior debido al alejamiento del MPP. Por tanto, sería necesario un incremento de irradiancia más brusco para provocar este fallo. Esta técnica requiere de un ajuste inicial, que podría automatizarse escaneando la curva I-V cuando un usuario confirme que hay condiciones óptimas de irradiancia.

7.3 CARACTERÍSTICAS DEL ALGORITMO DISEÑADO

En el proceso de diseño del algoritmo se han evaluado las anteriores ideas de mejora, analizando el comportamiento y comparando el rendimiento conseguido con cada una de ellas. Se han realizado un gran número de simulaciones, bajo diferentes perfiles de irradiancia y temperatura, probando múltiples configuraciones como la técnica empleada, el tamaño del paso de tensión, el número de puntos verificados en la curva con sombreado parcial, etc. En Fig. 7.3 se muestra el esquema del método de seguimiento resultante.

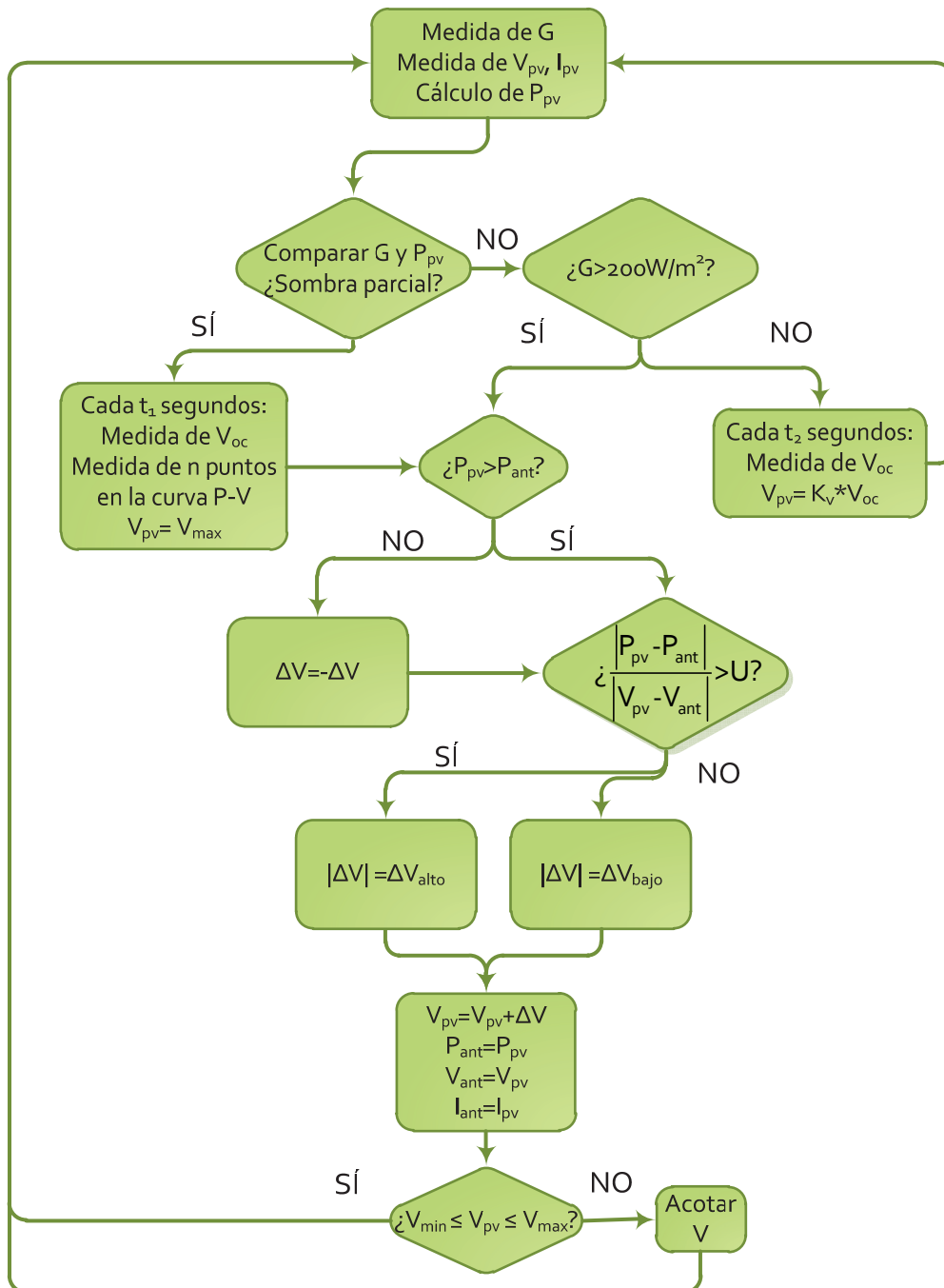


Fig. 7.3 Esquema del método de seguimiento del MPP diseñado

El seguimiento del MPP cuando la irradiancia es alta, mayor de 200 W/m^2 , se realiza mediante la técnica de perturbación y observación. El tiempo de ciclo es de 0.2 s, lo que equivale a 5 iteraciones por segundo [14].

