

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA
VALPARAÍSO – CHILE



“REVISIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS PRINCIPALES MÉTODOS MPPT PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”

PABLO IGNACIO TELECHEA ALARCÓN

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRÓNICO

PROFESOR GUÍA: DR. CÉSAR SILVA J.
PROFESOR CORREFERENTE: DR. SAMIR KOURO R.

SEPTIEMBRE - 2015

... a Giselle con mucho cariño.

RESUMEN

El objetivo de este trabajo consiste en realizar una revisión bibliográfica de los distintos métodos de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) para sistemas fotovoltaicos, e identificar el método más apropiado para una instalación fotovoltaica doméstica (baja potencia).

Para esto, se identifican las características propias de cada método y se clasifican en dos grandes grupos, que son: métodos iterativos y métodos analíticos. Se analizan las ventajas que ofrecen respecto a los otros métodos, en qué condiciones tienen un mejor desempeño y cuál permite extraer la mayor cantidad de potencia del sistema fotovoltaico en los distintos escenarios que se puedan presentar. Luego, a partir de esto se eligen dos de los métodos más representativos de los métodos analíticos y el más representativo de los métodos iterativos como contraparte. Estos son sometidos a dos tipos de simulaciones, consistentes en cambios en las condiciones atmosféricas. Primero se simula un cambio brusco del tipo escalón (de radiación solar y temperatura) y luego un cambio continuo del tipo rampa (de radiación solar), basado en el estándar Europeo EN 50530. Esto se realiza con la ayuda del software de simulación PLECS de Plexim.

Finalmente se comparan los resultados obtenidos con cada método MPPT, y de acuerdo a la eficiencia presentada, las ventajas y desventajas, y las condiciones bajo las cuales se comportan mejor, se elige el método óptimo para una instalación fotovoltaica doméstica, el cual resulta ser el método Gradiente de Temperatura. Este método presenta la mayor eficiencia de los métodos simulados, y su mayor complejidad radica solo en la necesidad de contar con un sensor de temperatura adicional.

Un objetivo secundario es evaluar el software de simulación PLECS, en cuanto a su capacidad para simular sistemas fotovoltaicos. El software resulta ser deficiente en este aspecto ya que no cuenta con un módulo o bloque directo para simular un módulo fotovoltaico, y se debe recurrir a métodos alternativos. Además, depende de recursos proporcionados por otro software.

ABSTRACT

The aim of this study is to conduct a literature review of the different Maximum Power Point Tracking techniques (MPPT) for photovoltaic systems, and identify the most suitable method for a domestic (low power) photovoltaic installation.

The characteristics of each method are identified and classified into two main groups, namely: iterative methods, and analytical methods. The advantages of each method in relation to the others are discussed, under which conditions they have a better performance and which one allows to extract the most power from the photovoltaic system in all the different scenarios that may arise. Then, two of the most representative analytical methods are chosen, along with the most representative of the iterative methods as counterpart. These are tested by two types of simulations, consisting of changes in atmospheric conditions. Firstly, a simulation of a step perturbation (irradiance and temperature) is run and then a simulation of a continuous change with a ramp perturbation (irradiance), based on the European Standard EN 50530. This is done in the simulation software, PLECS from Plexim.

Finally, the results from the simulations are compared, and according to the efficiency presented, the advantages and disadvantages, and the conditions under which they perform better, the most suitable MPPT method for a domestic photovoltaic system is chosen, which turns out to be the Temperature Gradient method. This method has the highest efficiency among the simulated MPPT methods, and its increased complexity is only one extra temperature sensor.

A secondary objective is to evaluate the simulation software PLECS, in terms of its ability to simulate photovoltaic systems. The software turns out to be deficient in this matter due to the lack of a photovoltaic module block. So an alternative method has to be used, and it depends on other software for this.

ÍNDICE

Resumen.....	i
Abstract	ii
Índice	iv
Índice de Figuras	vii
Índice de Tablas	ix
CAPÍTULO 1	1
Introducción	1
1.1. Energía fotovoltaica	2
1.2. Características de los módulos fotovoltaicos.	4
CAPÍTULO 2	8
Modelo del sistema fotovoltaico	8
2.1. Modelo de una Celda Solar	8
2.1.1. Modelo de un diodo con constantes dadas por el fabricante.	8
2.1.2. Modelo de dos diodos con constantes dadas por el fabricante.	10
2.1.3. Modelo empírico 1.	11
2.1.4. Modelo empírico 2, con medición de un punto de operación cercano al MPP.	13
2.1.5. Modelo Doble Exponencial	14
2.1.6. Modelo de un Diodo Simplificado (Modelo de Parámetro Adaptativo)	15
2.1.7. Modelo de un Diodo con Adaptación de Tres Puntos Críticos	16
2.2. Modelo del convertidor	18
CAPÍTULO 3	21
Métodos MPPT	21
3.1. Descripción y clasificación general	21
3.2. Análisis de métodos iterativos	22
3.1.1. Método Perturbar y Observar (P&O)	22
3.1.2. Método Conductancia Incremental (INCOND)	26
3.1.3. Método Control por Correlación de Ripple (RCC)	28
3.1.4. Método Caída de Voltaje en el DC-Link.....	30

3.1.5.	Método Maximización del Voltaje o la Corriente en la Carga.....	31
3.1.6.	Método Control por Retroalimentación de dP/dV o dP/dI	31
3.3.	Análisis de métodos analíticos	32
3.1.7.	Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional (V_{frac})	32
3.1.8.	Método Corriente de Corto Circuito Fraccional (I_{frac}).....	33
3.1.9.	Método Ajuste de Curva (Curve Fitting).....	33
3.1.10.	Método Tabla de Consulta (Look-Up Table)	34
3.1.11.	Método Gradiente de Temperatura.....	34
3.1.12.	Método Paramétrico de Temperatura	36
3.1.13.	Método Barrido de Corriente.....	36
3.4.	Análisis de otros métodos	37
3.1.14.	Método Lógica Difusa (Fuzzy Logic)	37
3.1.15.	Método Redes Neuronales.....	38
3.1.16.	Método Gauss-Newton	39
CAPÍTULO 4.....		40
Resultados y Comparaciones		40
4.1.	Implementación del modelo fotovoltaicos en PLECS	41
4.2.	Simulación del comportamiento de los métodos MPPT seleccionados.....	44
4.3.1.	Método Perturbar y Observar (P&O)	48
4.3.2.	Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional	54
4.3.3.	Método Gradiente de Temperatura.....	60
4.3.	Resumen Resultados	64
CAPÍTULO 5.....		66
Conclusiones		66
Trabajo futuro.....		68
Referencias.....		70
Anexos		74
Anexo A: Algoritmos MPPT.....		74
A.1.	Código para el Método Perturbar y Observar (P&O)	74
A.2.	Código para el Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional (V_{frac}).....	75
A.3.	Código para el Método Gradiente de Temperatura.....	76

Anexo B: Scripts de Matlab.	78
----------------------------------	----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Distribución del factor de planta para instalaciones PV en Chile. Imagen del Ministerio de Energía, Chile [7].	4
Figura 1.2	Records de eficiencia para cada tipo de celda PV, imagen extraída de [9].	5
Figura 1.3	Curva característica de Corriente/Voltaje y Potencia/Voltaje a 25 [°C].	6
Figura 1.4	Circuito equivalente de una celda solar.	7
Figura 2.5	Circuito equivalente para el modelo de un diodo.	9
Figura 2.6	Circuito equivalente para el modelo de dos diodos.	10
Figura 2.7	Modelo eléctrico convertidor Boost.	19
Figura 2.8	Definición del punto de operación del módulo PV por la intersección de las curvas I-V y de la carga.	20
Figura 2.9	Región donde el convertidor Boost no puede operar en el MPP.	20
Figura 3.10	Curva característica P-V (Potencia-Voltaje) de los módulos fotovoltaicos.	22
Figura 3.11	Comportamiento del método Perturbar y Observar ante cambios atmosféricos rápidos. Figura extraída de [16].	24
Figura 3.12	Algoritmo método P&O clásico. Figura adaptada de [16].	25
Figura 3.13	Curva característica Corriente-Voltaje I-V de un módulo fotovoltaico.	26
Figura 3.14	Topología de control para el método Control de Caída de Voltaje en el DC-Link.	31
Figura 3.15	Curva de potencia de un módulo fotovoltaico para distintos valores de temperatura.	35
Figura 3.16	Diagrama de bloques de método Lógica Difusa (Fuzzy Logic).	38
Figura 3.17	Esquema típico de una Red Neuronal.	39
Figura 4.18	Esquemático propuesto por [30] para representar un módulo PV en PLECS.	42
Figura 4.19	Esquemático de sistema a simular.	44
Figura 4.20	Circuito implementado en PLECS del sistema PV a simular.	45
Figura 4.21	Perturbaciones tipo escalón de radiación solar y temperatura a las que es sometido el sistema.	46
Figura 4.22	Curvas de corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V) teóricas del módulo PV BP365 de 65[W] correspondientes a las condiciones a las que es sometido el sistema.	47
Figura 4.23	Perturbación tipo rampa (trapezoide) de radiación solar a la que es sometido el sistema. Basada en las perturbaciones propuestas en [29].	48
Figura 4.24	Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Perturbar y Observar (P&O), voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo escalón.	50
Figura 4.25	Detalle de la Figura 4.24 donde se aprecia la dificultad que tiene el método Perturbar y Observar para seguir cambios bruscos en las condiciones atmosféricas.	50

Figura 4.26	Potencia entregada por el módulo fotovoltaico y potencia máxima según modelo para perturbaciones tipo escalón.....	51
Figura 4.27	Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Perturbar y Observar (P&O), voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo rampa (trapezoide).....	53
Figura 4.28	Potencia entregada por el módulo fotovoltaico y potencia máxima según modelo para variaciones tipo rampa (trapezoide).....	54
Figura 4.29	Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional, voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo escalón.	56
Figura 4.30	Detalle de la Figura 4.29 donde se muestra cuando el voltaje de operación alcanza el voltaje de circuito abierto.	56
Figura 4.31	Potencia entregada por el módulo fotovoltaico con el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional y potencia máxima según modelo para perturbaciones tipo escalón.	57
Figura 4.32	Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional, voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo rampa (trapezoide).	59
Figura 4.33	Corriente entregada por el módulo fotovoltaico con el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional ante cambios continuos de tipo rampa (trapezoide).	59
Figura 4.34	Potencia entregada por el módulo fotovoltaico con el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional y potencia máxima según modelo para perturbaciones continuas tipo rampa (trapezoide).....	60
Figura 4.35	Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Gradiente de Temperatura, voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo escalón.....	61
Figura 4.36	Potencia entregada por el módulo fotovoltaico con el Método Gradiente de Temperatura y potencia máxima según modelo para perturbaciones tipo escalón.	62
Figura 4.37	Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Gradiente de Temperatura, voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo rampa (trapezoide).....	63
Figura 4.38	Potencia entregada por el módulo fotovoltaico con el Método Gradiente de Temperatura y potencia máxima según modelo para perturbaciones continuas tipo rampa (trapezoide).	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Potencial solar PV estimado, Ministerio de Energía de Chile [7].....	3
Tabla 1.2	Valores de condiciones para prueba estándar [8].....	7
Tabla 2.3	Valores de las constantes para una celda de silicio policristalino [13].	15
Tabla 3.4	Lógica de funcionamiento del algoritmo P&O.	23
Tabla 3.5	Valores que toman los parámetros u, v, w, y . Extraída de [16].	36
Tabla 4.6	Rangos e incrementos utilizados en el archivo .mat para modelar el módulo PV.	42
Tabla 4.7	Estructura de la página 1 de la tabla de consulta usada por PLECS para simular un módulo PV.....	42
Tabla 4.8	Parámetros relevantes del módulo fotovoltaico BP365 de 65 Watts [32].....	43
Tabla 4.9	Constantes necesarias para desarrollar el modelo PV de un diodo con adaptación de tres puntos críticos [8].	43
Tabla 4.10	Parámetros a considerar para el diseño del inductor y capacitor del convertidor Boost.....	44
Tabla 4.11	Valores de voltaje para máxima potencia (V_{mpp}) de los tres conjuntos de condiciones atmosféricas a los que es sometido el sistema.	46
Tabla 4.12	Parámetros del trapecioide mostrado en la Figura 4.23.	48
Tabla 4.13	Comparación entre voltaje V_{mpp} entregado por el modelo y el voltaje de operación impuesto por el método Perturbar y Observar para las tres situaciones simuladas con cambios bruscos en las condiciones atmosféricas.....	51
Tabla 4.14	Resumen de eficiencia de todas las simulaciones.	64

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Las energías renovables no convencionales ERNC son una tendencia mundial, y dentro de estas, la energía fotovoltaica es uno de sus principales exponentes. Los países desarrollados están tratando de aumentar la producción de energía de fuentes renovables para, entre otros beneficios, reducir sus emisiones de gases que producen el efecto invernadero. Por ejemplo, la UE se ha comprometido a producir al menos un 20% de su consumo de energía a partir de fuentes renovables para el 2020 y en virtud de esta meta, las energías renovables, ya alcanzan a un 12,7% de su producción energética en el año 2010 [1]. Además, durante el año 2013 aumentó la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en 38,4 [GW], llegando a una capacidad total acumulada de 138,9 [GW] [2].

Este tipo de generación eléctrica es un negocio creciente en países desarrollados como Alemania que en el 2013 es por mucho el líder mundial en generación fotovoltaica, seguido por China, Italia, Japón y USA [3]. Cabe mencionar que por primera vez la región Asia-Pacífico es la que lidera en cantidad de potencia nueva instalada, con China a la cabeza, con casi 12 [GW] instalados durante el año 2013, sitial que hasta el 2012 ocupaba Europa [2].

Por otra parte, debido al equipamiento requerido, la generación fotovoltaica es más costosa que otros tipos. Muchos gobiernos están promoviéndola con incentivos y subsidios, con la expectativa de que la tecnología se desarrolle en un futuro cercano y se vuelva competitiva frente a las fuentes convencionales [2][3]. En Chile ya se cuenta con algunos avances, como la ley 20.571 o ley Net Metering, la cual viene a regular el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales basadas en ERNC [4].

Pero para aumentar la competitividad de la energía PV respecto de otros tipos, se debe aumentar su eficiencia, la cual de por si es baja, o disminuir los costos. La eficiencia de una instalación fotovoltaica se ve afectada principalmente por tres factores: la eficiencia del módulo PV (que en los módulos comerciales es típicamente entre un 9% y un 16% [5]), la eficiencia del inversor (típicamente 95%-98% [6]) y la eficiencia (sobre el 98% [6]) del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia o MPPT (por sus siglas en inglés). Mejorar la eficiencia del módulo fotovoltaico y del inversor no es trivial, ya que depende de la tecnología disponible. Esto requiere de avances científicos y tecnológicos, y es un tema de tiempo para que lleguen a ser costo-efectivos. En cambio, mejorar la búsqueda del punto de máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés) con los nuevos algoritmos de control es más fácil, menos costoso y puede ser incluso implementado en plantas que ya están en uso actualizando su algoritmo de control, lo que lleva a un inmediato aumento en la generación de potencia PV.

La curva característica de los módulos PV es tal, que para obtener la máxima extracción de potencia se debe operar a un voltaje/corriente determinado, el cual se denomina MPP o punto de máxima potencia. Es para esto que se utiliza el algoritmo MPPT, es decir, para llevar al sistema fotovoltaico a operar en este punto, lo cual tiene un gran impacto en la eficiencia del sistema PV.

En este trabajo se realiza una revisión de las principales características de los módulos fotovoltaicos, y una revisión y comparación de los principales métodos de MPPT, y se busca la mejor alternativa para una instalación PV doméstica (baja potencia).

1.1.ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La generación de energía eléctrica a partir de la conversión de la radiación solar en corriente eléctrica continua es posible gracias a materiales semiconductores en los que se produce el efecto fotoeléctrico. A partir de estos materiales se construyen celdas fotovoltaicas para aprovechar la energía del sol como electricidad.

El potencial energético de la radiación solar es enorme, y Chile tiene más 1,6 [TW] de capacidad instalable según un estudio encargado por el Ministerio de Energía [7]. Cabe destacar que el mencionado estudio descarta buena parte del potencial debido a restricciones territoriales, aplicables a grandes proyectos PV, por lo que el potencial para instalaciones domésticas o de pequeña escala es aún mayor.

Región	Arreglo fijo		Arreglo con seguimiento	
	Superficie [ha]	Capacidad [MW]	Superficie [ha]	Capacidad [MW]
Arica y Parinacota	104.015	20.803	205.024	41.005
Tarapacá	309.163	61.833	1.055.670	211.134
Antofagasta	4.995.313	999.063	6.003.064	1.200.613
Atacama	769.467	153.893	920.363	184.073
Coquimbo	11.442	2.288	16.201	3.240
Valparaíso	117	23	319	64
Metropolitana de Santiago				
L. G. Bernardo O'Higgins				
Maule				
Biobío				
Araucanía				
Los Ríos				
Los Lagos				
Total	6.189.517	1.237.903	8.200.641	1.640.128

Tabla 1.1 Potencial solar PV estimado, Ministerio de Energía de Chile [7].

En la Tabla 1.1 se observa la capacidad instalable por cada región del país, donde el sector norte es el que tiene mejores expectativas para el desarrollo de este tipo de instalaciones. Sin embargo, en la Figura 1.1 se muestra el factor de planta o capacidad de producción de instalaciones fotovoltaicas para todo el país, donde la figura de la izquierda grafica el factor de planta sin restricciones territoriales, la figura del centro lo hace con restricciones territoriales y la de la derecha considera todas las restricciones incluyendo el factor de planta mínimo de 0,24. Las restricciones territoriales mencionadas corresponden a un conjunto de restricciones asociadas a donde se ubica el proyecto PV y aplicables en su mayoría a grandes instalaciones, como por ejemplo el distanciamiento mínimo a centros urbanos, carreteras, etc. (la descripción completa de estas restricciones se encuentra en [7]).