El paso de tensión es variable, pudiendo tomar dos valores, uno elevado de 0.4 V y uno bajo de 0.2 V. La elección del tamaño de paso se hace en función de la pendiente de la curva característica P-V, calculando el cociente $\Delta P/\Delta V$ entre un ciclo y el anterior. Se ha comprobado que es más efectivo configurar dos valores discretos que un paso totalmente variable. Esto es así porque en la práctica se requiere un incremento de tensión grande cuando el MPP está lejos, y cuando lo alcanza inmediatamente cambiar a un tamaño de paso menor para que lo localice con precisión y oscile poco.

Cuando la irradiancia desciende por debajo de los 200 W/m^2 la técnica utilizada es tensión proporcional a la tensión de circuito abierto. En la práctica este umbral de irradiancia será aproximado, debido a las limitaciones de medida del fotodiodo. Además se ha incluido histéresis para evitar cambiar continuamente de técnica en determinados momentos donde la irradiancia sea muy próxima a este valor.

Con baja irradiancia las curvas P-V son muy planas, por lo que los métodos directos no funcionan del todo bien. La selección del tamaño de paso, basada en los incrementos de potencia, funciona especialmente mal en estas condiciones, activándose en ocasiones el tamaño de paso bajo estando lejos del MPP. Las simulaciones han demostrado que la técnica de tensión proporcional a la tensión de circuito abierto presenta buenos resultados, especialmente en un intervalo de irradiancia muy acotado.

La idea de mantener la tensión constante ante los cambios de irradiancia no ha resultado del todo positiva. En ciertas ocasiones mejora el rendimiento, pero puede llegar a empeorarlo, por lo que finalmente no se ha incluido. Su principal finalidad era evitar alejarse demasiado del MPP si el algoritmo se confunde ante cambios de irradiancia bruscos, pero el paso variable bien configurado mejora sustancialmente este problema.

En caso de sombreado parcial, siempre se utiliza perturbación y observación, independientemente del valor de la irradiancia. El método de detectar esta situación se basa en los fotodiodos, como se ha explicado en el apartado anterior. Se ha creado una tabla que relaciona de modo aproximado la irradiancia y la potencia de salida para el sistema configurado en las simulaciones. Cuando alguno de los fotodiodos recibe menos irradiancia, o se genera una potencia notablemente inferior a la normal durante un tiempo suficiente para que el algoritmo hubiera alcanzado el MPP, se activa la correspondiente parte del algoritmo.

En primer lugar, el sistema mide la tensión de circuito abierto. A continuación, divide este valor y mide, a intervalos regulares, la potencia en varios puntos de la curva P-V. Luego se ejecuta el algoritmo de perturbación y observación, habiéndose posicionado la tensión inicial

en el punto donde la potencia medida ha sido mayor. En un porcentaje muy elevado esta tensión inicial corresponde al pico que contiene el máximo global, permitiendo que perturbación y observación lo alcance. Cuando esto no ocurre suele ser porque hay dos picos con una potencia máxima muy similar. En Fig. 7.4 puede observarse un ejemplo de medida de nueve puntos de una curva P-V. En este caso, el algoritmo de perturbación y observación partiría de 32.4 V, permitiéndole alcanzar el máximo global.

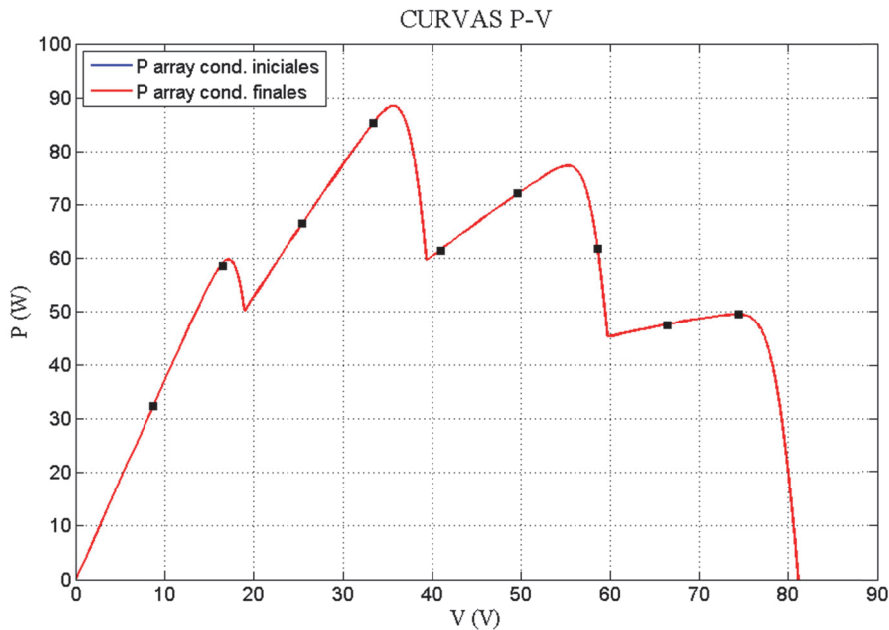


Fig. 7.4 Escaneo de curva P-V de cinco paneles en serie con sombreado parcial

En la anterior simulación se ha utilizado un array con cinco paneles en serie, uno de ellos totalmente sombreado. Para esta configuración, nueve puntos casi siempre son suficientes para localizar el pico que contiene el máximo global. Con un array de más paneles, serían necesarios más puntos para conseguir un porcentaje de acierto elevado.

Al finalizar la sombra parcial, en primer lugar el sistema establece la tensión en un determinado porcentaje de la tensión de circuito abierto. Luego se ejecuta el algoritmo correspondiente, en función de la irradiancia. Al arrancar el sistema también se realiza este posicionamiento inicial de la tensión, que permite alcanzar el MPP más rápidamente.

7.4 RESULTADOS

En este apartado se muestran los resultados conseguidos con el método de seguimiento del MPP que se ha diseñado. En las simulaciones se han utilizado exactamente los mismos perfiles de irradiancia y temperatura que en la evaluación de las cuatro técnicas explicadas anteriormente, permitiendo una comparación directa de los resultados. En Tabla IV se recogen los resultados obtenidos con este nuevo método, junto a los anteriores, para cada condición climática. Proporcionan una estimación del potencial de este método de seguimiento.

Tabla IV. Resultados de las simulaciones

	Global	Día soleado	Día nublado	Día de nubes y claros
Método diseñado	98.62%	99.62%	98.23%	97.37%
Tensión constante	96.25%	97.03%	95.95%	95.21%
Tensión proporcional a la de circuito abierto	97.31%	97.67%	96.25%	97.34%
Perturbación y observación	97.99%	99.40%	95.54%	96.83%
Conductancia incremental	96.79%	99.14%	95.60%	94.28%

El rendimiento global es del 98.62%, superior al obtenido con cualquiera de los cuatro métodos anteriores. En las simulaciones ha obtenido más de medio punto porcentual que perturbación y observación. Esto demuestra que las mejoras incorporadas han sido positivas y han permitido mejorar el seguimiento del punto de máxima potencia. A continuación se explica el comportamiento en cada tipo de día: soleado, nublado o de nubes y claros. Fig. 7.5 muestra un ejemplo de simulación que incluye varios días no consecutivos, con condiciones meteorológicas variadas, en la que puede observarse que se producen pocas desviaciones.

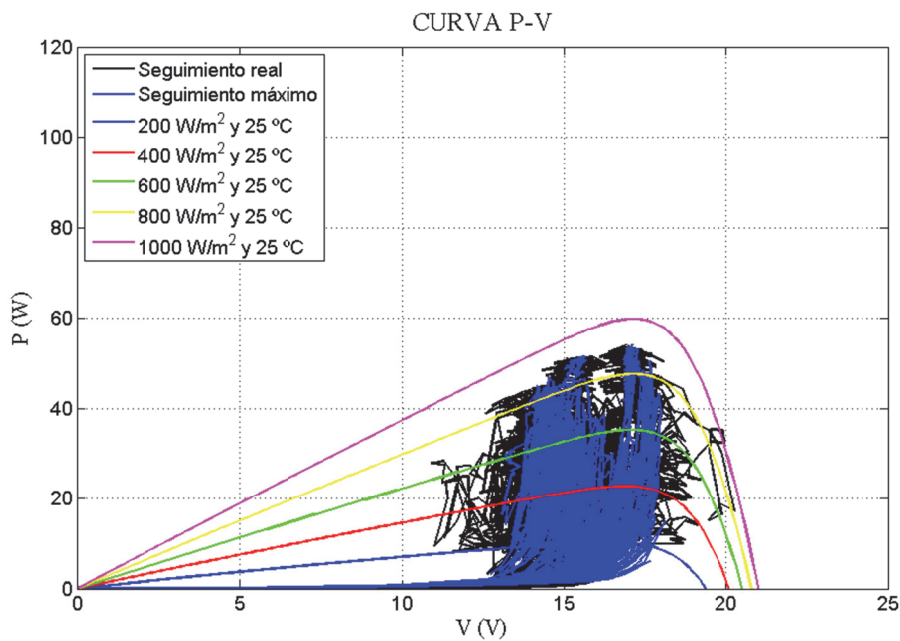


Fig. 7.5 Seguimiento del MPP durante varios días no consecutivos

7.4.1 DÍAS SOLEADOS

En días soleados se ha conseguido un rendimiento del 99.62%. Fig. 7.6 muestra el seguimiento del MPP durante dos días de este tipo. Puede observarse que el seguimiento es muy bueno, pues las representaciones de la potencia obtenida y la potencia máxima prácticamente se solapan en todo momento. Este rendimiento es ligeramente superior al obtenido con el algoritmo de perturbación y observación estándar, que destaca por su buen

funcionamiento en días soleados. Fig. 7.7 representa el punto de trabajo dentro de la curva característica P-V a lo largo de estos dos días. Puede observarse el buen funcionamiento del método, en casi todo momento la tensión de trabajo está muy próxima a la ideal. Durante los aumentos de irradiancia se producen zigzag con muy poca amplitud. Puede apreciarse que con baja irradiancia la técnica cambia a tensión proporcional a la de circuito abierto.