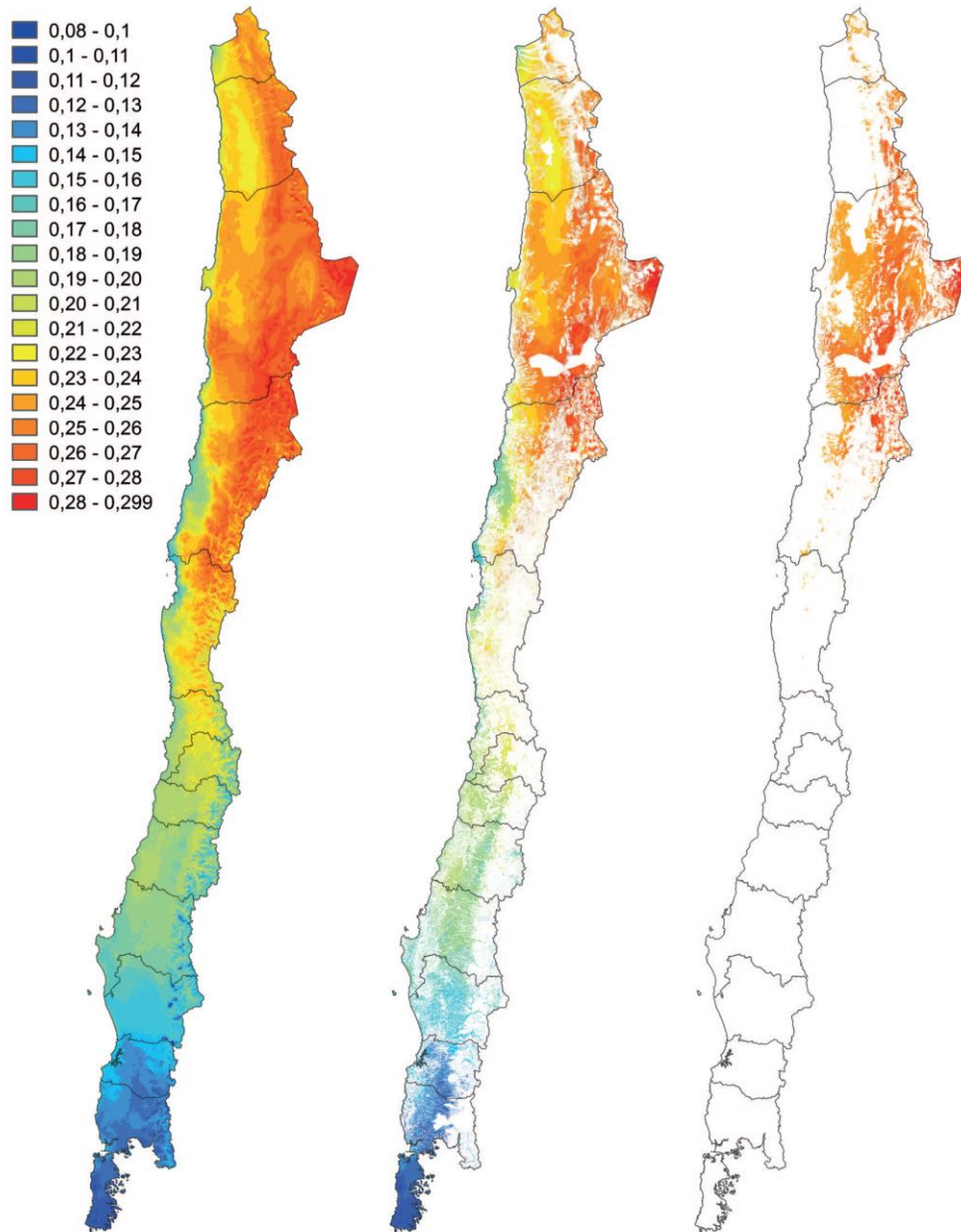


Figura 1.1 Distribución del factor de planta para instalaciones PV en Chile. Imagen del Ministerio de Energía, Chile [7].

1.2.CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

El material más común en la fabricación de celdas fotovoltaicas es el Silicio, ya sea amorfo, policristalino, o monocristalino. Esto se debe a que el silicio es el único material semiconductor que tiene la factibilidad económica de ser producido a gran escala en la confección de celdas fotovoltaicas [8]. Cabe mencionar que existen

combinaciones de mayor rendimiento, como el sulfato de cobre-indio-galio-selenio (CIGS), diseleniuro de cobre indio (CIS), las celdas de película delgada que requieren una capa más delgada del material semiconductor y las celdas multijuntura [9], pero su costo económico es demasiado alto para los objetivos de este proyecto.

En la Figura 1.2 se aprecia la evolución en los últimos años de las mejores eficiencias (obtenidas en condiciones ideales de laboratorio) para distintos tipos de celdas PV y fabricantes, publicada por el National Renewable Energy Laboratory NREL de Estados Unidos el 2014. En la misma Figura 1.2 se observa que el record de eficiencia lo obtuvo la celda PV multijuntura con concentrador solar marca Soitec (4-J, 297x) el año 2014, con un 44,7% de eficiencia, mientras que las celdas de silicio monocristalino tienen un record de eficiencia de 25%, siendo estas últimas las de mayor disponibilidad comercial.

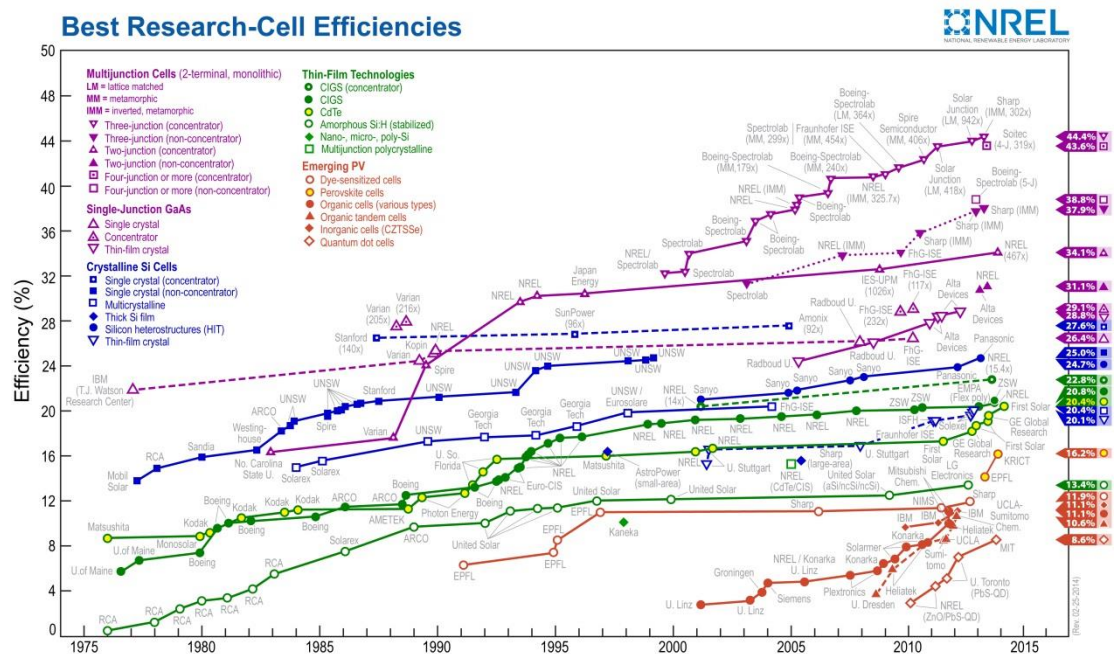


Figura 1.2 Records de eficiencia para cada tipo de celda PV, imagen extraída de [9].

Por otra parte, la curva característica de los módulos PV es de la forma que se muestra en la Figura 1.3, desde donde se aprecia que para la máxima extracción de potencia se debe operar a un voltaje/corriente determinado, el cual se denomina MPP. Además, se pueden observar otros dos puntos de operación críticos que son el voltaje de

circuito abierto (V_{OC}) y la corriente de corto circuito (I_{SC}), donde en ambos casos la potencia entregada por el módulo es cero. Se aprecia también que la corriente máxima depende de la radiación, y de esta forma la potencia máxima también es una función de esta variable ambiental. Lo mismo sucede con el voltaje máximo que depende de la temperatura, el cual cambia a razón de $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$ [10].

El circuito equivalente más comúnmente aceptado para una celda PV es el que se muestra en la Figura 1.4. Este corresponde a un modelo donde se incluye una resistencia en serie R_s y una en paralelo R_{sh} que representan las pérdidas debido a los contactos y conexiones, y las fugas de corriente en el diodo, respectivamente. Sin embargo, más adelante se presentan otras aproximaciones para modelar una celda PV con distinto nivel de detalle.

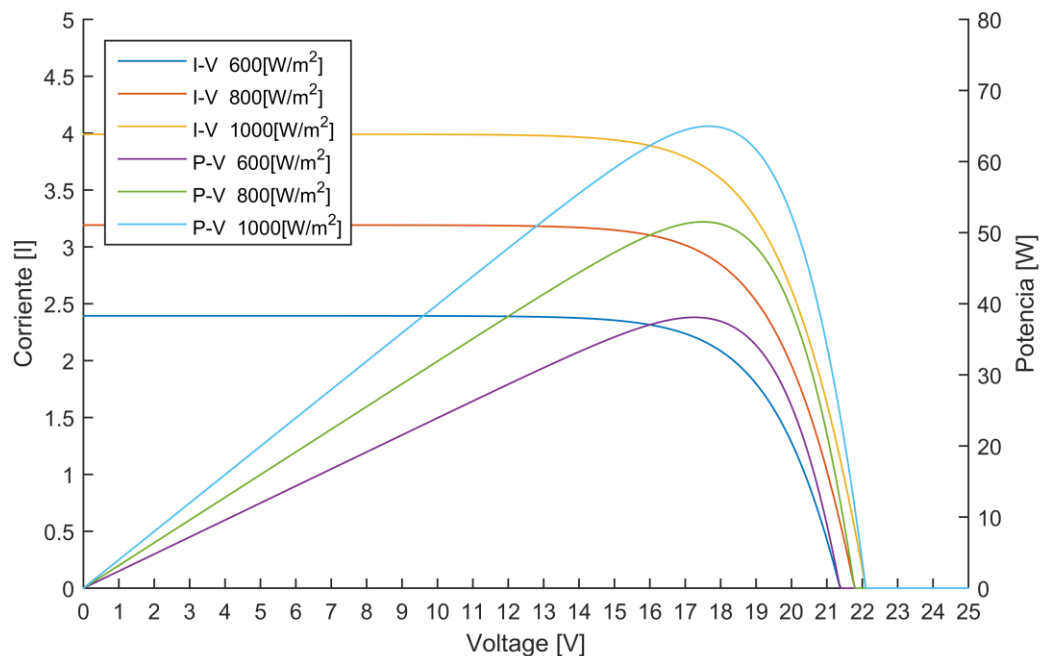


Figura 1.3 Curva característica de Corriente/Voltaje y Potencia/Voltaje a 25 $^{\circ}\text{C}$.

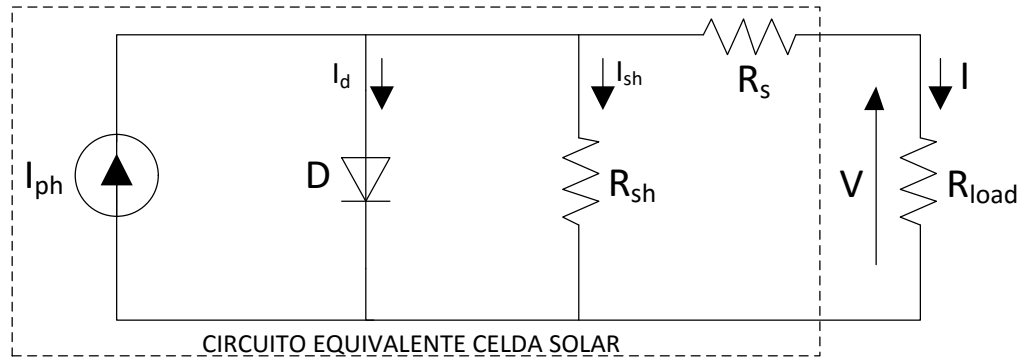


Figura 1.4 Circuito equivalente de una celda solar.

Las condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en inglés) corresponden a determinadas condiciones bajo las cuales se realizan las pruebas para determinar, de manera objetiva, los parámetros de referencia de los módulos fotovoltaicos. Estas condiciones se detallan en la Tabla 1.2, donde la radiación solar se considera de espectro estándar y que el valor indicado es una buena estimación para las regiones centrales de Europa y en general a lo largo de su paralelo. La masa de aire (Air Mass) indica la inclinación con que la radiación solar ingresa a la Tierra, y hace referencia a la cantidad de aire que debe atravesar la radiación solar para llegar a la superficie terrestre [8].

	Valor STC
Radiación Solar	1000 [W/m ²]
Temperatura	25 [°C]
Masa de aire (Air Mass)	1,5

Tabla 1.2 Valores de condiciones para prueba estándar [8].

CAPÍTULO 2

MODELO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El sistema fotovoltaico que se utiliza en este trabajo consiste en un módulo fotovoltaico conectado a un convertidor de potencia. A continuación se presentan las alternativas para modelar cada uno.

2.1. MODELO DE UNA CELDA SOLAR

Para poder realizar las comparaciones entre los distintos métodos de MPPT y su efecto sobre la operación del módulo, se necesita contar con un modelo de la celda fotovoltaica, tanto matemático como eléctrico, para realizar las simulaciones respectivas.

Existen diversas formas de obtener un modelo que represente el comportamiento de un módulo PV con mayor o menor complejidad, donde los parámetros y constantes se pueden obtener de la información que entrega el fabricante (generalmente en condiciones de prueba estándar o STC) o se pueden calcular o medir de distintas formas. A continuación se presentan algunos de estos modelos.

2.1.1. Modelo de un diodo con constantes dadas por el fabricante.

En la Figura 2.5 se presenta el circuito equivalente para el modelo de un diodo, y a partir de este se tienen las siguientes ecuaciones para poder calcular la corriente de salida de la celda fotovoltaica [11].

La ecuación (2.1) se obtiene aplicado la Ley de Corrientes Kirchhoff, mientras que I_d en la ecuación (2.3) se obtiene de la ecuación del diodo de Shockley. I_{pv} , por su parte, corresponde a la corriente fotovoltaica o fotocorriente generada a partir de la incidencia de la radiación solar sobre la superficie de la celda, la que además depende de

la temperatura a la que se encuentra, y su expresión está dada por (2.2). Las pérdidas relacionadas con las fugas de corriente en el diodo están representadas por I_{sh} (2.4).

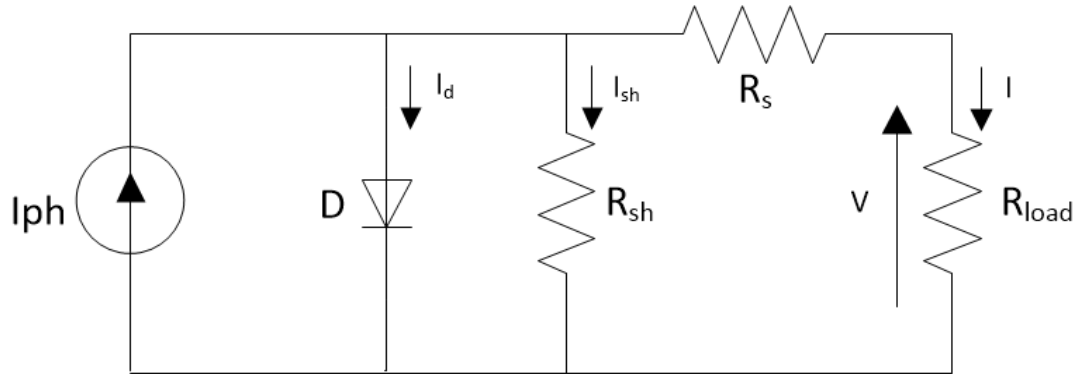


Figura 2.5 Circuito equivalente para el modelo de un diodo.

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.1)$$

$$I_{ph} = P_1 \cdot G \cdot [1 + P_2 \cdot (G - G_{STC}) + P_3 \cdot (T - T_{STC})] \quad (2.2)$$

$$I_d = \left[P_4 \cdot T^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{k \cdot T}} \right] \cdot \left[e^{\left(\frac{q}{A \cdot N \cdot k} \cdot \frac{V + R_s \cdot I}{T} \right)} - 1 \right] \quad (2.3)$$

$$I_{sh} = \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

$G_{STC} = 1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$; Radiación solar en condiciones de prueba estándar (STC).

$G \text{ [W/m}^2\text{]}$; Radiación solar.

$T_{STC} = 298,15 \text{ [K]}$; Temperatura en condiciones de prueba estándar (STC), 25°C.

$T \text{ [K]}$; Temperatura de la juntura p-n.

$P_1 \text{ [A} \cdot \text{m}^2\text{/W]}$; Constante dada por el fabricante.

$P_2 \text{ [W/m}^2\text{]}$; Constante dada por el fabricante.

$P_3 \text{ [1/K]}$; Constante dada por el fabricante.

$P_4 \text{ [A} \cdot \text{m}^2\text{/W]}$; Factor de corrección. Constante dada por el fabricante.

$q = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ [C]}$; Carga del electrón.

A ; Factor de idealidad, oscila entre 1 y 5. Valor típico $A=1$.

N ; Número de celdas PV conectadas en serie.

$k = 1,38 \cdot 10^{-23} \text{ [J/K]}$; Constante de Boltzmann.

R_s ; Resistencia serie. Valor entregado por el fabricante.

R_{sh} ; Resistencia shunt (paralelo). Valor entregado por el fabricante.

E_g ; Band gap ($E_g=1.12 \text{ [eV]}$ para el silicio).

Para usar este modelo se debe contar con una gran cantidad de información proporcionada por el fabricante, que son las constantes P_1 , P_2 , P_3 , P_4 , y las resistencias R_s , R_{sh} . Nótese además que la expresión para la corriente I dada por (2.1) es una ecuación implícita cuyas variables de entrada son la radiación solar G , la temperatura T , y el voltaje de la celda V .

A partir de la ecuación del diodo de Shockley [12] se puede identificar en (2.3) a la corriente de saturación inversa del diodo I_{sat} la cual corresponde a (1.5).

$$I_{sat} = \left[P_4 \cdot T^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{k \cdot T}} \right] \quad (1.5)$$

2.1.2. Modelo de dos diodos con constantes dadas por el fabricante.

En la Figura 2.6 se muestra el circuito equivalente para el modelo de dos diodos. Este modelo, según se explica en [11], es más preciso que el anterior (mostrado en 2.1.1). Esto ya que se agrega un segundo diodo en paralelo con lo que se considera el proceso de recombinación tanto en la estructura del material como en la superficie. La desventaja es que depende de aún más parámetros para su implementación.

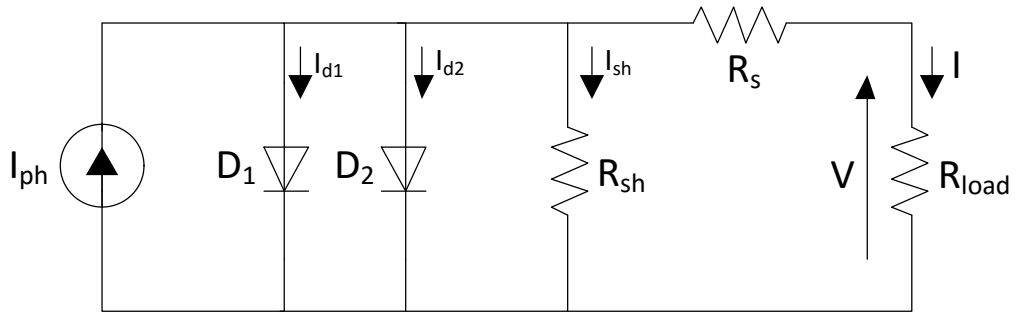


Figura 2.6 Circuito equivalente para el modelo de dos diodos.

$$I = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{sh} \quad (2.6)$$

$$I_{ph} = (P_1 + P_2 \cdot T) \cdot G \quad (2.7)$$

$$I_{d1} = \left[P_{01} \cdot T^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{k \cdot T}} \right] \cdot \left[e^{\left(\frac{q}{A \cdot N \cdot k} \cdot \frac{V + R_s \cdot I}{T} \right)} - 1 \right] \quad (2.8)$$

$$I_{d2} = \left[P_{02} \cdot T^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{k \cdot T}} \right] \cdot \left[e^{\left(\frac{q}{A \cdot N \cdot k} \cdot \frac{V + R_s \cdot I}{T} \right)} - 1 \right] \quad (2.9)$$

$$I_{sh} = \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (2.10)$$

G [W/m ²];	Radiación solar.
T [K];	Temperatura de la juntura p-n.
P ₁ [A · m ² /W];	Constante dada por el fabricante.
P ₂ [W/m ²];	Constante dada por el fabricante.
P ₀₁ [A/K ³];	Constante dada por el fabricante.
P ₀₂ [A/K ^{5/2}];	Constante dada por el fabricante.
q = 1,6 · 10 ⁻¹⁹ [C];	Carga del electrón.
A;	Factor de idealidad, oscila entre 1 y 5. Valor típico A=1.
N;	Número de celdas PV conectadas en serie.
k = 1,38 · 10 ⁻²³ [J/K];	Constante de Boltzmann.
R _s ;	Resistencia serie. Valor entregado por el fabricante.
R _{sh} ;	Resistencia shunt (paralelo). Valor entregado por el fabricante.
E _g ;	Band gap (E _g =1.12 [eV] para el silicio).