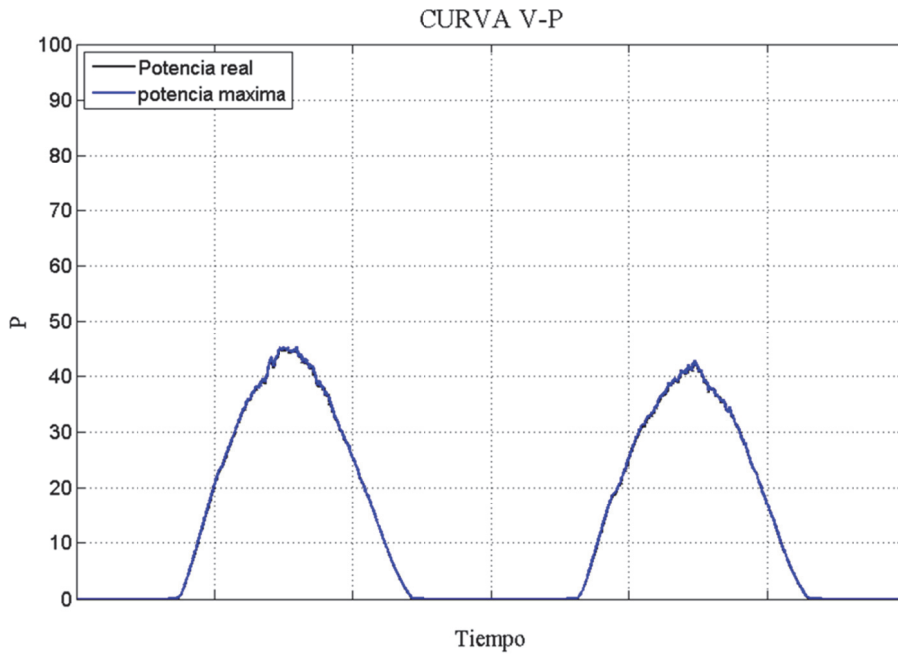


Fig. 7.6 Perfil de la potencia de salida, en negro, y de la potencia extraíble en el MPP, en azul, durante dos días soleados de verano.

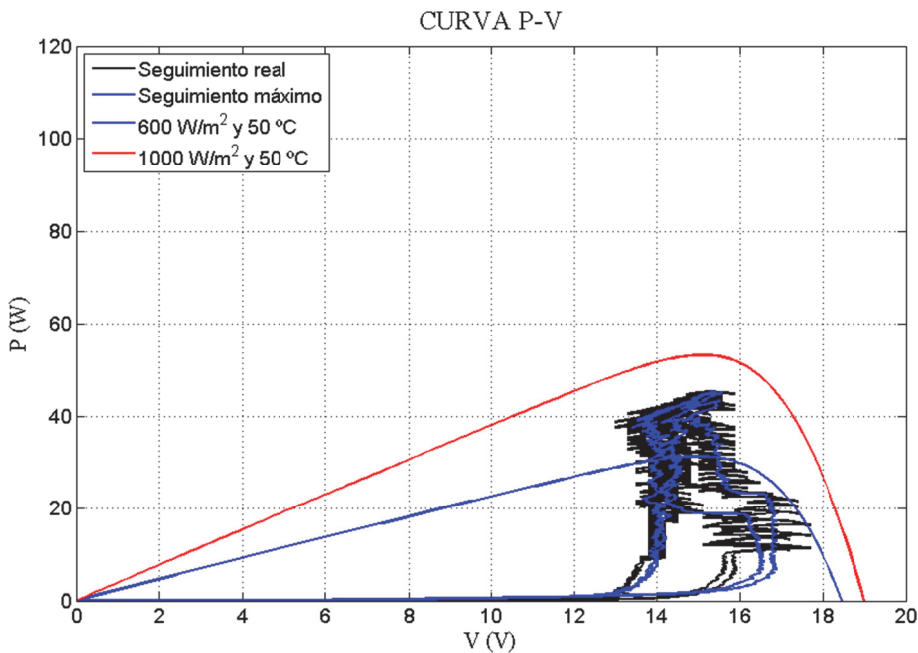


Fig. 7.7 Punto de trabajo dentro de la curva P-V, en negro, frente al ideal, en azul, durante los dos días de la figura anterior.

7.4.2 DÍAS NUBLADOS

En días nublados se han conseguido rendimientos del 98.2%. Este valor es considerablemente superior al conseguido con cualquiera de las otras técnicas. En Fig. 7.8 y Fig. 7.9 puede observarse el seguimiento del MPP durante dos días predominantemente nublados.

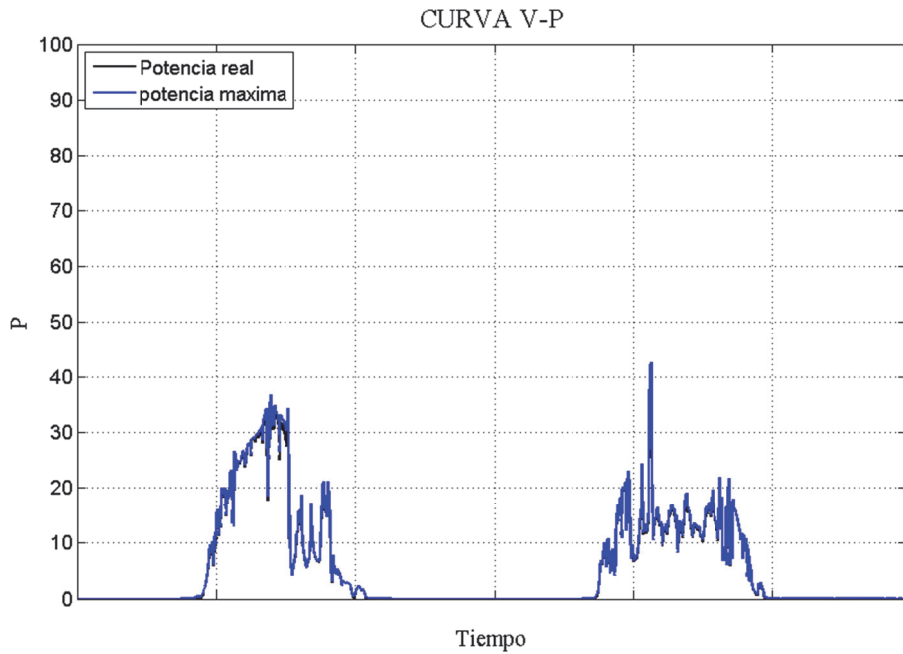


Fig. 7.8 Perfil de la potencia de salida, en negro, y de la potencia extraíble en el MPP, en azul, durante dos días nublados.

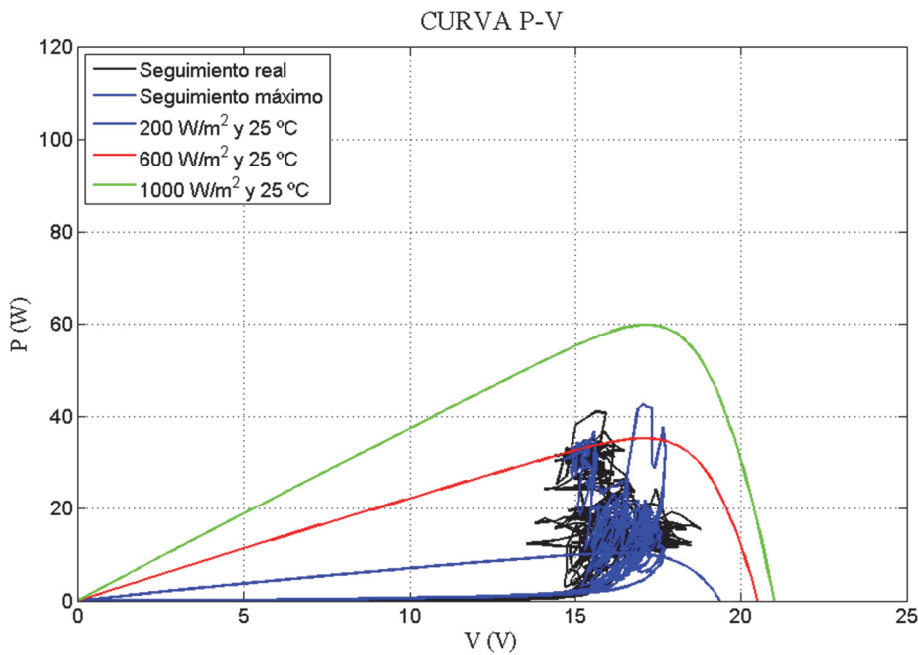


Fig. 7.9 Punto de trabajo dentro de la curva P-V, en negro, frente al ideal, en azul, durante los dos días de la figura anterior.

7.4.3 DÍAS DE NUBES Y CLAROS

Por último, en días de nubes y claros el rendimiento obtenido es del 97.37%. Fig. 7.10 y Fig. 7.11 muestran el seguimiento del MPP durante un día de estas características.

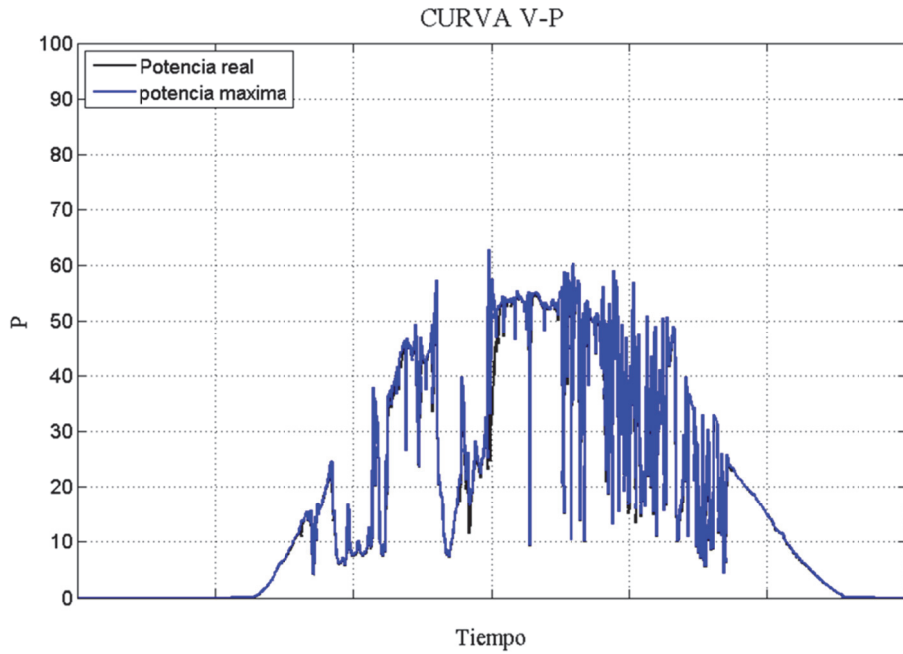


Fig. 7.10 Perfil de la potencia de salida, en negro, y de la potencia extraíble en el MPP, en azul, durante un día con nubes y claros.