Este modelo también requiere que el fabricante entregue el valor de las constantes P₁, P₂, P₀₁, P₀₂, R_s y R_{sh}, lo cual es bastante poco común. La expresión (2.6) para I también es una ecuación implícita con las mismas variables de entrada que el caso anterior.

2.1.3. Modelo empírico 1.

La ventaja de este modelo empírico, descrito en [11], es que necesita menos parámetros en comparación a los dos anteriores, ya que solo se necesita conocer los valores de V_{oc}, I_{sc} y P_{mpp}, que es la potencia para el punto de máxima potencia, es decir, es la potencia máxima que puede entregar el módulo. Para este modelo se considera que la resistencia R_{sh} es muy grande y por tanto I_{sh} se puede despreciar quedando la ecuación que describe este modelo como se muestra en (2.11). A partir de la misma consideración anterior se tiene entonces que I_{ph} ≈ I_{sc} por lo que la expresión para I queda como en (2.12), donde cabe destacar que se desprecia una parte de la expresión que corresponde a I_d.

$$I = I_{pv} - I_d \quad (2.11)$$

$$I = I_{sc} \cdot \left[1 - \left(\frac{I_{sat}}{I_{sc}} \right) e^{\left(\frac{q}{A \cdot k \cdot T} (V + R_s \cdot I) \right)} \right] \quad (2.12)$$

Bajo condiciones de prueba estándar (STC) la razón I_{sc}/I_{sat} puede ser aproximada a 10^9 según [11].

Cuando $I=0$ se tiene que $V=V_{oc}$ y a partir de (2.12) se obtiene (2.13) desde donde se puede encontrar una equivalencia para el voltaje termal V_t en función de V_{oc} , I_{sc} , I_{sat} .

$$V_t := \frac{q}{A \cdot k \cdot T} = \frac{1}{V_{oc}} \cdot \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_{sat}} \right) \quad (2.13)$$

Con esto se puede obtener la siguiente expresión para V_s (2.14) donde solo queda por determinar el valor de la resistencia R_s .

$$V = V_{oc} \cdot \left[1 + \frac{1}{\ln \left(\frac{I_{sc}}{I_{sat}} \right)} \cdot \ln \left(\frac{I_{sc} - I}{I_{sc}} \right) \right] - R_s \cdot I \quad (2.14)$$

En el MPP se tiene que $I=I_{mpp}$ y $V=P_{mpp}/I_{mpp}$, donde I_{mpp} es la corriente para máxima potencia. Para encontrar el valor de I_{mpp} y R_s se debe resolver el sistema mostrado en (2.15) y se reemplaza el valor de R_s en (2.14) para finalmente obtener el valor de V .

$$\begin{aligned} \frac{P_{mpp}}{I_{mpp}} &= V_{oc} \cdot \left[1 + \frac{1}{\ln \left(\frac{I_{sc}}{I_{sat}} \right)} \cdot \ln \left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}} \right) \right] - R_s \cdot I_{mpp} \\ \frac{P_{mpp}}{I_{mpp}^2} &= \frac{V_{oc}}{\ln \left(\frac{I_{sc}}{I_{sat}} \right)} \cdot \frac{1}{I_{sc} - I_{mpp}} - R_s \end{aligned} \quad (2.15)$$

Si bien esta es una buena aproximación del modelo real de un módulo PV, en [11] se propone un método para aumentar la precisión de este modelo disminuyendo el error.

2.1.4. Modelo empírico 2, con medición de un punto de operación cercano al MPP.

Este modelo depende también de pocos parámetros, que son I_{sc} , V_{oc} , I_1 , V_1 , que corresponden al punto de operación medido (V_1, I_1) y se basa en la ecuación (2.16), donde k se obtiene según lo mostrado en (2.17) y los valores de I_1 y V_1 se miden cerca de la región del MPP [11].

$$I(V) = I_{sc}(1 - (V/V_{oc})^k) \quad (2.16)$$

$$k = \frac{\ln\left(1 - \frac{I_1}{I_{sc}}\right)}{\ln\left(\frac{V_1}{V_{oc}}\right)} \quad (2.17)$$

El valor empírico para el parámetro k se obtiene optimizando el modelo de tal forma que las curvas I-V experimental y teórica coincidan en el MPP. De esta manera se pueden obtener los valores de voltaje (2.18) y corriente (2.19) en el MPP, además de su dependencia de la radiación solar y temperatura (2.20)(2.21).

$$V_{MPP} = V_{oc} \cdot \frac{1}{(1 + k)^{1/k}} \quad (2.18)$$

$$I_{MPP} = I_{sc} \cdot \frac{k}{1 + k} \quad (2.19)$$

$$V(G, T) = V(G_{STC}, T_{STC}) + \frac{N \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{G}{G_{STC}}\right) - N \cdot K_V \cdot (T - T_{STC}) \quad (2.20)$$

$$I(G, T) = I(G_{STC}, T_{STC}) \cdot \left(\frac{G}{G_{STC}} - K_I \cdot (T - T_{STC})\right) \quad (2.21)$$

$G_{STC} = 1000 \text{ [W/m}^2\text{]};$ Radiación solar en condiciones de prueba estándar (STC).

$G \text{ [W/m}^2\text{]};$ Radiación solar de operación.

$T_{STC} = 298,15 \text{ [K]};$ Temperatura en condiciones de prueba estándar (STC), 25 [°C].

$T \text{ [K]};$ Temperatura de operación.

$N;$ Número de celdas en serie.

$K_I;$ Coeficiente de temperatura de la corriente.

$K_V;$ Coeficiente de temperatura del voltaje.

A diferencia del modelo mostrado en 2.1.3, este modelo puede presentar un error considerable si el punto (V_1, I_1) no se mide cerca del MPP, por lo que se hace imprescindible contar con un método para disminuir el error, lo que se explica en detalle en [11].

2.1.5. Modelo Doble Exponencial

En [13] se plantea que el siguiente modelo doble exponencial (2.22) representa de mejor manera el comportamiento de una celda de silicio policristalino y que los parámetros fundamentales a determinar son I_{pv} , I_{s1} , I_{s2} , R_s , R_{sh} . El circuito equivalente es el mismo que el de la Figura 2.6.

$$I = I_{pv} - I_{sat1} \left[\exp^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - I_{sat2} \left[\exp^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (2.22)$$

Utilizando el método de ajuste de curvas basado en el algoritmo de Levenberg-Marquardt se pueden obtener valores aproximados para estos parámetros, partiendo con valores iniciales que se deducen a partir de la aproximación $I_{pv}=I_{sc}$. Las ecuaciones (2.23)-(2.28) se expresan en términos de las constantes K_0 - K_{12} las que en [13] se obtienen para una celda de silicio policristalino y cuyos valores se muestran en la Tabla 2.3.

$$I_{pv} = K_0 \cdot G \cdot (1 + K_1 \cdot T) \quad (2.23)$$

$$I_{sat1} = K_2 \cdot T^3 \cdot \exp\left(\frac{K_5}{T}\right) \quad (2.24)$$

$$I_{sat2} = K_4 \cdot T^{\frac{3}{2}} \cdot \exp\left(\frac{K_5}{T}\right) \quad (2.25)$$

$$A = K_6 + K_7 \cdot T \quad (2.26)$$

$$R_s = K_8 + \frac{K_9}{G} + K_{10} \cdot T \quad (2.27)$$

$$R_{sh} = K_{11} \cdot e^{(K_{12} \cdot T)} \quad (2.28)$$

Parámetro	Valores de las constantes		
I_{pv}	$K_0 = -5,729 \times 10^{-7}$	$K_1 = -0,1098$	
I_{sat1}	$K_2 = 44,5355$	$K_3 = -1264 \times 10^4$	
I_{sat2}	$K_4 = 11,8003$	$K_5 = -7,3174 \times 10^3$	
A	$K_6 = 2$	$K_7 = 0$	
R_s	$K_8 = 1,47$	$K_9 = 1,6126 \times 10^3$	$K_{10} = -4,474 \times 10^{-3}$
R_p	$K_{11} = 2,303 \times 10^6$	$K_{12} = -2,812 \times 10^{-2}$	

Tabla 2.3 Valores de las constantes para una celda de silicio policristalino [13].

La ecuación (2.22) no considera la conexión serie-paralelo de varias celdas PV, por lo que se introduce (2.29) para considerar esta configuración.

$$I = N_p \left[I_{pv} - I_{sat1} \left[\exp \frac{q \left(\left(\frac{V}{N_s} \right) + \left(\frac{I}{N_p} \right) \cdot R_s \right)}{A \cdot k \cdot T} - 1 \right] - I_{sat2} \left[\exp \frac{q \left(\left(\frac{V}{N_s} \right) + \left(\frac{I}{N_p} \right) \cdot R_s \right)}{A \cdot k \cdot T} - 1 \right] - \frac{\left(\frac{V}{N_s} \right) + \left(\frac{I}{N_p} \right) \cdot R_s}{R_{sh}} \right] \quad (2.29)$$

La expresión mostrada en (2.29) es no lineal e implícita, al igual que (2.22), y luego de determinar los valores de los parámetros fundamentales antes descritos, se utiliza el método iterativo de Newton-Raphson para resolverla.

2.1.6. Modelo de un Diodo Simplificado (Modelo de Parámetro Adaptativo)

Este modelo utiliza el mismo modelo de un diodo, pero desprecia la resistencia shunt por considerarla muy grande [14]. La ventaja que tiene es que permite calcular de mejor manera la resistencia serie R_s y la constante de idealidad del diodo A .

Cuando la corriente $I=0$ se tiene que $V=V_{oc}$ y a partir de (2.30) se puede deducir una expresión para I_{sat} en función de la radiación solar G y de la temperatura T , tal como se muestra en (2.32). Además este método entrega una expresión para calcular V_{oc} de acuerdo a la temperatura de operación (2.33).

$$I = I_{pv} - I_d = I_{pv} - I_{sat} \cdot \left[e^{\frac{V + I \cdot R_s}{V_t}} - 1 \right] \quad (2.30)$$

$$I_{pv}(G, T) = I_{scSTC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 + \Delta I_{sc}(T - T_{STC})] \quad (2.31)$$

$$I_{sat}(G, T) = \frac{I_{pv}(G, T)}{e^{\left(\frac{V_{oc}(T)}{V_t}\right)} - 1} \quad (2.32)$$

$$V_{oc}(T) = V_{ocSTC} + \Delta V_{oc}(T - T_{STC}) \quad (2.33)$$

$$V_t = \frac{A \cdot k \cdot T}{q} \quad (2.34)$$

$$R_s = \frac{V_t \cdot \ln \left[\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{pv}} \right) e^{\frac{V_{oc}}{V_t}} + \frac{I_{mpp}}{I_{pv}} \right] - V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (2.35)$$

Si se despeja R_s a partir de (2.30) y se evalúa en el MPP, se puede obtener una expresión que relaciona R_s con A (2.35). Teniendo además en cuenta que V_t depende de R_s , tal como se muestra en (2.34). Luego, los valores para R_s y A , que mejor representan las características de la celda solar, se encuentran al minimizar el valor absoluto de (2.36), que corresponde a dI/dV en el MPP.

$$\left| -\frac{\frac{I_{sat}}{V_t} e^{\frac{V_{mpp} + I \cdot R_s}{V_t}}}{1 + \frac{I_{sat} R_s}{V_t} e^{\frac{V_{mpp} + I \cdot R_s}{V_t}}} + \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \right| \quad (2.36)$$

2.1.7. Modelo de un Diodo con Adaptación de Tres Puntos Críticos

En [8] se propone un modelo que utiliza el esquema típico de un diodo como el que se muestra en la Figura 2.5, pero la diferencia radica en la forma en que se obtienen los parámetros que en general no son entregados por el fabricante, y que en otros casos son simplificados o aproximados. El modelo hace coincidir tres puntos críticos que son, el punto de corto-circuito ($0, I_{sc}$), el punto de máxima potencia (V_{MPP}, I_{MPP}), y el punto de circuito abierto ($V_{oc}, 0$).

Cabe mencionar que este modelo requiere de dos constantes proporcionadas por el fabricante que son el coeficiente voltaje/temperatura de circuito abierto K_V y el

coeficiente de corriente/temperatura de corto-circuito K_I , además de los parámetros típicos entregados (I_{sc} , V_{oc} , V_{mpp} , I_{mpp} , P_{max}).

$$I = I_{pv} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V + R_s \cdot I}{V_t \cdot A}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \quad (2.37)$$

$$V_t = \frac{N_s \cdot k \cdot T}{q} \quad (2.38)$$

$$I_{pv} = (I_{pvSTC} + K_I \cdot (T - T_{STC})) \frac{G}{G_{STC}} \quad (2.39)$$

$$I_{pvSTC} = \frac{R_p + R_s}{R_p} \cdot I_{scSTC} \quad (2.40)$$

$$I_{sat} = I_{satSTC} \left(\frac{T_{STC}}{T} \right)^3 e^{\left[\frac{q \cdot E_g}{A \cdot k} \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (2.41)$$

$$I_{satSTC} = \frac{I_{scSTC}}{e^{\left(\frac{V_{ocSTC}}{A \cdot V_{tSTC}} \right)} - 1} \quad (2.42)$$

El modelo puede ser mejorado si se reemplaza I_{sat} en (2.41) con una expresión que incluya los coeficientes de corriente/temperatura K_I y voltaje/temperatura K_V . Esta modificación apunta a acercar los valores de voltaje de circuito abierto del modelo a los valores experimentales para un amplio rango de temperaturas. En (2.43) se presenta esta versión mejorada de I_{sat} .

$$I_{sat} = \frac{I_{scSTC} + K_I \cdot (T - T_{STC})}{e^{\left(\frac{V_{ocSTC} + K_V \cdot (T - T_{STC})}{A \cdot V_t} \right)} - 1} \quad (2.43)$$

Esta ecuación simplifica el modelo y cancela el error del modelo en las vecindades de los voltajes de circuito abierto, y consecuentemente, en otras regiones de la curva I-V. Además introduce la constante K_V , que aporta información relevante para un mejor ajuste de la curva para temperaturas distintas a la nominal.

En este modelo aún falta por determinar las expresiones para R_s y R_p . En [8] se propone un método para ajustar estos valores, basándose en el hecho de que hay solo un par $\{R_s, R_p\}$ que garantiza que la potencia máxima del modelo $P_{max,m}$ sea igual a la potencia máxima experimental $P_{max,e}$ (2.44). $P_{max,e}$ corresponde a la potencia máxima

que puede entregar el módulo PV según el fabricante y que ha sido determinada en mediciones bajo condiciones de prueba estándar, mientras que $P_{max,m}$ es la potencia máxima que, de acuerdo al valor de R_s elegido, entrega el módulo PV según el modelo calculado.

$$P_{max,e} = P_{max,m} \quad (2.44)$$

Al escribir (2.44) en función de I_{mp} y V_{mp} y resolviendo para R_p se obtiene la expresión presentada en (2.45).

$$R_p = \frac{V_{mp}(V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s)}{\left\{ V_{mp} \cdot I_{pv} - V_{mp} \cdot I_{sat} \cdot e^{\left[\frac{(V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s) \cdot q}{N_s \cdot a \cdot k \cdot T} \right]} + V_{mp} \cdot I_{sat} - P_{max,e} \right\}} \quad (2.45)$$

Los valores de R_p y R_s se encuentran iterando la ecuación (2.45), comenzando con $R_s=0$ y aumentando su valor hasta que el modelo satisfaga la condición dada en (2.44). La razón a la que se incremente R_s define la precisión del modelo para determinar los valores de R_s y R_p .

K_V ;	Coeficiente voltaje/temperatura de circuito abierto.
K_I ;	Coeficiente corriente/temperatura de corto-circuito.
A ;	Factor de idealidad del diodo ($1 < a < 1,5$). Típicamente $A=1,2$.
$P_{max,e}$ [W];	Potencia de salida máxima experimental.
I_{pvSTC} [A];	Corriente fotovoltaica en condiciones de prueba estándar (STC).
Δ_T [K] = $T - T_{STC}$;	Diferencial entre temperatura actual y temperatura nominal (STC).
G [W/m ²];	Radiación solar medida.
G_{STC} [W/m ²];	Radiación solar nominal (STC).
$E_g = 1,12$ [eV];	Banda de conducción para el silicio policristalino a 25[°C].

2.2.MODELO DEL CONVERTIDOR

El convertidor que se utiliza para controlar la transferencia de potencia del módulo PV es un convertidor elevador (o boost). En la Figura 2.7 se observa el circuito de potencia de este convertidor, el cual se compone de un inductor L en serie para elevar tensión, el diodo D , y el capacitor C . Cuando el switch S está cerrado, la corriente en el

inductor elevador L incrementa linealmente. Mientras ocurre esto, el diodo D se mantiene apagado. Cuando el switch S se abre, la energía almacenada en el inductor es transferida al circuito RC a través del diodo D [12]. Para este trabajo se asume que el convertidor trabaja en modo de conducción continua.

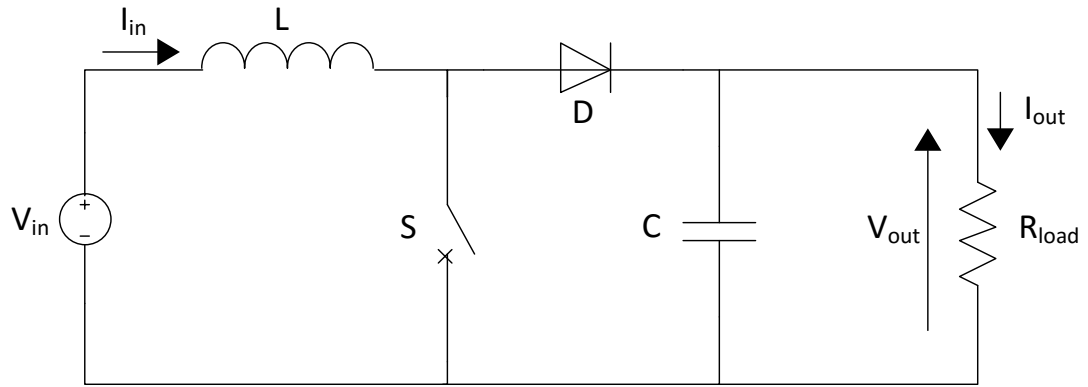


Figura 2.7 Modelo eléctrico convertidor Boost.