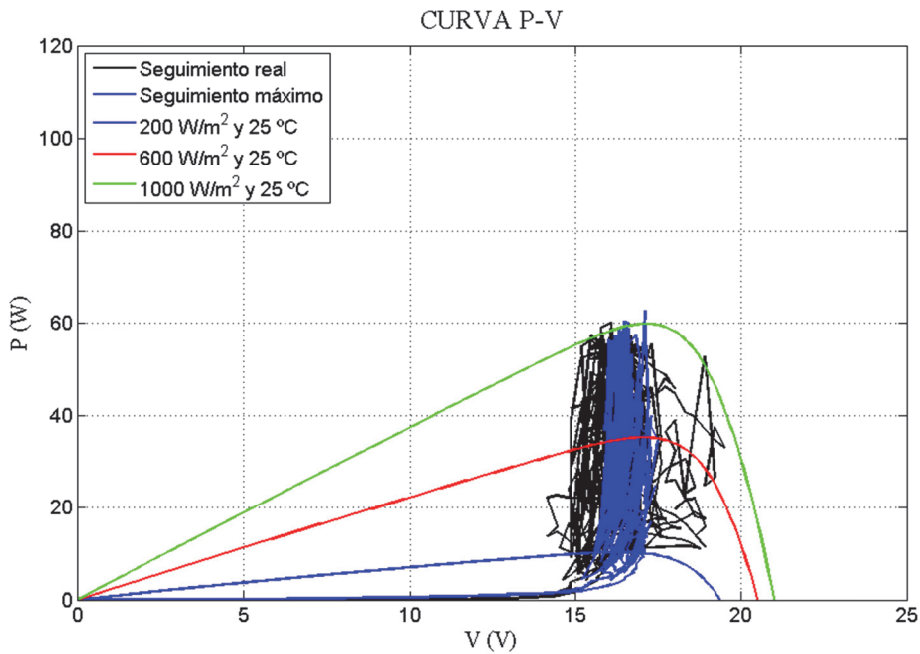


Fig. 7.11 Punto de trabajo dentro de la curva P-V, en negro, frente al ideal, en azul, durante el día de la figura anterior.

7.4.4 SOMBREADO PARCIAL

Por último, se muestra el funcionamiento del método diseñado en condiciones de sombreado parcial. En Fig. 7.12 se ha representado las curvas P-V de tres paneles en serie que al inicio están uniformemente iluminados a 1000 W/m^2 . Progresivamente, aparecen sombras sobre dos de ellos, uno acabará recibiendo 200 W/m^2 , otro 600 W/m^2 , mientras que el tercero continúa con 1000 W/m^2 . El seguimiento ideal tiene un salto porque al principio es mayor el pico de la derecha, pero luego pasa a ser mayor el del centro. Por ello, tras el primer escaneo de las curvas se establece una tensión inicial de 56 V , y tras el segundo de 35 V , permitiendo que perturbación y observación alcance el máximo en unos pocos pasos. En Fig. 7.13 puede observarse qué hubiera pasado con la técnica de perturbación y observación tradicional.

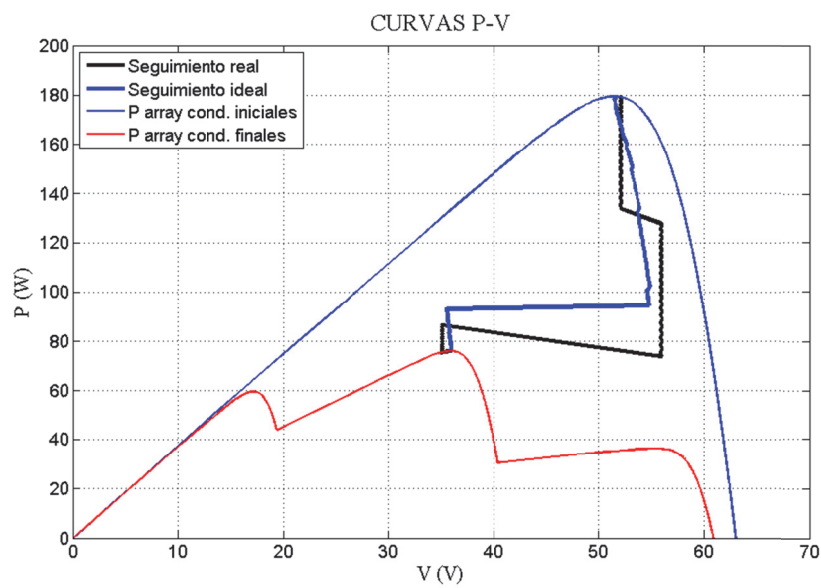


Fig. 7.12 MPPT durante el establecimiento de sombras parciales con el algoritmo diseñado

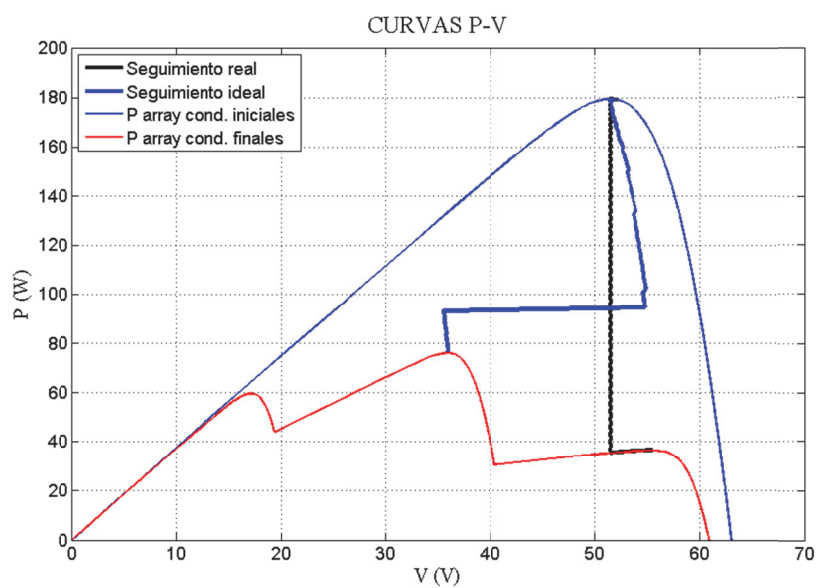


Fig. 7.13 MPPT durante el establecimiento de sombras parciales con perturbación y observación

En Fig. 7.14 se ha representado la potencia entregada y la potencia máxima frente al tiempo. En todo momento la potencia entregada está cercana a la máxima disponible. Esto no ocurriría sin el escaneado de la curva, como puede comprobarse en Fig. 7.15.

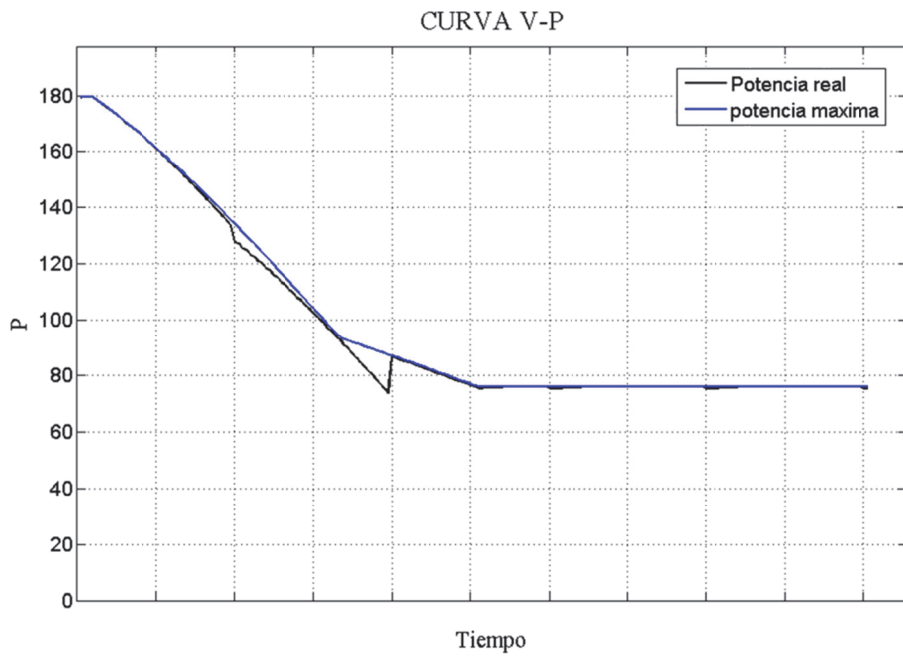


Fig. 7.14 Evolución de la potencia durante el establecimiento de sombras parciales con el algoritmo diseñado

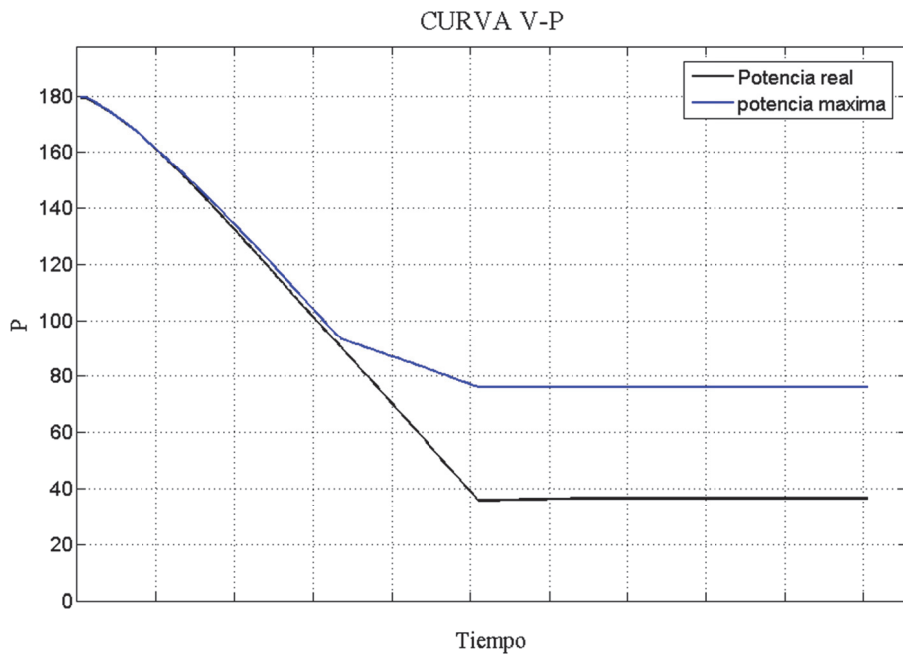


Fig. 7.15 Evolución de la potencia durante el establecimiento de sombras parciales con el algoritmo de perturbación y observación tradicional

8. CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN FUTURAS

El rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia es uno de los factores que influyen directamente en la eficiencia de una instalación fotovoltaica. Sin embargo, los sistemas que actualmente se implementan en los inversores y reguladores son mejorables. Los métodos indirectos tienen problemas de precisión, mientras que los directos pueden fallar cuando las condiciones ambientales de irradiancia y temperatura varían con rapidez. Además, cuando hay sombreado parcial sobre los paneles no son capaces de reconocer el máximo global de potencia.