La función de transferencia del convertidor Boost operando en modo de conducción continua es la que se muestra en (2.46), donde D es el ciclo de trabajo del convertidor. También se puede considerar a (2.46) como la ganancia estática G_C del convertidor Boost.

$$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{1}{1 - D} = G_C \quad (2.46)$$

Debido a que el punto de operación del módulo PV queda definido por la intersección de la curva I-V del módulo PV con la curva de la carga (que para efectos de este trabajo se considera puramente resistiva, aunque esto aplica a cualquier tipo de carga), se puede considerar al convertidor como un adaptador de impedancia, ya que este cambia la curva de la carga modificando la resistencia “vista” desde el módulo PV. Esto queda explícito en la Figura 2.8, y con la expresión (2.47) donde se aprecia que al variar la ganancia del convertidor se modifica la pendiente de la curva de la resistencia de la carga, pudiendo lograr de esta forma que la intersección antes mencionada coincida con el MPP.

$$V_s = \frac{R}{G_c^2} I_L \quad (2.47)$$

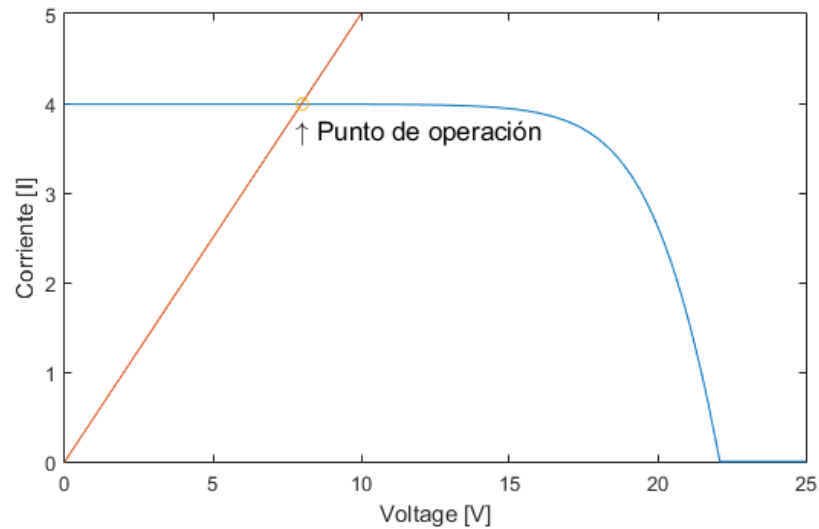


Figura 2.8 Definición del punto de operación del módulo PV por la intersección de las curvas I-V y de la carga.

Cabe destacar además que el convertidor Boost no puede reducir la tensión de entrada a este, por lo que en la práctica se tiene un rango de puntos de operación inaccesibles para este convertidor, tal como se muestra en la Figura 2.9, donde no se puede operar en el MPP.

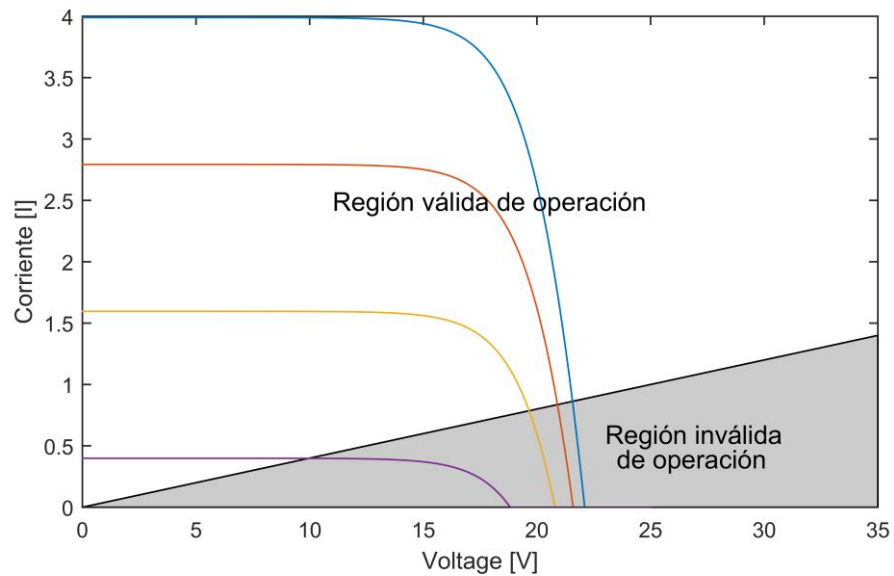


Figura 2.9 Región donde el convertidor Boost no puede operar en el MPP.

CAPÍTULO 3

MÉTODOS MPPT

3.1.DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN GENERAL

La ubicación del MPP en general no es conocida, pero se puede encontrar, ya sea de forma analítica o por algoritmos iterativos (Hill-Climbing y similares) [5].

Los dos principales problemas de los módulos fotovoltaicos son su baja eficiencia de conversión de la energía del sol en potencia eléctrica (típicamente entre 9 y 16%) [5] y que la cantidad de energía producida cambia continuamente en función de las condiciones atmosféricas [15].

El objetivo de los algoritmos MPPT es buscar el voltaje V_{MPP} o la corriente I_{MPP} en el cual se produzca la máxima transferencia potencia P_{MPP} bajo cierta radiación solar y temperatura determinadas, controlando el punto de operación con un convertidor estático. La conexión directa entre un módulo fotovoltaico y la carga lleva a un punto de trabajo dado por la intersección de las características I-V de cada uno de ellos. En general, este punto no coincide con el punto de potencia máxima del módulo, lo que conlleva a pérdidas conocidas como pérdidas de operación. Cabe mencionar que bajo condiciones de sombra parcial se pueden presentar varios máximos locales, pero solo se tiene un máximo global. Los métodos de MPPT se pueden clasificar de distintas maneras como, por ejemplo, si su implementación se puede hacer de forma digital o analógica, de acuerdo a su complejidad de implementación, su velocidad de convergencia, su estabilidad, etc. En este trabajo se clasifican en dos grandes grupos:

- **Métodos iterativos.**
- **Métodos analíticos.**

3.2. ANÁLISIS DE MÉTODOS ITERATIVOS

Los métodos iterativos de búsqueda del MPP tienen una base común, que es seguir de forma dinámica al punto de máxima potencia y que con cada iteración se acercan a este punto.

Estos métodos son posibles debido al tipo de curva característica de los módulos PV, la cual se muestra en la Figura 3.10, donde el punto de máxima potencia se encuentra en la parte de arriba de la curva y al aproximarse a este punto desde cualquier dirección se asemeja a subir una colina (la curva) para llegar a la cima (el MPP). Es por esto que a la mayoría de estos métodos se les conoce como métodos Hill-Climbing (subiendo la colina).

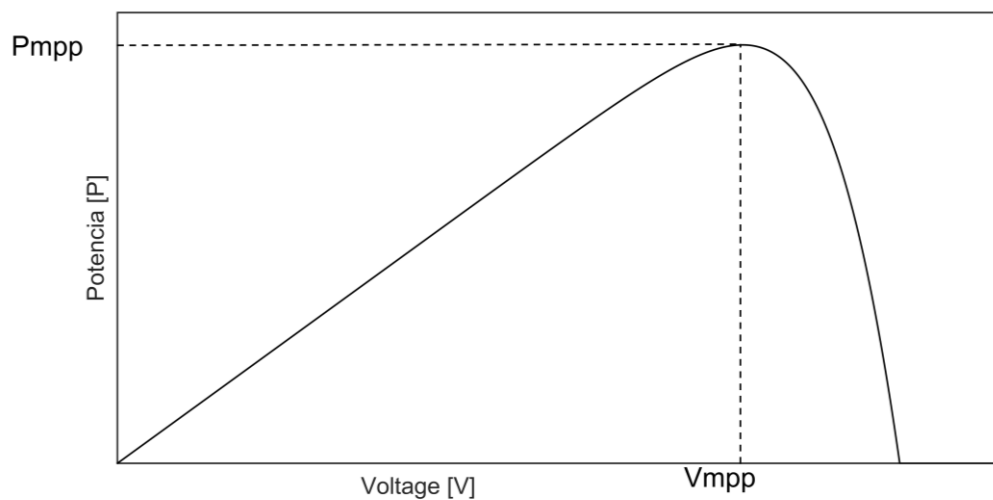


Figura 3.10 Curva característica P-V (Potencia-Voltaje) de los módulos fotovoltaicos.

A continuación se analizan los métodos más representativos de este grupo.

3.1.1. Método Perturbar y Observar (P&O)

El método perturbar y observar es la base y el que mejor representa la esencia de los métodos iterativos. El algoritmo opera cambiando periódicamente (aumentando o disminuyendo) el voltaje del módulo y comparando la potencia de salida con el periodo anterior. Si la potencia aumenta, se mantiene sin cambios la ejecución del algoritmo, y si disminuye se invierte el cambio de voltaje de la perturbación.

En la Figura 3.10 se tiene la relación Potencia-Voltaje de los módulos PV y se ve que si se incrementa (disminuye) el voltaje de operación del módulo, se incrementa (disminuye) la potencia cuando el punto de operación se encuentra a la izquierda del MPP y se disminuye (aumenta) la potencia cuando el punto de operación se encuentra a la derecha del MPP. Es decir, cuando la potencia aumenta tras una perturbación, la siguiente perturbación debe ser en la misma dirección, en cambio si la potencia disminuye se debe invertir la dirección de la perturbación. En la Tabla 3.4 se muestra la lógica del algoritmo de acuerdo a la dirección de la perturbación.

Perturbación	Cambio en la Potencia	Siguiente Perturbación
Positiva	Positivo	Positiva
Positiva	Negativo	Negativa
Negativa	Positivo	Negativa
Negativa	Negativo	Positiva

Tabla 3.4 Lógica de funcionamiento del algoritmo P&O.

Una vez alcanzado el MPP el algoritmo mantiene el punto de operación oscilando en torno a este punto. Es posible reducir esta oscilación reduciendo el valor de la perturbación, sin embargo esto reduce la velocidad para alcanzar el MPP. Existen algunas variantes para mejorar esto, por ejemplo, se utiliza una perturbación variable que se hace más pequeña a medida que se acerca al MPP [16], o se utiliza un promedio de varias mediciones de potencia [8][15]. La perturbación en el método clásico de P&O es de magnitud fija, típicamente 0,37% del valor de V_{oc} [5].

Cuando se presentan cambios bruscos en las condiciones atmosféricas, estos métodos pueden seguir en la dirección equivocada [16], ya que un aumento de potencia debido a cambios atmosféricos (e.g. aumento de radiación solar) es interpretado como un aumento debido a la perturbación. Este fenómeno se explica en la Figura 3.11, donde el punto A representa el punto de operación actual, y el punto B es el siguiente punto de operación luego de un aumento de voltaje (perturbación), considerando que no hay cambios en las condiciones atmosféricas. En el punto B la potencia es menor por lo que la siguiente perturbación debería mover el punto de operación en dirección contraria, de vuelta al punto A. No obstante, si se produce un aumento brusco de radiación se llega al punto de operación C, pasando de la curva de potencia P_1 a la curva P_2 , y el algoritmo interpreta que este aumento de potencia es debido a la perturbación introducida y por

ende no cambia la dirección de esta, moviendo el punto de operación aún más hacia la derecha, con la consecuente pérdida de potencia.

En definitiva, suponiendo operación de estado estacionario en torno al MPP, el algoritmo funciona solo si la variación de potencia debido a la perturbación $\Delta P_{pert.}$ es mayor que la variación de potencia debido a la variación en las condiciones atmosféricas $\Delta P_{Cond. Atm.}$ (3.48), si esta condición no se cumple entonces el algoritmo falla y el punto de operación se aleja del MPP. Para evitar en gran medida este problema, en [17] se explica cómo calcular la magnitud mínima de la perturbación para asegurar que se cumpla (3.48) si se conoce cuál es la variación máxima que podría tener $\Delta P_{Cond. Atm.}$ en el periodo del ciclo de trabajo del convertidor.

$$\Delta P_{Pert.} > \Delta P_{Cond. Atm.} \quad (3.48)$$

Así, si se elige una perturbación lo suficientemente grande se puede lograr que siempre se cumpla (3.48) asegurando el buen funcionamiento del algoritmo.

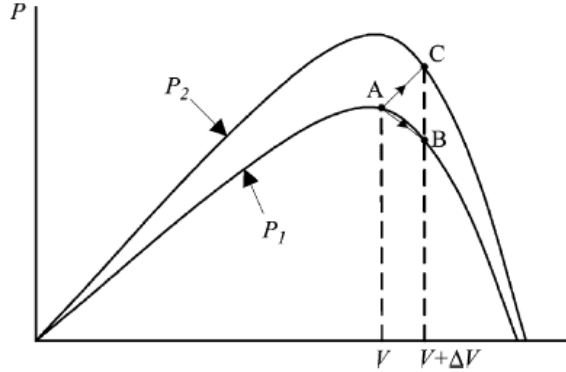


Figura 3.11 Comportamiento del método Perturbar y Observar ante cambios atmosféricos rápidos. Figura extraída de [16].

Para utilizar este algoritmo se necesita medir la corriente y el voltaje del módulo PV, para así obtener la potencia que está entregando este módulo.

Este algoritmo también funciona si se mide el voltaje y la corriente instantánea del módulo (en vez de la promedio), siempre que se mida solo una vez por ciclo [16].

En la Figura 3.12 se muestra el esquema del algoritmo P&O clásico (o básico), con una perturbación de magnitud fija.

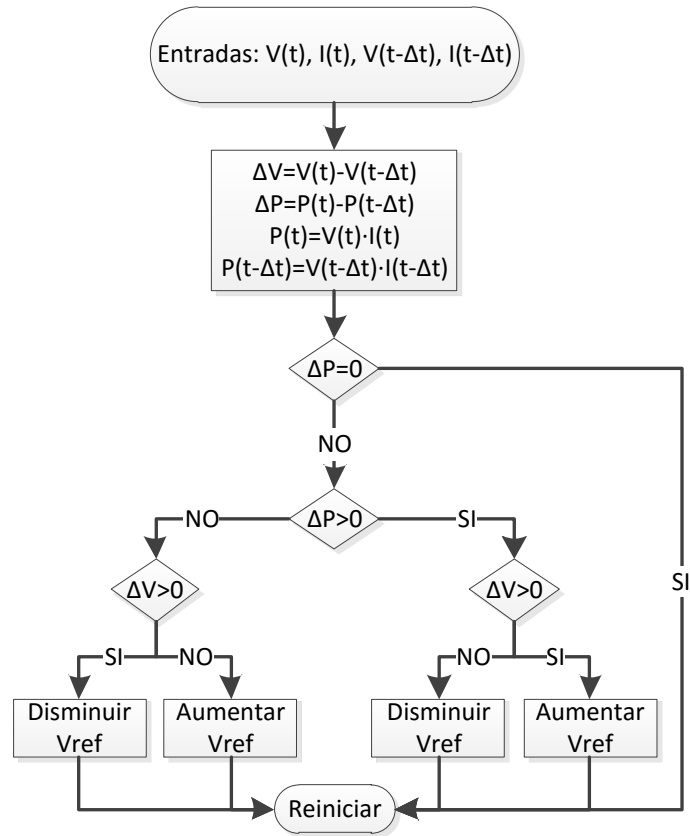


Figura 3.12 Algoritmo método P&O clásico. Figura adaptada de [16].

Una modificación comúnmente implementada es la de utilizar una perturbación variable que permite tener menores pérdidas por oscilación en torno al MPP sin sacrificar la velocidad para alcanzar el MPP.

Otra variante de este método es descrita en [18], donde se argumenta que se obtienen mejores resultados si la perturbación se realiza sobre la corriente en vez del voltaje, ya que para pequeñas variaciones en la corriente se tienen variaciones considerables en la potencia y una menor oscilación en torno al MPP, siempre que el punto de operación se encuentre al lado izquierdo del MPP (3.49). Cuando no se satisface esta condición se utiliza el método de Corriente de Corto Circuito Fraccional para así llevar el punto de operación al lado izquierdo del MPP.

Esta característica se observa en la Figura 3.13, donde a la izquierda del MPP se requiere una pequeña variación de la corriente para mover el punto de operación desde I_{sc} hasta el MPP.

$$I_{sc} \geq I_{op} \geq 2 \cdot I_{MPP} - I_{sc} \quad (3.49)$$

En [19] se mejora la variante descrita en [18] añadiendo una perturbación variable, que reduce la magnitud de la perturbación de corriente cada vez que la potencia oscila (cambia de dirección), disminuyendo aún más las pérdidas por oscilación en torno al MPP.

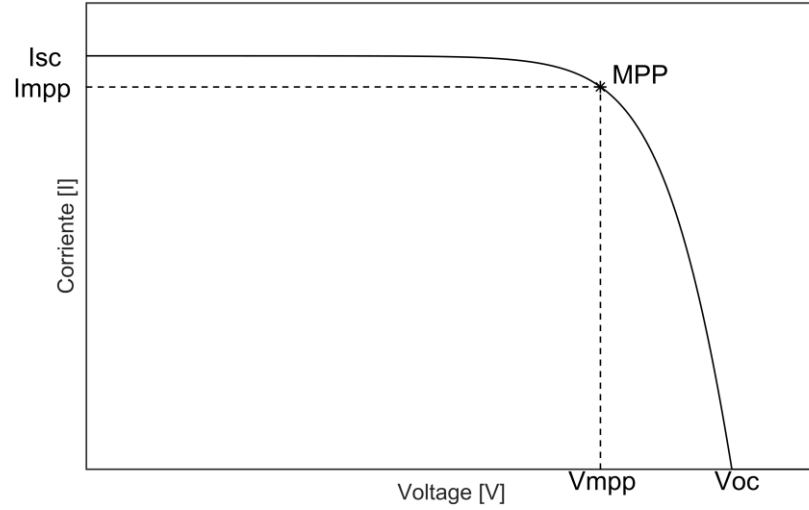


Figura 3.13 Curva característica Corriente-Voltaje I-V de un módulo fotovoltaico.

3.1.2. Método Conductancia Incremental (INCOND)

Este método busca superar las limitaciones del método P&O, ocupando la conductancia incremental del módulo para calcular el signo de la variación de potencia en función de la variación de voltaje dP/dV (identificando a qué lado del MPP se encuentra) sin necesidad de introducir una perturbación. Esto es posible gracias a la forma que tiene la curva de potencia del módulo PV, mostrado en la Figura 3.10, donde se cumplen las siguientes relaciones:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \text{ , en el MPP.} \quad (3.50)$$

$$\frac{dP}{dV} > 0 \text{ , a la izquierda del MPP.} \quad (3.51)$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \text{ , a la derecha del MPP.} \quad (3.52)$$

Además se tiene que dP/dV se puede desarrollar por regla de la cadena como se muestra en (3.53).

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \cdot V)}{dV} = \frac{I \cdot dV + dI \cdot V}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \cong I + V \cdot \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (3.53)$$

Luego reemplazando (3.53) en (3.50)-(3.52) se obtienen expresiones donde se compara la conductancia incremental $\Delta I/\Delta V$ con la conductancia instantánea I/V (3.54)-(3.56) y con esto se puede realizar el seguimiento del MPP.

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} , \text{ en el MPP.} \quad (3.54)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} , \text{ a la izquierda del MPP.} \quad (3.55)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} , \text{ a la derecha del MPP.} \quad (3.56)$$

Una vez alcanzado el MPP, el punto de operación se mantiene (sin oscilar) hasta que se detecta un cambio en la corriente ($\Delta I \neq 0$), lo que implica un cambio en las condiciones atmosféricas. Cuando se detecta un cambio en ΔI se reanudan las perturbaciones hasta alcanzar el nuevo MPP. La velocidad con que se alcanza el MPP depende de la magnitud de la perturbación.

Otra forma de implementar este método es utilizando la conductancia incremental y la conductancia instantánea para generar una señal de error y llevarla a cero con un control PI [16]. Esto debido a que el error tiende a cero al acercarse al MPP. En (3.57) se muestra la expresión para la señal de error descrita.

$$e = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} = 0 , \text{ en el MPP.} \quad (3.57)$$

Una variante de este método se presenta en [20] que se combina con V_{OC} fraccional. Cuando la radiación solar es menor al 30% del valor nominal se utiliza el método V_{OC} fraccional (sección 3.1.7), cuando es mayor se utiliza conductancia incremental. Para esto se necesita adicionalmente un piranómetro para medir la radiación solar.

Otra variante descrita en [21] muestra cómo se puede utilizar el ripple inherente producido por el convertidor estático para medir las variaciones de voltaje y corriente de forma similar al método Control por Correlación de Ripple, eliminando la necesidad de una perturbación externa.

3.1.3. Método Control por Correlación de Ripple (RCC)

Este método hace uso del ripple generado por el switch del convertidor estático, eliminando la necesidad de introducir una perturbación externa ya que el mismo ripple genera la perturbación [10].

Algunas de sus principales características son: converge asintóticamente al MPP, utiliza el ripple generado en el voltaje o corriente por el convertidor debido a las conmutaciones, no necesita perturbaciones artificiales (que generan pérdida de potencia), converge a una razón limitada por el periodo de conmutación y la ganancia del controlador, no se basa en asunciones o caracterizaciones de los módulos PV o de una celda en particular, puede compensar los efectos capacitivos de los módulos PV, se puede implementar con circuitos análogos de bajo costo [22]. Debido a esto último y a que este método no puede distinguir entre múltiples máximos locales, es más adecuado para aplicarlo de forma modular a cada módulo PV para no tener problemas por sombra parcial [22].

En la Figura 3.10 se observa que a la izquierda del MPP la curva tiene una pendiente positiva (3.58), en el MPP tiene pendiente nula (3.59), y a la derecha del MPP la curva tiene pendiente negativa (3.60).

$$\frac{dP}{dV} > 0, \quad \text{a la izquierda del MPP.} \quad (3.58)$$

$$\frac{dP}{dV} = 0, \quad \text{en el MPP.} \quad (3.59)$$

$$\frac{dP}{dV} < 0, \quad \text{a la derecha del MPP.} \quad (3.60)$$

Esto indica que la fase entre la potencia P y el voltaje V (o la corriente I) cambia de acuerdo a la posición del punto de operación respecto del MPP. Esta información de

la fase entre la potencia y el voltaje se puede obtener de (3.61), teniendo en cuenta que a $\partial P/\partial t$ se le debe aplicar la regla de la cadena y queda como (3.62).

$$\frac{\partial P}{\partial t} \cdot \frac{\partial V}{\partial t} \quad (3.61)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} \cdot \frac{\partial V}{\partial t} = \frac{\partial P}{\partial V} \cdot \frac{\partial V}{\partial t} \cdot \frac{\partial V}{\partial t} = \frac{\partial P}{\partial V} \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial t}\right)^2 \quad (3.62)$$

Debido a que $(\partial V/\partial t)^2$ es siempre positivo, la información de fase entregada por (3.61) es la misma que la que entrega dP/dV , por lo que se puede utilizar (3.61) cuyos términos se pueden obtener más fácilmente mediante mediciones, a diferencia de dP/dV que no se puede obtener directamente [16].

La integral en el tiempo de (3.61) representa una función de correlación. Esta función puede ser usada directamente como entrada de control del ciclo de trabajo para el convertidor. La forma de control integral lleva la expresión (3.61) a cero, y por lo tanto sigue al MPP de forma continua y rápida [10].

En (3.63) y (3.64) se muestran las señales para el ciclo de trabajo $d(t)$ en función de la derivada de voltaje y de corriente, respectivamente, el cual sirve como la entrada de control del convertidor. En [22] se explica que para mitigar los efectos de las capacitancias parásitas de los módulos fotovoltaicos se utiliza la correlación de voltaje (3.63) en vez de la de corriente.

$$d(t) = -k \int \frac{dP}{dt} \frac{dV}{dt} dt \quad (3.63)$$

$$d(t) = k \int \frac{dP}{dt} \frac{dI}{dt} dt \quad (3.64)$$

Las derivadas de potencia dP/dt y voltaje dV/dt (o corriente dI/dt) se pueden obtener con circuitería análoga, mediante aproximaciones discretas o métodos alternativos para obtener un valor proporcional. Su implementación puede realizarse de forma análoga o digital.

Los requisitos fundamentales para que este método funcione correctamente es que debe existir ripple distinto de cero en el voltaje de entrada, y que no existan máximos locales [10].

La velocidad para seguir al MPP es bastante buena, ya que los tiempos de respuesta a distintas perturbaciones van entre los 2 y 5 ms, y la eficiencia supera el 98% [10].

Existen algunas variantes de este tipo de MPPT, como la versión discreta (o digital) DRCC [23] donde solo hace falta medir la potencia dos veces por periodo de conmutación, cuando se producen las conmutaciones $P(0)$ y $P(D \cdot T)$, y con el signo de la resta de estos términos se puede saber a que lado del MPP se encuentra el punto de operación y llevarlo a su valor óptimo, que es cuando las dos mediciones de potencia son iguales.

La variante DRCC tiene problemas al trabajar a altas frecuencias de conmutación debido a la capacitancia parásita del módulo PV. Para evitar esto y desacoplar la frecuencia de conmutación de la frecuencia de muestreo, en [24] se utiliza la técnica de Dithering. A esta variante de DRCC se le conoce como DDRCC.

3.1.4. Método Caída de Voltaje en el DC-Link

Esta técnica está diseñada para trabajar cuando el sistema fotovoltaico alimenta a un sistema de corriente alterna a través de un inversor [16]. Mientras la potencia requerida por el sistema AC es menor o igual a la potencia máxima que puede entregar el convertidor boost y en definitiva el módulo fotovoltaico, el voltaje del DC link se mantiene constante, y la potencia aumenta si se aumenta la corriente. Cuando la potencia requerida por el sistema AC excede a la que puede entregar el módulo PV se produce una caída en el voltaje del DC link. Justo antes de que empiece a caer el voltaje del DC-Link se produce la máxima transferencia de potencia y se alcanza el MPP. A partir de esto se genera un lazo de control cerrado, retroalimentando la corriente de línea para controlar el ciclo de trabajo del convertidor boost, y así evitar la caída de voltaje del DC link, y por ende se mantiene el punto de operación en el MPP. En la Figura 3.14 se muestra la topología básica de control de este método.

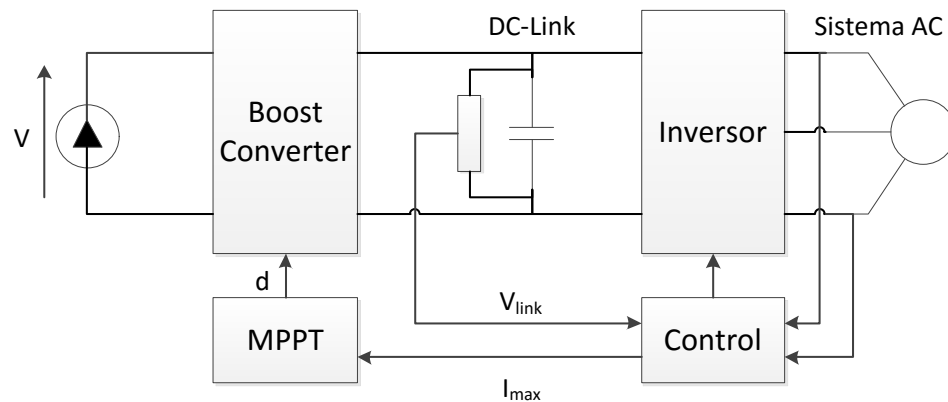


Figura 3.14 Topología de control para el método Control de Caída de Voltaje en el DC-Link.

3.1.5. Método Maximización del Voltaje o la Corriente en la Carga

Este método consiste en maximizar la potencia en la carga, lo que por ende maximiza la potencia que entrega el módulo, esto es considerando al convertidor sin pérdidas. Si el convertidor tiene pérdidas, entonces nunca se opera realmente en el MPP [16].

Se asemeja mucho al método P&O pero solo necesita medir un parámetro, la corriente (o el voltaje) en la carga, y en vez de revisar la variación de potencia, revisa solo la variación de este parámetro. Esto es posible debido a que en la carga la potencia es máxima cuando la corriente y/o el voltaje son máximos, dependiendo del tipo de carga [25].

La mayoría de las cargas son del tipo fuente de voltaje, fuente de corriente, resistivas o una mezcla de estas, y para maximizar la potencia de cualquiera de estos tipos de cargas solo se necesita maximizar la corriente de la carga o el voltaje de la carga. Esto incluso aplica para cargas no lineales, siempre que la carga no tenga impedancia negativa [16].

3.1.6. Método Control por Retroalimentación de dP/dV o dP/dI

Con el actual poder de cálculo de procesadores y microcontroladores se puede calcular directamente la pendiente de la curva de potencia (dP/dV o dP/dI) y realimentarla al convertidor de potencia con algún tipo de control para llevar la pendiente a cero [16].

Existen varias formas de calcular la pendiente, en algunos casos se aproxima utilizando un método basado en la linearización de la curva de potencia, en otros se realiza un muestreo de los valores de potencia y voltaje los cuales se digitalizan para poder realizar la división dP/dV .

3.3. ANÁLISIS DE MÉTODOS ANALÍTICOS

Son métodos que se basan en el modelo matemático de una celda solar, calculando de forma directa o indirecta el MPP. En general son métodos donde el MPP se calcula, a diferencia de los métodos Hill-Climbing donde el MPP se alcanza de forma progresiva.

3.1.7. Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional (V_{frac})

Se basa en la relación casi lineal que existe entre V_{MPP} y V_{OC} cuando cambian las condiciones atmosféricas. Los cambios en los niveles de producción, temperatura y radiación solar cambian la posición del MPP en una banda de tolerancia del 2% [5]. El valor para el voltaje V_{MPP} se puede considerar entonces como proporcional al voltaje de circuito abierto V_{OC} , tal como se indica en (3.65), donde k_1 es una constante de proporcionalidad que comúnmente se encuentra entre 0,71 y 0,78 [16]. Un valor común para k_1 es 0,76, es decir, el voltaje V_{MPP} se encuentra a un 76% del voltaje de circuito abierto V_{OC} [5], aunque este valor debe ser determinado para cada sistema.

$$V_{\text{MPP}} \approx k_1 \cdot V_{\text{OC}} \quad (3.65)$$

La constante de proporcionalidad k_1 se puede determinar a partir de (3.65) despejando en función de V_{MPP} y V_{OC} , utilizando los valores en condiciones de prueba estándar (STC), los cuales son entregados por el fabricante. De esta forma, una vez determinada la constante k_1 , se puede obtener el voltaje V_{MPP} de forma periódica midiendo el valor del voltaje de circuito abierto V_{OC} . Para poder determinar V_{OC} se debe llevar al módulo a operar en circuito abierto por un momento, lo que es equivalente a que se desconecte el módulo de la carga, con la consecuente pérdida de potencia.

Debido a que la relación entre V_{MPP} y V_{OC} varía ligeramente al cambiar la temperatura de operación, es recomendable utilizar este método en situaciones donde no existan grandes cambios de temperatura [26].

Este método no funciona en presencia de sombra parcial ya que el MPP puede estar casi en cualquier lugar de la curva, pues se presentan varios máximos locales y el máximo global no se encuentra cerca del valor obtenido con esta técnica [16].

En estricto rigor, esto es solo una aproximación, ya que casi nunca opera realmente en el MPP.

3.1.8. Método Corriente de Corto Circuito Fraccional (I_{frac})

Este método funciona de forma análoga al de Voltaje de Circuito Abierto Fraccional, ya que la corriente para máxima potencia I_{MPP} también tiene una relación casi lineal con la corriente de corto circuito I_{SC} . De la misma forma, la ecuación que describe al método es (3.66), donde k_2 es la constante de proporcionalidad que comúnmente se encuentra entre 0,78 y 0,92 [16].

$$I_{MPP} \approx k_2 \cdot I_{SC} \quad (3.66)$$

En este caso para poder determinar I_{SC} se debe llevar al módulo a operar en corto circuito por un momento, lo que lleva al voltaje de operación a cero, con la consecuente pérdida de potencia, ya que cuando el voltaje de operación es cero no hay transferencia de potencia desde el módulo a la carga. Para poder llevar el sistema a operar en corto circuito se debe agregar un switch en paralelo. Esto no es necesario si el convertidor utilizado es un Boost, ya que el switch del mismo convertidor se puede utilizar para este propósito [16].

Los problemas asociados a este método son los mismos que tiene el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional.

3.1.9. Método Ajuste de Curva (Curve Fitting)

Este método consiste en modelar la curva característica de potencia-voltaje P-V del módulo fotovoltaico mediante la técnica de ajuste de curva [27]. Para esto se utiliza

una función polinomial de tercer orden (3.67) donde los coeficientes a, b, c, d se determinan mediante mediciones periódicas de voltaje y potencia.

$$P = a \cdot V^3 + b \cdot V^2 + c \cdot V + d \quad (3.67)$$

Luego diferenciando P se obtiene una expresión para dP/dV (3.68), la cual en el MPP es igual a cero (3.69).

$$\frac{dP}{dV} = 3a \cdot V^2 + 2b \cdot V + c \quad (3.68)$$

$$\frac{dP}{dV} = 0; \text{ en el MPP} \quad (3.69)$$

Por lo tanto encontrando las raíces de (3.68) se obtiene el valor del voltaje V_{MPP} (3.70) y se puede llevar el sistema a trabajar en el MPP.

$$V_{MPP} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 3ac}}{3a} \quad (3.70)$$

Para determinar los coeficientes a, b, c, d se realizan muestreos periódicos cada pocos ms y mediante el sistema de ecuaciones que se genera (detallado en [28]) se puede obtener el valor para el voltaje V_{MPP} .

3.1.10. Método Tabla de Consulta (Look-Up Table)

Esta forma de obtener el MPP consiste en calcularlo de forma previa para cada probable condición atmosférica y guardar estos valores en una tabla de datos [27]. Luego, según las condiciones atmosféricas particulares, se consulta dicha tabla para obtener el punto de operación para máxima transferencia de potencia (MPP).

El principal inconveniente de este método radica en la dificultad de generar todos los posibles valores que pueda tomar el MPP, además de que solo aplica al sistema para el cual fueron calculados.

3.1.11. Método Gradiente de Temperatura

El voltaje de circuito abierto de un módulo fotovoltaico varía en función de la temperatura de la superficie del módulo fotovoltaico, así como la corriente de corto

circuito varía en función de la radiación solar [5]. En la Figura 9 se aprecia cómo cambia el voltaje de circuito abierto en función de la temperatura.

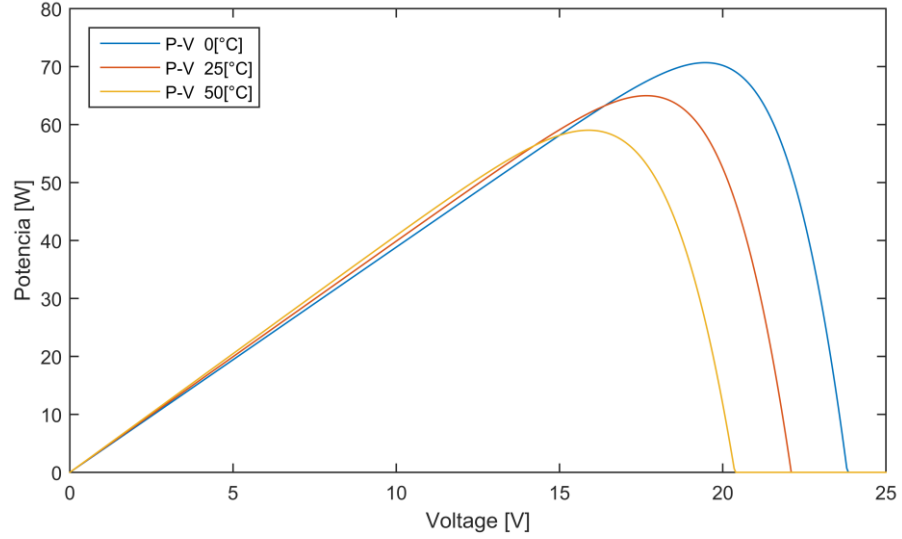


Figura 3.15 Curva de potencia de un módulo fotovoltaico para distintos valores de temperatura.

Así, mediante (3.71) se puede determinar el voltaje de circuito abierto V_{OC} en función de la temperatura del módulo.

$$V_{oc} = V_{ocSTC} + (T - T_{STC}) \cdot \frac{dV_{oc}}{dT} \quad (3.71)$$

V_{ocSTC} es el voltaje de circuito abierto bajo condiciones de prueba estándar, T_{STC} es la temperatura del módulo bajo condiciones de prueba estándar ($T_{STC}=25[^\circ\text{C}]$) y dV_{oc}/dT es el gradiente de temperatura ($dV_{oc}/dT=-0,08[\text{V}/^\circ\text{K}]$) [5]. Luego, el valor de V_{oc} obtenido en (3.71) se reemplaza en (3.72) (equivalente a (3.65)) para obtener el voltaje de operación para alcanzar el MPP. Esta última parte es idéntica al método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional, por lo que podría considerarse a esta técnica como una combinación de dos métodos.

$$V_{MPP} = k_1 \cdot V_{oc} \quad (3.72)$$

Con este método se evita la desconexión del módulo con la carga para medir el voltaje de circuito abierto V_{oc} .

3.1.12. Método Paramétrico de Temperatura

En este caso se utiliza la temperatura y la radiación solar para determinar el voltaje de operación para alcanzar el MPP de forma directa [5] a través de la ecuación (3.73), obtenida de las características y ecuaciones del módulo fotovoltaico, donde u, v, w, y son parámetros obtenidos de la Tabla 3.5 [16], G es la radiación solar y T es la temperatura. Este voltaje de operación es el voltaje para máxima transferencia de potencia V_{MPP} .

$$V_{MPP} = (u + G \cdot v) - T \cdot (w + G \cdot y) \quad (3.73)$$

Los valores de la Tabla 3.5 se entregan para distintos rangos de radiación solar, por lo que es necesario conocer el valor de esta antes de consultar dicha tabla, es decir, los valores para u, v, w, y , varían con respecto a la radiación solar G .

$G [W/m^2]$	u	v	w	y
100 a 200	0,43404	0,1621	0,00235	-6e-4
200 a 300	0,45404	0,0621	0,00237	-7e-4
300 a 400	0,46604	0,0221	0,00228	-4e-4
400 a 500	0,46964	0,0131	0,00224	-3e-4
500 a 600	0,47969	-0,0070	0,00224	-3e-4
600 a 700	0,48563	-0,0169	0,00218	-2e-4
700 a 800	0,49270	-0,0270	0,00239	-5e-4
800 a 900	0,49190	-0,0260	0,00223	-3e-4
900 a 1000	0,49073	-0,0247	0,00205	-1e-4

Tabla 3.5 Valores que toman los parámetros u, v, w, y . Extraída de [16].