Numerosos grupos de investigación públicos y privados en todo el mundo están trabajando en métodos de seguimiento del punto de máxima potencia, muestra de ello es la cantidad de publicaciones que aparecen continuamente en revistas especializadas. Existe un elevadísimo interés por parte de los fabricantes de inversores fotovoltaicos de desarrollar un método superior al de sus competidores que les permita tener el modelo más eficiente del mercado.

En este Trabajo Fin de Máster se ha diseñado un modelo de panel fotovoltaico integrado con una aplicación que permite simular los principales algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia. Para cada una de estas técnicas se ha podido analizar su rendimiento, su comportamiento en cada situación, así como observar la causa de sus principales problemas.

Todo esto ha permitido definir unos criterios con los que diseñar un método de seguimiento que mejore a los actuales. Se han probado diferentes ideas para solucionar los problemas detectados, simulándose para decidir si se incluyen en el diseño final. Los resultados teóricos obtenidos con el método diseñado han sido positivos, el rendimiento calculado es superior al obtenido con los métodos tradicionales más utilizados, bajo cualquier condición climática. Por todo esto, puede afirmarse que se ha conseguido el principal objetivo propuesto.

Este trabajo ha abierto una línea de investigación acerca de técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia. Su continuación natural sería la etapa experimental, consistente en hacer funcionar y evaluar el método de seguimiento diseñado en un sistema fotovoltaico real. El algoritmo podría ser implementado en un dispositivo digital, como un microprocesador. Sería necesario un banco de ensayos con paneles fotovoltaicos e instrumentación electrónica de medida, además de otros componentes electrónicos.

La evaluación experimental del método MPPT permitiría comprobar si los resultados teóricos de rendimiento que se han obtenido coinciden con lo que proporciona el sistema real, y descubrir si existe algún factor importante que no se ha considerado en el modelo teórico.

Otra futura investigación relacionada con este trabajo sería el diseño de una técnica con la que obtener con precisión los parámetros característicos de los paneles fotovoltaicos, especialmente las resistencias internas y las capacidades parásitas. Para esto sería interesante realizar pruebas con el modelo de panel diseñado en MATLAB, comparando las curvas características que representa con las obtenidas directamente de los paneles reales.

Otra posible continuación de este trabajo sería perfeccionar el algoritmo, añadiendo nuevas características u optimizando algunos parámetros, con el objetivo de aumentar el rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ángel Antonio Bayod Rújula, "Sistemas fotovoltaicos", Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009
- [2] Eduardo Collado Fernández, "Energía solar fotovoltaica, competitividad y evaluación económica, comparativa y modelos" Tesis doctoral, Departamento de Ingeniería eléctrica, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Nacional de Educación a distancia, 2009.
- [3] Daniel Guash Murillo, "Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos" Tesis doctoral, Departamento de Ingeniería Electrónica, Universitat Politècnica de Catalunya, 2003
- [4] Thomas Bennett, Ali Zilouchian and Roger Messenger, "Photovoltaic model and converter topology considerations for MPPT purposes" *IEEE Solar Energy*, Vol. 86, no 7, pp. 2029-2040, Jul 2012
- [5] Po-Wen Hsiao, Chih-Hao Chang and Huan-Liang Tsai, "Accuracy Improvement of Practical PV Model" *SICE Annual Conference 2010, Proceedings of*, pp. 2725-2730, 2010
- [6] Andreas Wagner, "Peak-power and internal series resistance measurement under natural ambient conditions" in *EuroSun 2000 Copenhagen*, 2000
- [7] Shell Solar Product Information Sheet Shell S36 Photovoltaic Solar Module http://www.solarcellsales.com/techinfo/docs/ShellSolarS36_UKv5.pdf
- [8] D. P. Hohm and M. E. Ropp, "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms" *Progress in Photovoltaic: Research and Applications*, 2003
- [9] T. Eram, and P.L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques" *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, Vol. 22, no 2 pp. 439-449, 2007
- [10] R. Faranda, S. Leva and V. Maugeri, "MPPT techniques for PV Systems: Energetic and cost comparison" in *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1-6, 2008
- [11] Wang Min, et al, "Design of MPPT algorithm under partial shadows" in *Electric Information and Control Engineering (ICEICE), 2011 International Conference on*, pp. 309-312, 2011
- [12] H. Patel and V. Agarwal, "Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions" *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, Vol. 55, no 4, pp. 1689-1698, 2008

[13] Chao Zhang, et al, "A modified MPPT method with variable perturbation step for photovoltaic system" in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC '09 IEEE 6th International*, pp. 2096-2099, 2009

[14] Juan Francisco Jiménez Ortiz, "Estudio y simulación de sistemas de conversión fotovoltaica-eléctrica mediante Matlab-Simulink" PFC, Departamento de Ingeniería Electrónica, Universitat Politècnica de Catalunya, 2009

[15] Antonio Luque, Steven Hegedus, "*Handbook of photovoltaic science and engineering*". England, Wiley, 2003