3.1.13. Método Barrido de Corriente

Este método utiliza una señal de barrido para la corriente del módulo de modo de obtener la curva I-V característica y así encontrar el MPP [16]. La función a utilizar para el barrido de corriente (3.74) debe ser directamente proporcional a su derivada.

$$i(t) = k_4 \frac{di(t)}{dt} \quad (3.74)$$

A partir de esto y de que en el MPP la derivada de la potencia es cero se tiene (3.75).

$$\frac{dp(t)}{dt} = \left(k_4 \frac{dv(t)}{dt} + v(t) \right) \frac{di(t)}{dt} = 0 \quad (3.75)$$

A medida que se realiza el barrido se va midiendo $v(t)$ y se comprueba si se ha llegado al MPP reemplazando en la ecuación (3.75). La función que se utiliza para el barrido es (3.76), donde la constante k_4 es propia de cada sistema.

$$i(t) = I_{scSTC} \cdot e^{-\frac{t}{k_4}} \quad (3.76)$$

Durante el barrido se produce pérdida de potencia. Este dura unos 50 ms [16].

Si se considera que las condiciones atmosféricas varían de forma continua durante el día este método nunca opera realmente en el MPP.

Debido a los problemas y complejidad de este método se utiliza mayormente como complemento de otros métodos, para inicializar el sistema PV o cuando se necesita corroborar que se está operando en el MPP. También sirve para ayudar a otros métodos a identificar el máximo global cuando se presentan varios máximos locales [6].

3.4. ANÁLISIS DE OTROS MÉTODOS

Debido a la gran cantidad de métodos MPPT presentes en la literatura [16][27] se torna muy difícil poder clasificar todos los métodos dentro los dos grupos propuestos. A continuación se presentan algunos de los métodos más importantes y desarrollados, como son los basados en soft computing, y otros más recientes como los basados en algoritmos de optimización avanzados.

3.1.14. Método Lógica Difusa (Fuzzy Logic)

El control de lógica difusa consta generalmente de tres etapas: fusificación, tabla de inferencia, y defusificación [16]. En la primera etapa se convierten los valores numéricos de las entradas en variables lingüísticas en base a una función de pertenencia. Luego se obtiene la salida a partir de una tabla de inferencia y finalmente se convierte la variable lingüística en una variable numérica con la misma función de pertenencia.

Generalmente la salida es un cambio al ciclo de trabajo del convertidor. En la Figura 3.16 se observa en detalle el diagrama de bloques de este método MPPT.

Las entradas para un MPPT de lógica difusa son usualmente el error E del punto de operación en el k -ésimo instante (3.77), y el cambio en el error ΔE (3.78) que indica la dirección en que se está moviendo [27].

$$E(k) = \frac{dP}{dV}(k) - \frac{dP}{dV}(k-1) \quad (3.77)$$

$$\Delta E(k) = E(k) - E(k-1) \quad (3.78)$$

Su efectividad depende mucho del conocimiento que se tenga para elegir la mejor forma de calcular el error y determinar la tabla de inferencia. Algunas de sus ventajas son que no necesita de un modelo matemático del sistema PV, tiene rápida convergencia y oscila muy poco en torno al MPP [6].

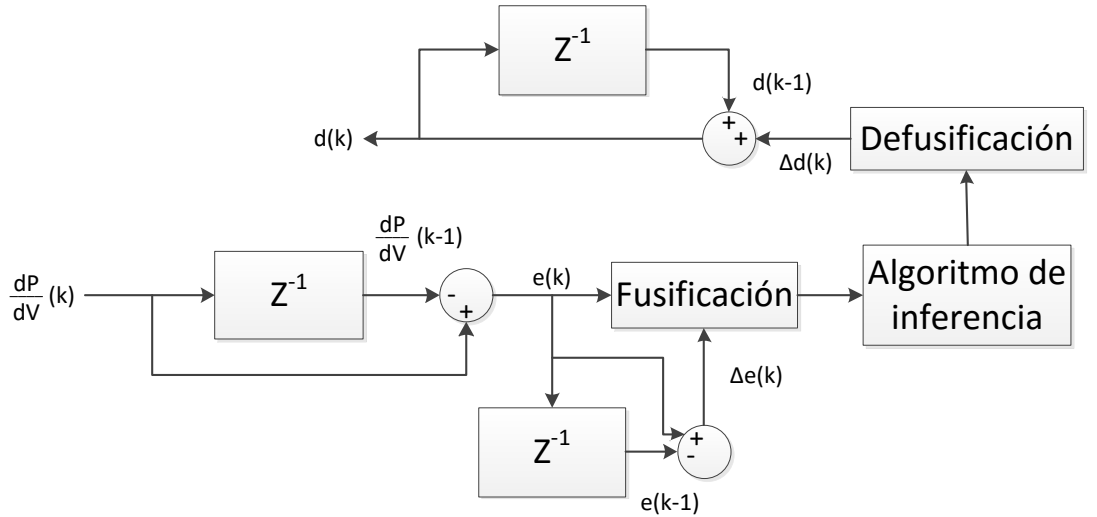


Figura 3.16 Diagrama de bloques de método Lógica Difusa (Fuzzy Logic).

3.1.15. Método Redes Neuronales

Este método funciona como un sistema de “caja negra” que no necesita información detallada sobre el sistema PV [27]. Comúnmente se tienen 3 capas: capa de entrada, capa oculta, y capa de salida [16]. Sistemas más complejos pueden tener más capas ocultas, pero esto implica un mayor conocimiento del sistema a controlar [6].

El buen funcionamiento de este método depende del algoritmo usado por la capa oculta y del entrenamiento de la red neuronal. Los enlaces entre cada nodo tienen un peso que debe ser determinado cuidadosamente mediante un proceso de entrenamiento. Este entrenamiento puede durar meses o años [16]. En la Figura 3.17 se muestra el esquema típico de una red neuronal con una sola capa oculta.

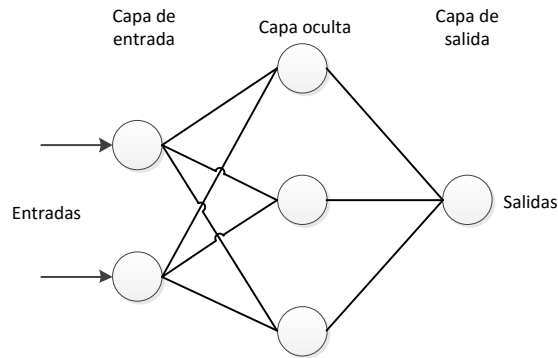


Figura 3.17 Esquema típico de una Red Neuronal.

3.1.16. Método Gauss-Newton

En este método se utiliza la primera y la segunda derivada de la potencia para calcular la dirección y el número de iteraciones para converger resolviendo (3.79). Según [27] es el algoritmo más rápido.

$$v(k + 1) = v(k) \frac{\left. \frac{dp}{dv} \right|_{v=v(k)}}{\left. \frac{d^2p}{dv^2} \right|_{v=v(k)}} \quad (3.79)$$

CAPÍTULO 4

RESULTADOS Y COMPARACIONES

Uno de los objetivos de este trabajo es determinar cuál método MPPT es el que mejor desempeño tiene en una instalación fotovoltaica doméstica (baja potencia), en virtud de su eficiencia, facilidad de implementar y de costo reducido. Para esto es necesario simular el comportamiento de los métodos elegidos, sometiéndolos a variaciones de la radiación solar y de la temperatura de operación. En una primera instancia se efectúan cambios instantáneos de magnitud fija y luego se somete al sistema a una variación continua en forma de rampa, tal como lo indica el estándar Europeo [29].

Los métodos elegidos para ser sometidos a dichas simulaciones son los siguientes:

1. Método Perturbar y Observar (P&O). (sección 3.1.1)
2. Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional. (sección 3.1.7)
3. Método Gradiente de Temperatura. (sección 3.1.11)

De los métodos iterativos, se elige al Método Perturbar y Observar (P&O) debido a que se considera el más relevante de este grupo por su percibida alta tasa de uso [8][15][16][17][18][19].

De los métodos analíticos, se elige al Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional (V_{frac}) y Método Gradiente de Temperatura porque se considera que son lo suficientemente simples y eficientes como para satisfacer los requisitos de una instalación fotovoltaica doméstica, según el análisis del Capítulo 3.

Las simulaciones se realizan en el software PLECS de Plexim. Esto para, de forma anexa, evaluar el potencial de este software para simular sistemas de electrónica de potencia, en especial de sistemas fotovoltaicos.

4.1.IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO FOTOVOLTAICOS EN PLECS

Al momento de realizar este trabajo el software de simulación PLECS (versión 3.6.5) no cuenta con un bloque o forma directa de representar una celda fotovoltaica. Una alternativa para representar un sistema PV es el esquemático de la Figura 4.18 presentado en [30], donde se utiliza una fuente de corriente controlada por una tabla de consulta (Look-Up Table), que interpola a partir de un archivo “.mat “que contiene valores previamente calculados de la corriente de salida de un módulo PV dado, en función de la radiación solar (G), temperatura (T) y voltaje de operación (V) (4.80).

$$I = I(V, G, T) \quad (4.80)$$

La tabla de consulta utilizada en la simulación tiene un tamaño de 501x11x3, con los rangos e incrementos indicados en la Tabla 4.6, y su estructura es como se muestra en la Tabla 4.7 (solo se muestra la página 1, pero las demás son análogas cambiando el tercer coeficiente). En definitiva cada columna representa una curva I-V para una radiación (fila) y temperatura (página) fijas. Si bien el tamaño de la tabla de consulta se puede modificar, esto implica cambiar además los parámetros fijados en la máscara asignada al circuito de la Figura 4.18.

El rango de la radiación solar está entre 0 y 1, donde 1 equivale a 1000 [W/m²] ya que está referido a la radiación solar en condiciones de prueba estándar STC (G_{STC}=1000 [W/m²]). El modelo acepta valores de radiación mayores que 1 (1000[W/m²]), pero esto tiene poca relevancia práctica ya que es muy difícil obtener estos valores, debido a que la máxima radiación solar (promedio) justo antes de entrar a la atmósfera de la Tierra es 1353 [W/m²] [31], y a medida que pasa a través de la atmósfera se producen pérdidas por la interacción con las partículas de la atmósfera, además de la dispersión a medida que avanza.

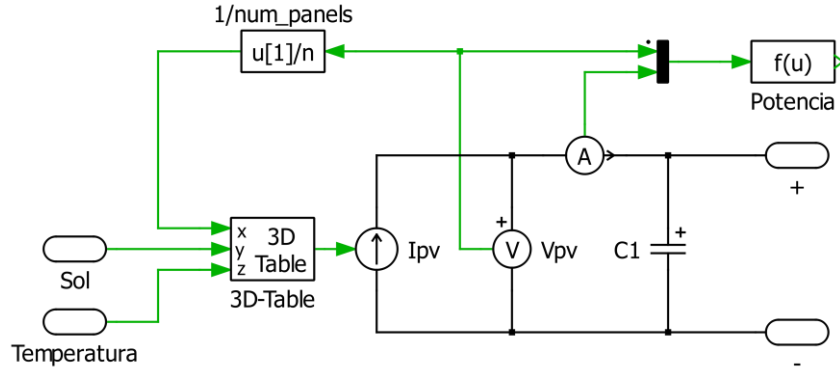


Figura 4.18 Esquemático propuesto por [30] para representar un módulo PV en PLECS.

#	Posición	Variable	Rango	Incremento
501	Columnas	Voltaje de operación (V)	$0 \leq V \leq 25$ [V]	$(25-0) / (501-1) = 0,05$ [V]
11	Filas	Radiación solar (G)	$0 < G < 1$ [kW/m ²]	$(1-0) / (11-1) = 0,1$ [kW/m ²]
3	Páginas	Temperatura (T)	$0 < T < 50$ [°C]	$(50-0) / (3-1) = 25$ [°C]

Tabla 4.6 Rangos e incrementos utilizados en el archivo .mat para modelar el módulo PV.

Temperatura (T)		Radiación solar (G)				
Página 1 de 3		G1	G2	G3	...	G11
Voltaje (V)	V1	I(1,1,1)	I(1,2,1)	I(1,3,1)	...	I(1,11,1)
	V2	I(2,1,1)	I(2,2,1)	I(2,3,1)	...	I(2,11,1)
	V3	I(3,1,1)	I(3,2,1)	I(3,3,1)	...	I(3,11,1)
	...	...	...	...	...	...
	V501	I(501,1,1)	I(501,2,1)	I(501,3,1)	...	I(501,11,1)

Tabla 4.7 Estructura de la página 1 de la tabla de consulta usada por PLECS para simular un módulo PV.

Para este trabajo se considera el módulo fotovoltaico BP365 de 65 Watts [32] con las especificaciones técnicas indicadas en la Tabla 4.8. Para calcular los valores de corriente para la tabla del archivo .mat se utiliza el modelo de un diodo con adaptación de tres puntos críticos de la sección 2.1.7 con la variante que utiliza las ecuaciones (2.37)-(2.40), (2.43) y (2.45). Se considera el valor inicial $R_s=0$ y luego se va aumentando este valor hasta que el modelo alcance la condición indicada en (2.44).

Nombre parámetro	Sigla	Valor
Potencia máxima en STC	P_{max}	65 [W]
Voltaje para máxima potencia en STC	V_{mpp}	17,6 [V]
Corriente para máxima potencia en STC	I_{mpp}	3,69 [A]
Voltaje de circuito abierto en STC	V_{oc}	22,1 [V]
Corriente de corto circuito en STC	I_{sc}	3,99 [A]
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	K_v	-80 [mV/°C]
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	K_i	2,5935 [mA/°C]
Número de celdas en serie	N_s	36

Tabla 4.8 Parámetros relevantes del módulo fotovoltaico BP365 de 65 Watts [32].

Además de los parámetros ya indicados se necesita el valor del factor de idealidad del diodo, el cual se considera constante según se muestra en la Tabla 4.9. En estricto rigor, el factor de idealidad del diodo varía de acuerdo a las características propias del módulo PV, pero por simplicidad es considerada por muchos como constante para todos los módulos de silicio policristalino [5][8][13]. Las demás constantes necesarias para el desarrollo del modelo PV también se entregan en la Tabla 4.9, y son la carga del electrón y la constante de Boltzmann.

Descripción	Sigla	Valor
Factor de idealidad del diodo	a	1,2
Carga del electrón	q	$1,60217646 \times 10^{-19}$ [C]
Constante de Boltzmann	k	$1,3806503 \times 10^{-23}$ [J/K]

Tabla 4.9 Constantes necesarias para desarrollar el modelo PV de un diodo con adaptación de tres puntos críticos [8].

Si se necesita simular otro módulo PV distinto del usado en este trabajo, en el Anexo B se encuentran los códigos de los scripts de MATLAB utilizados para generar la tabla necesaria para PLECS, a partir de los parámetros del módulo PV. Estos códigos se basan en el trabajo realizado por M. Villalva en [8].

En cuanto al convertidor Boost utilizado en la simulación, se definen los valores mínimos que pueden tomar tanto la inductancia (L) en (4.81) como el capacitor (C) en (4.82)[12].

$$L_{min} = \frac{D \cdot R \cdot (1 - D)^2}{2f} \quad (4.81)$$

$$C_{min} = \frac{D}{R \cdot f \cdot V_{ripple}} \quad (4.82)$$

Donde D es el ciclo de trabajo del convertidor, f es la frecuencia de conmutación, R es la impedancia de la carga, y V_{ripple} es el porcentaje de ripple con respecto al voltaje de salida.

En la Tabla 4.10 se muestran los valores elegidos para los parámetros del convertidor Boost utilizado en la simulación. Los valores para L y C mostrados se eligen tomando en cuenta las restricciones mencionadas anteriormente.

Parámetro	Valor
R	20 [Ω]
f	100 [kHz]
V_{ripple}	1 %
L	1[mH]
C	0,4[mF]

Tabla 4.10 Parámetros a considerar para el diseño del inductor y capacitor del convertidor Boost.

Luego el circuito a simular con sus respectivos valores es el mostrado en la Figura 4.19.

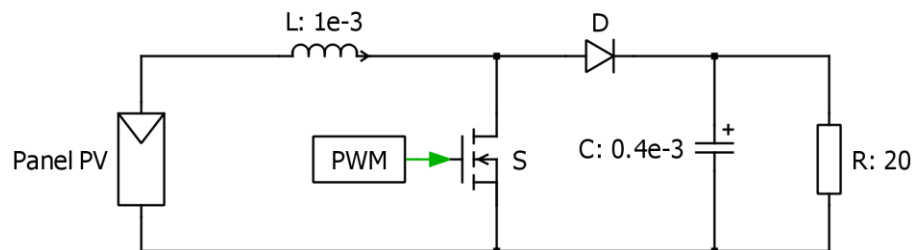


Figura 4.19 Esquemático de sistema a simular.

Cabe destacar que el control del convertidor se aplica para regular el voltaje de entrada a este, y no el voltaje de salida como generalmente ocurre. Si se necesita regular el voltaje en la carga, se puede utilizar un segundo convertidor que puede ser DC/DC o DC/AC, dependiendo de la necesidad, implementando así un nuevo lazo de control.

4.2.SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS MÉTODOS MPPT SELECCIONADOS

Como ya se ha indicado, los métodos seleccionados para ser sometidos a una simulación en PLECS son: Método Perturbar y Observar (P&O), Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional y Método Gradiente de Temperatura.

El circuito fotovoltaico mostrado en la Figura 4.20 es sometido en una primera instancia a una perturbación en la radiación solar, específicamente un escalón que eleva la radiación desde 500 $[\text{W}/\text{m}^2]$ hasta 900 $[\text{W}/\text{m}^2]$. Se elige 900 $[\text{W}/\text{m}^2]$, en vez de 1000 $[\text{W}/\text{m}^2]$, como valor superior del escalón, debido a que en el territorio de Chile solo se alcanzan valores de radiación solar inferiores a este, siendo la excepción la ciudad de Calama y sus cercanías [33]. Nótese que los valores de radiación solar están expresados en términos de la radiación solar en condiciones de prueba estándar (STC) equivalente a 1000 $[\text{W}/\text{m}^2]$, por lo que el valor 0,5 equivale a 500 $[\text{W}/\text{m}^2]$.

Luego se introduce un cambio en la temperatura, que corresponde a un escalón que va desde 25 $[\text{°C}]$ hasta 50 $[\text{°C}]$. Estas perturbaciones se ilustran en la Figura 4.21, donde se puede apreciar en que momento son aplicados los cambios.

El objetivo de este tipo de perturbación es medir la capacidad de los métodos MPPT para seguir el punto de máxima potencia ante cambios bruscos en las condiciones atmosféricas. Por ejemplo, un objeto que repentinamente se interpone entre el módulo PV y el sol, como puede ser una nube, produce una disminución (y luego un aumento) brusco en la radiación solar. Lo mismo sucede con la temperatura cuando, por ejemplo, las condiciones de ventilación cambian.

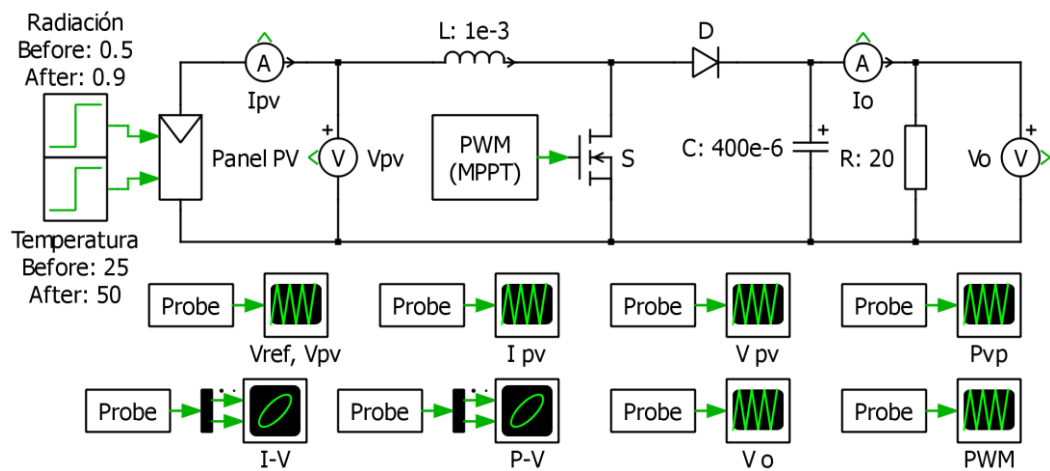


Figura 4.20 Circuito implementado en PLECS del sistema PV a simular.

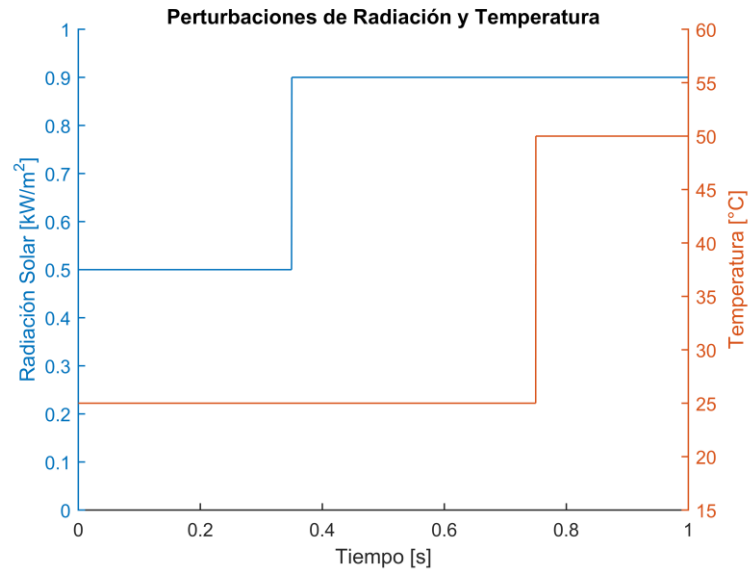


Figura 4.21 Perturbaciones tipo escalón de radiación solar y temperatura a las que es sometido el sistema.

En la Figura 4.22 se muestran las curvas de corriente vs voltaje (I-V) y potencia vs voltaje (P-V) para los tres escenarios posibles ante los cambios introducidos en las condiciones atmosféricas mostrados en la Figura 4.21.

Los voltajes de operación para el punto de máxima potencia (V_{mpp}) para cada uno de estos escenarios están indicados en la Figura 4.22 y se resumen en la Tabla 4.11. Nótese que estos son los valores teóricos de los voltajes de referencia que deben entregar los métodos MPPT, para la maximización de la potencia entregada por el módulo PV.

Radiación Solar (G)	Temperatura (T)	Voltaje para máxima potencia (V_{mpp})
500 [W/m ²]	25 [°C]	17,1 [V]
900 [W/m ²]	25 [°C]	17,6 [V]
900 [W/m ²]	50 [°C]	15,8 [V]

Tabla 4.11 Valores de voltaje para máxima potencia (V_{mpp}) de los tres conjuntos de condiciones atmosféricas a los que es sometido el sistema.

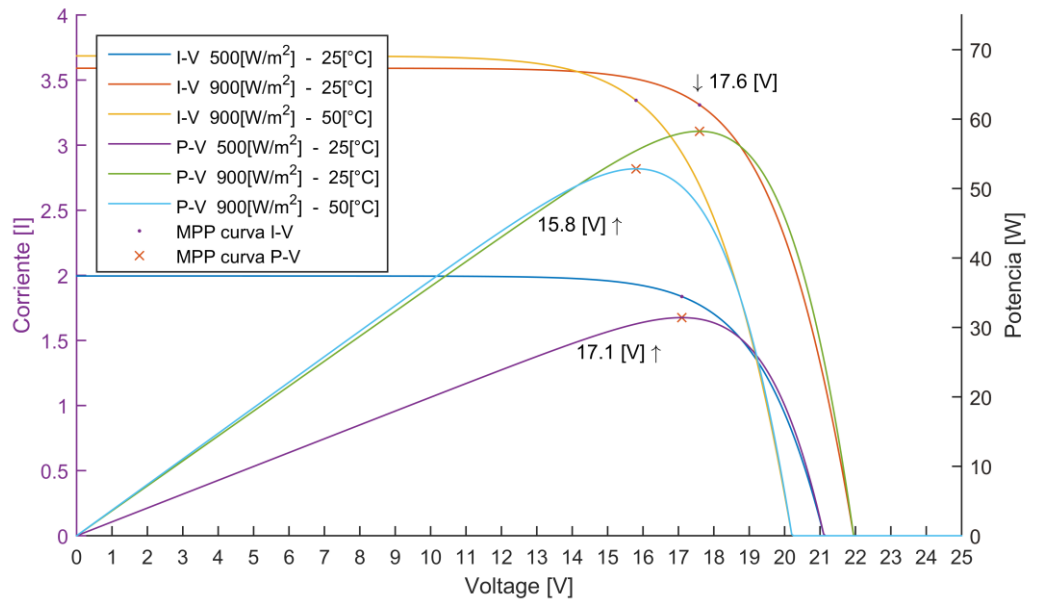


Figura 4.22 Curvas de corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V) teóricas del módulo PV BP365 de 65[W] correspondientes a las condiciones a las que es sometido el sistema.

En una segunda instancia, el sistema fotovoltaico es sometido a una variación continua de la radiación solar con la forma de onda de un trapecioide, como se sugiere en el estándar Europeo EN50530 [29]. La forma de onda trapezoidal se puede ver en la Figura 4.23, mientras que los valores, tiempos y pendientes de la onda se especifican en la Tabla 4.12.

Esta forma de onda de la radiación solar, simula de mejor forma el comportamiento real de esta. Su objetivo es medir la capacidad de los métodos MPPT para seguir variaciones continuas de la radiación solar de forma dinámica [34], que es lo que normalmente sucede durante el día debido a la rotación de la Tierra.

Si bien las pruebas detalladas en el estándar Europeo EN50530 [29] son bastante extensas y de varias series de trapecoides, con largos tiempos asentamiento, y con equipos de medición específicos, en este trabajo se usa una forma de onda mucho más simple y de menor duración. Esto, debido a que no es posible realizar una simulación extensa en el equipo computacional disponible, en gran medida por el intensivo uso de memoria RAM.

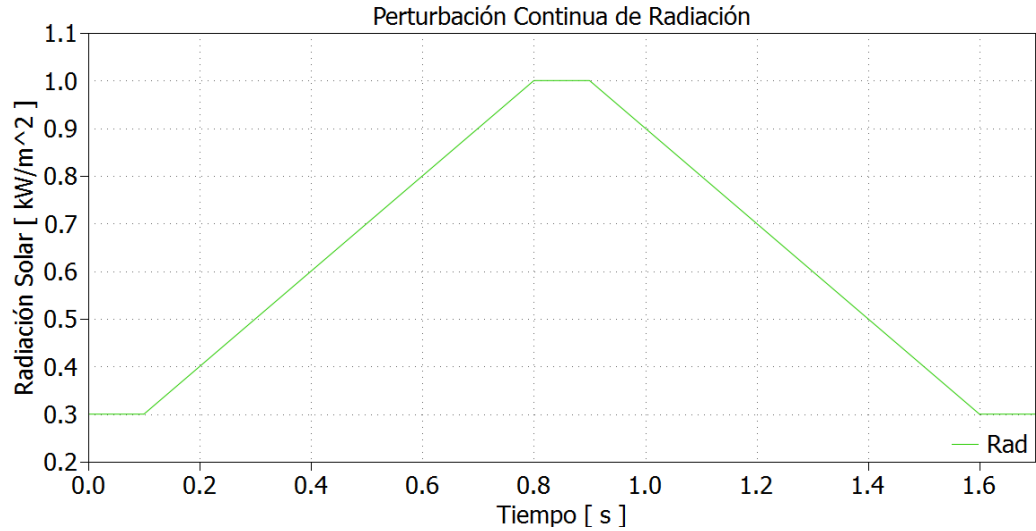


Figura 4.23 Perturbación tipo rampa (trapezoide) de radiación solar a la que es sometido el sistema. Basada en las perturbaciones propuestas en [29].

Valor inicial	0,3 [kW/m ²]	Duración	0,1 [s]
Pendiente positiva	1 [kW/ m ² /s]	Duración	0,7 [s]
Valor máximo	1 [kW/m ²]	Duración	0,1 [s]
Pendiente negativa	-1 [kW/ m ² /s]	Duración	0,7 [s]
Valor final	0,3 [kW/m ²]	Duración	0,1 [s]

Tabla 4.12 Parámetros del trapezoide mostrado en la Figura 4.23.

La eficiencia de los métodos MPPT se calcula como en (4.83) donde P_{MPPT} es la potencia entregada por el algoritmo y P_{ideal} es la potencia que debería entregar el módulo PV para las condiciones atmosféricas dadas según el modelo utilizado. T_s es el tiempo de simulación.

$$\eta = \frac{\int_0^{T_s} P_{MPPT}(t) dt}{\int_0^{T_s} P_{ideal}(t) dt} \cdot 100 \quad (4.83)$$

4.3.1. Método Perturbar y Observar (P&O)

El primer método MPPT a ser simulado es el Método Perturbar y Observar (P&O) descrito en la sección 3.1.1, el cual se somete primero a perturbaciones del tipo escalón, como se muestra en la Figura 4.21.

Para este método se elige una perturbación de 0,35 [V] equivalente al 2% del voltaje V_{mpp} , con la cual se obtiene una buena relación entre la velocidad de convergencia y la oscilación en estado estacionario. La frecuencia del método, que es la

frecuencia con la que se introduce la perturbación, es de 100 [Hz], lo que supone un tiempo de actualización adecuado para la mayoría de las situaciones de cambios atmosféricos reales.

En la Figura 4.24 se aprecia que el voltaje de operación del módulo PV sigue de buena forma a la referencia entregada por el método Perturbar y Observar. Además se observa la oscilación en estado estacionario del método, la cual tiene una amplitud de 0,7 [V] que corresponde a dos veces el valor de la perturbación. En la misma Figura 4.24 aparece graficado el voltaje para máxima potencia V_{mpp} obtenido del modelo del módulo. Se observa como la referencia, y por ende el voltaje de operación, oscilan en torno a este, lo cual es el comportamiento esperado.

El cambio en la radiación solar de $500[W/m^2]$ a $900 [W/m^2]$ produce una pequeña variación en el voltaje V_{mpp} de solo 0,5 [V], por lo que el método Perturbar y Observar alcanza la nueva referencia en dos iteraciones, es decir, en 0,02 [s]. En cambio cuando se produce el escalón de temperatura, el voltaje V_{mpp} pasa de 17,6 [V] a 15,8 [V] generando una diferencia de 1,8 [V], lo que le toma al sistema 0,05 [s] equivalente a cinco iteraciones.

Cabe destacar una característica de este método que se hace patente en esta simulación cuando se introduce el escalón de temperatura, y es que al producirse una disminución de la potencia que entrega el módulo debido a cambios en las condiciones atmosféricas, en este caso por un aumento de la temperatura, el algoritmo lo interpreta como una disminución debido a la perturbación introducida por el mismo algoritmo y cambia la dirección de la perturbación, haciendo que el punto de operación se aleje del MPP, lo que provoca que el algoritmo se demore dos iteraciones (0,02 [s]) más en llegar al nuevo punto de máxima potencia. Si bien en la Figura 4.24 se puede apreciar esta característica, en la Figura 4.25 se muestra un acercamiento para graficar de mejor forma la situación descrita. Aquí se aprecia que en $t=0,75$ [s] se produce el escalón de temperatura y en la siguiente iteración en $t=0,76$ [s] el voltaje de operación se aleja del nuevo punto de máxima potencia, en vez de acercarse.

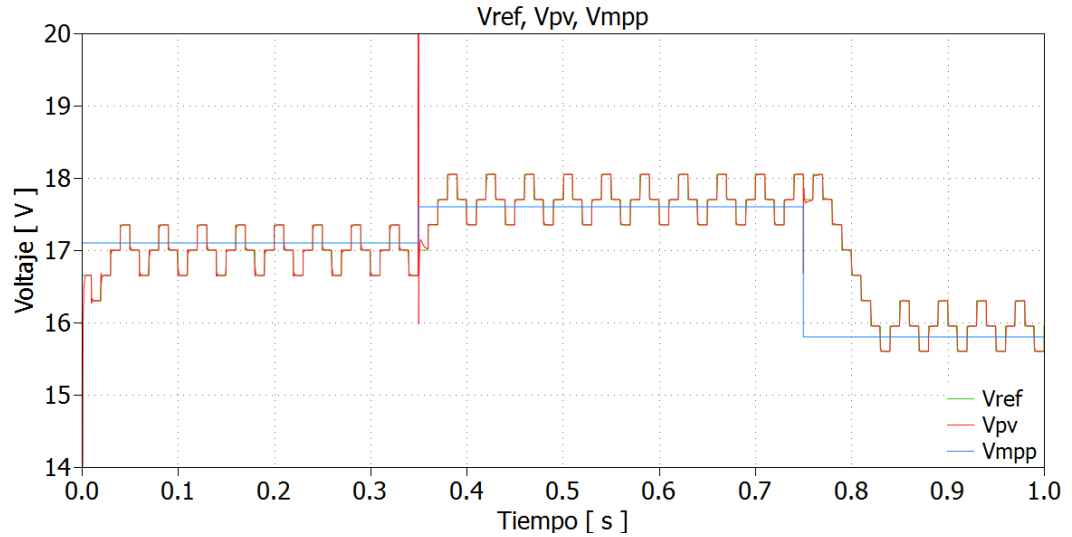


Figura 4.24 Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Perturbar y Observar (P&O), voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo escalón.

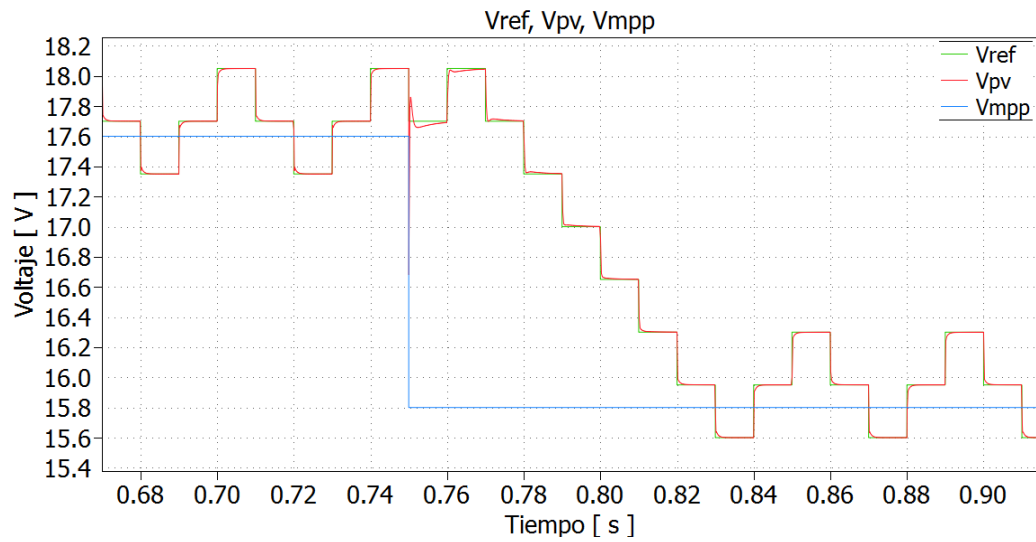


Figura 4.25 Detalle de la Figura 4.24 donde se aprecia la dificultad que tiene el método Perturbar y Observar para seguir cambios bruscos en las condiciones atmosféricas.

Los valores en torno a los que oscila el método Perturbar y Observar para cada una de las tres situaciones simuladas se muestran en la Tabla 4.13. Aquí se puede ver que el voltaje de referencia impuesto por el algoritmo (voltaje de operación) difiere del valor real, calculado a partir del modelo del módulo PV, en 0,15 [V] en el peor caso. La máxima diferencia posible entre el voltaje V_{mpp} entregado por el modelo y el voltaje de referencia entregado por el algoritmo es de 0,175 [V], esto debido a que la magnitud de la perturbación es de 0,35 [V].

Radiación Solar (G)	Temperatura (T)	Voltaje V_{mpp}	Voltaje de operación	Error
500 [W/m ²]	25 [°C]	17,1 [V]	17,00 [V]	0,1 [V]
900 [W/m ²]	25 [°C]	17,6 [V]	17,70 [V]	0,1 [V]
900 [W/m ²]	50 [°C]	15,8 [V]	15,95 [V]	0,15 [V]

Tabla 4.13

Comparación entre voltaje V_{mpp} entregado por el modelo y el voltaje de operación impuesto por el método Perturbar y Observar para las tres situaciones simuladas con cambios bruscos en las condiciones atmosféricas.

La potencia entregada por el módulo siempre es menor o igual que la potencia máxima disponible debido, entre otras cosas, a la oscilación en estado estacionario. En la Figura 4.26 se observa la potencia entregada por el módulo fotovoltaico junto a la potencia máxima que podría entregar, obtenida a partir del modelo del módulo. Aquí se observa además que el método no tiene problemas en seguir al MPP cuando se produce el escalón de radiación solar, prácticamente no se producen pérdidas de potencia. En cambio, cuando se produce el escalón de temperatura se observa que el algoritmo se demora un par de ciclos en alcanzar de nuevo al MPP, con la consecuente pérdida de potencia disponible.

El método Perturbar y Observar exhibe una eficiencia de 99,2022% en la extracción de potencia del módulo fotovoltaico, con respecto a la máxima potencia disponible según el modelo del módulo para estas condiciones atmosféricas con cambios bruscos tipo escalón.

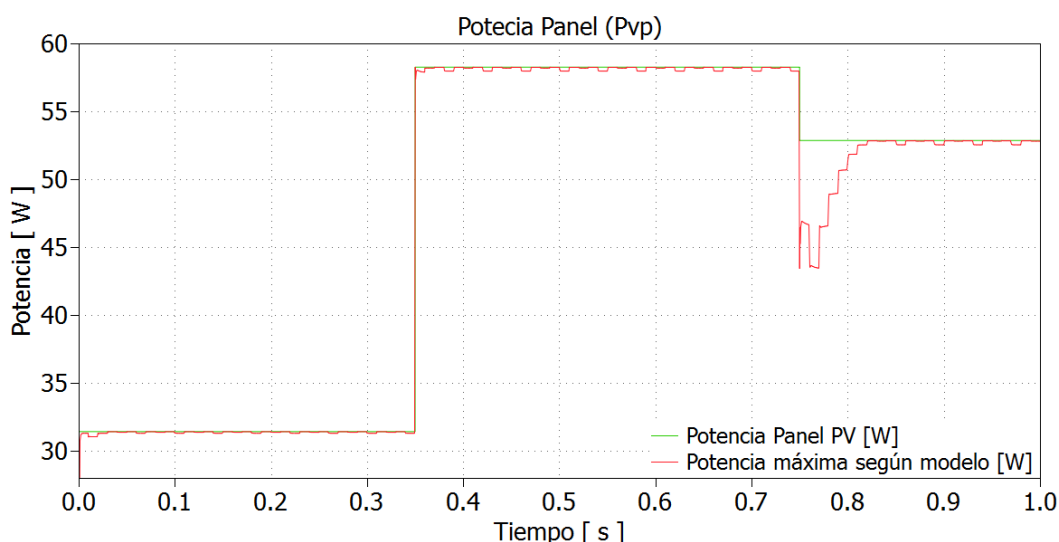


Figura 4.26

Potencia entregada por el módulo fotovoltaico y potencia máxima según modelo para perturbaciones tipo escalón.

Luego se somete al sistema a una variación continua como se muestra en la Figura 4.23. Se observa en la Figura 4.27 como el método Perturbar y Observar tiene problemas al tratar de seguir al MPP ante un cambio continuo de la radiación solar. El voltaje para la máxima potencia según el modelo del módulo, V_{mpp} en la Figura 4.27, presenta una forma curva que el método solo es capaz de seguir sin problemas cuando la radiación es constante en los intervalos de tiempo $[0-0,1]$, $[0,8-0,9]$ y $[1,6-1,7]$ [s].

Cuando la radiación solar va aumentando, y por ende va aumentando la potencia, se observa el mismo comportamiento descrito en la Figura 4.25, donde el algoritmo interpreta este aumento de potencia como una consecuencia de la perturbación introducida por el mismo método y continua moviendo el voltaje de operación en la misma dirección, alejándose del MPP. Esto cambia cuando la disminución de potencia debido a la perturbación es mayor que el aumento de potencia debido al aumento en la radiación solar, momento en que el algoritmo rectifica y vuelve a seguir al MPP.

Cuando la radiación solar va disminuyendo (a partir de los 0,9 [s]) se observa que el método interpreta la disminución de potencia de la misma forma descrita anteriormente, y cambia constantemente la dirección de la perturbación para corregir la disminución de potencia, que interpreta como una consecuencia de la perturbación introducida por el mismo algoritmo. Una particularidad de cuando la radiación va disminuyendo continuamente, es que el algoritmo se queda oscilando en torno al último MPP de referencia antes de que la radiación empiece a bajar. Y debido a que el MPP no varía mucho con los cambios de radiación solar, el punto de operación no se aleja demasiado del MPP, ya que el punto de operación queda fijo (oscilando en torno a un punto).

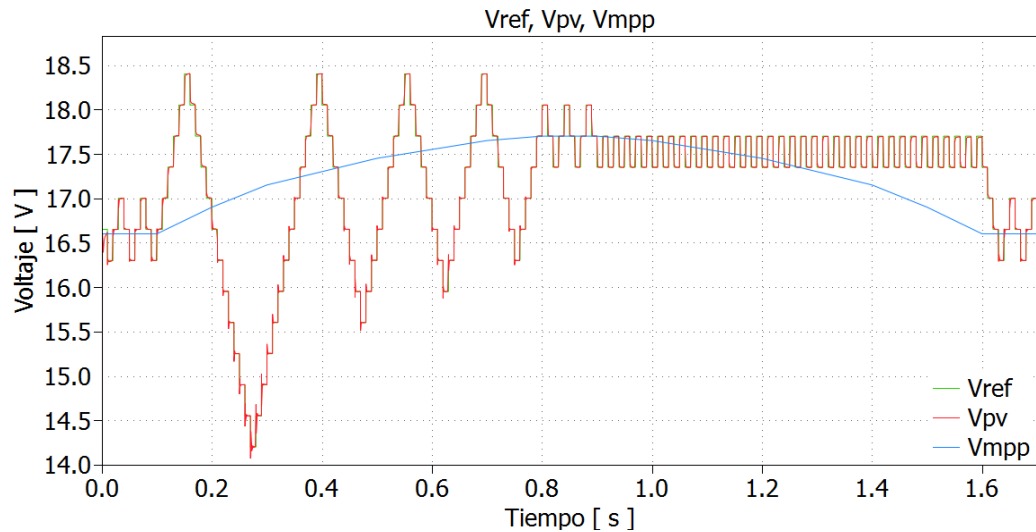


Figura 4.27 Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Perturbar y Observar (P&O), voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo rampa (trapezoide).

La potencia entregada por el módulo fotovoltaico con el método Perturbar y Observar ante cambios continuos de radiación solar se ilustra en la Figura 4.28, donde se grafica además la potencia máxima que puede entregar el módulo en las condiciones dadas, según los datos del modelo empleado, basado en la información entregada por el fabricante.

Se puede observar que el método tiene problemas para seguir al MPP cuando la radiación solar va aumentando (en el intervalo $[0,1-0,8]$ [s]), y solo corrige su dirección de perturbación cuando la disminución de potencia debido a la perturbación es mayor que el aumento debido a la radiación solar. Este comportamiento se puede ver claramente en la Figura 4.28.

Por otro lado, cuando la radiación solar comienza a disminuir (en el intervalo $[0,9-1,6]$ [s]) se puede ver que no se desaprovecha tanta potencia como cuando aumenta la radiación, y apenas se nota la diferencia entre la potencia entregada por módulo y la potencia máxima disponible para las condiciones dadas según el modelo del módulo. Esto se explica por la poca diferencia entre el voltaje de operación y el voltaje V_{mpp} explicado anteriormente.

El método Perturbar y Observar exhibe una eficiencia de 99,0418% en la extracción de potencia del módulo fotovoltaico, con respecto a la máxima potencia disponible según el modelo del módulo para estas condiciones atmosféricas con cambios continuos tipo rampa (trapezoide).

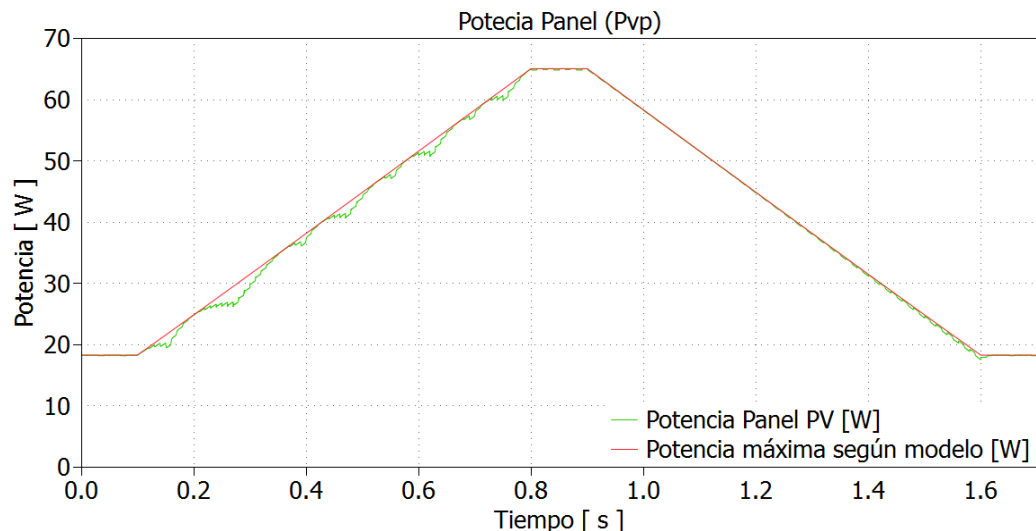


Figura 4.28 Potencia entregada por el módulo fotovoltaico y potencia máxima según modelo para variaciones tipo rampa (trapezoide).

4.3.2. Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional

El segundo método a ser simulado es el Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional descrito en la sección 3.1.7. En este método la frecuencia con que se lleva al sistema a operar en circuito abierto, que se define como la frecuencia del método, debe ser elegida de forma tal que no produzca grandes pérdidas producto de la desconexión del módulo con la carga, ni por el retardo en seguir el nuevo MPP. Si se elige una frecuencia muy alta se incrementan las pérdidas por la desconexión del módulo con la carga, y al mismo tiempo se disminuyen las pérdidas por la tardanza en el seguimiento del nuevo MPP. Al elegir una frecuencia muy baja ocurre lo contrario, es decir, disminuyen las pérdidas por desconexión y aumentan las pérdidas por desactualización del nuevo MPP. Para esta simulación con el método MPPT antes descrito se elige una frecuencia de 25 [Hz], la que entrega un buen compromiso entre desconexiones del módulo y retardo en el seguimiento del nuevo MPP.

La constante de proporcionalidad k_1 de (3.65) se puede aproximar a partir de los valores en condiciones de prueba estándar (STC) del voltaje de circuito abierto V_{oc} y

voltaje para máxima potencia V_{mpp} , como se muestra en (4.84) donde también se entrega el valor utilizado en esta simulación.

$$k_1 = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \Big|_{STC} = \frac{17,6 [V]}{22,1 [V]} = 0,79638 \quad (4.84)$$

Para poder medir el voltaje de circuito abierto se necesita desconectar el módulo de la carga, pero debido a que el inductor impone la condición de continuidad en la señal de corriente, no se puede desconectar el módulo de forma instantánea. Para poder medir el voltaje de circuito abierto se usa otra estrategia para mantener la continuidad. Se obliga al módulo a trabajar en circuito abierto, forzando una referencia de voltaje mayor o igual al voltaje de circuito abierto durante 0,4 [ms]. Este tiempo es suficiente para que el módulo alcance el voltaje de circuito abierto y se pueda medir el valor de este. Para asegurar que el módulo siempre alcance a operar en circuito abierto dentro del tiempo de 0,4 [ms], se debe utilizar una referencia mayor que el mayor voltaje de circuito abierto que puede alcanzar el módulo ante cualquier conjunto de condiciones atmosféricas. En la Figura 4.29 se puede ver como el voltaje alcanza su valor de circuito abierto cada 40 [ms] con el que se calcula el voltaje de operación para que esté cerca del MPP.

Debido a que este método se basa en obtener una aproximación del valor del voltaje para máxima potencia V_{mpp} , se observa en la misma Figura 4.29 que el voltaje de referencia (V_{ref} en la figura) entregado por el Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional nunca es igual al valor entregado por el modelo del módulo (V_{mpp} en la figura), operando en ocasiones por encima de este valor y en otras por debajo. Esto provoca que parte de la potencia disponible no sea aprovechada, ya que no se opera realmente en el MPP, si no que cerca de este.

La respuesta de este método ante cambios bruscos depende en gran medida de la frecuencia con que se mide el voltaje de circuito abierto. Mientras mayor es la frecuencia del método, el seguimiento del MPP es más rápido. No se observan diferencias apreciables entre el seguimiento del MPP ante cambios bruscos de radiación solar o ante cambios bruscos en la temperatura.

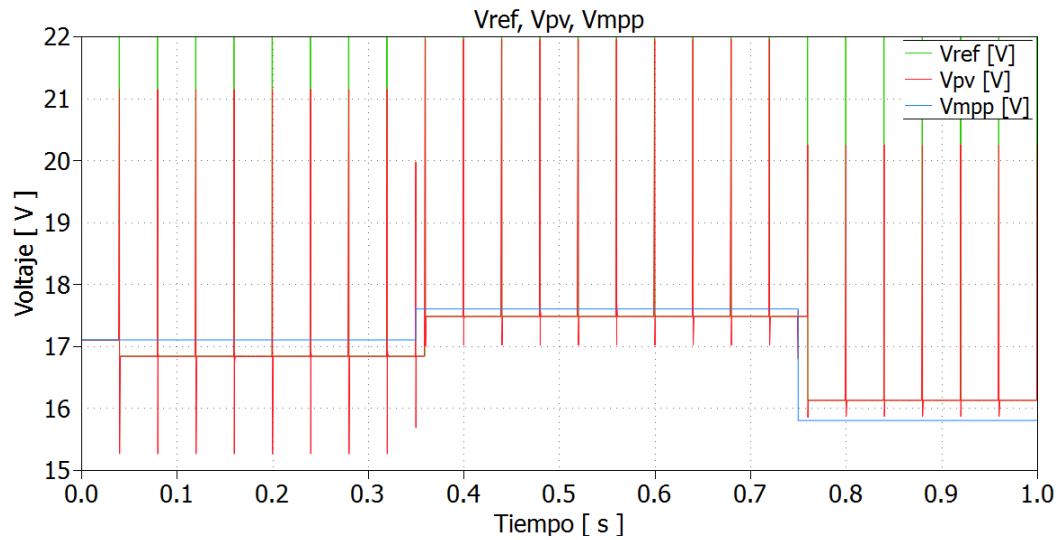


Figura 4.29 Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional, voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo escalón.

En la Figura 4.30 se puede apreciar cómo se lleva al sistema a operar en circuito abierto para medir el voltaje, de manera tal que no se produzcan discontinuidades en el voltaje de operación del módulo fotovoltaico. Durante los poco más de 0,6 [ms] que le toma al voltaje volver a seguir el voltaje de referencia se producen pérdidas de potencia.

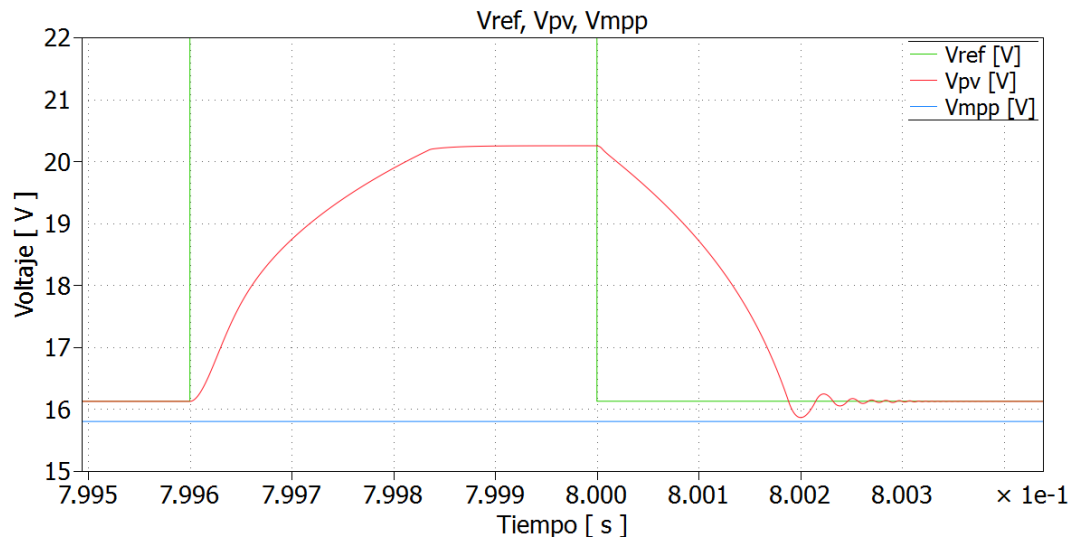


Figura 4.30 Detalle de la Figura 4.29 donde se muestra cuando el voltaje de operación alcanza el voltaje de circuito abierto.

En la Figura 4.31 se puede ver la potencia entregada por el módulo con el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional para las perturbaciones tipo escalón antes descritas. Cuando se produce el escalón de radiación solar se observa que la pérdida de

potencia es menor, debido a que la ubicación del voltaje de circuito abierto no varía en gran medida, por lo que el retardo en la actualización del voltaje de referencia no produce grandes pérdidas de potencia.

Por otro lado, cuando se produce el escalón de temperatura, el voltaje de circuito abierto se desplaza bastante hacia la izquierda, por lo que el voltaje de operación queda más lejos del voltaje para máxima potencia V_{mpp} , y por ende se producen mayores pérdidas de potencia.

Durante el resto de la simulación solo se aprecian pérdidas de potencia cuando se fuerza la operación en circuito abierto para medir el voltaje V_{oc} , aunque por cortos periodos de tiempo.

El método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional exhibe una eficiencia de 98,9725% en la extracción de potencia del módulo fotovoltaico, con respecto a la máxima potencia disponible según el modelo del módulo para estas condiciones atmosféricas con cambios bruscos tipo escalón.

Debido a los problemas que presenta el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional para seguir al MPP, tiene una menor eficiencia en comparación con el método Perturbar y Observar, aunque la diferencia es de solo 0,2297%.

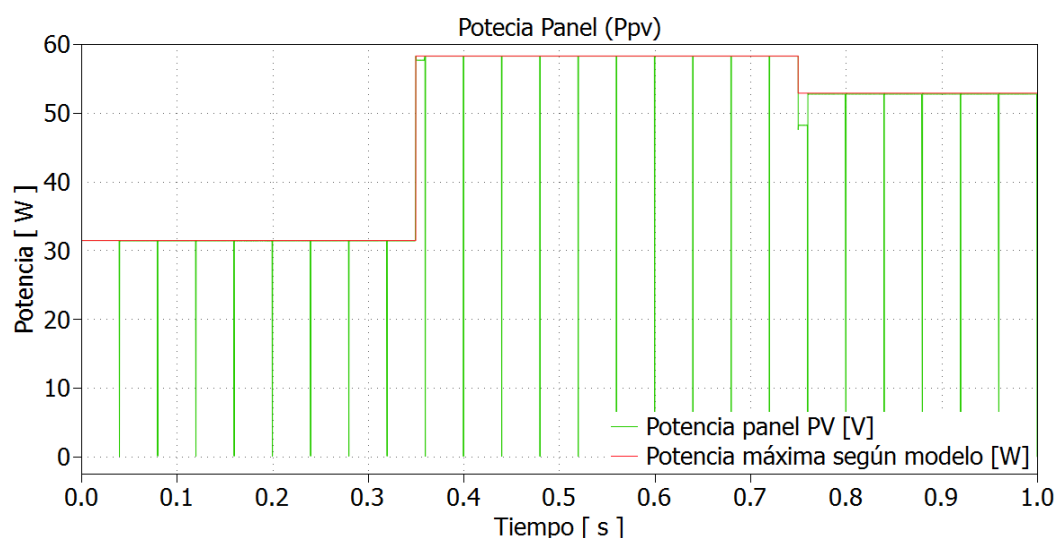


Figura 4.31 Potencia entregada por el módulo fotovoltaico con el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional y potencia máxima según modelo para perturbaciones tipo escalón.

Luego se somete al método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional a una variación continua, como la de la Figura 4.23, para evaluar el seguimiento dinámico del MPP.

En este caso se utiliza la misma frecuencia que para la perturbación tipo escalón de 25 [Hz]. Aunque en la Figura 4.32 parezca a simple vista ser una frecuencia mayor, es solo debido a que el tiempo de simulación es más extenso.

Ante la variación continua tipo rampa, el método no logra seguir al MPP cuando la radiación solar es menor a $500 \text{ [W/m}^2\text{]}$ debido a que no alcanza a operar en circuito abierto. A pesar de que la referencia (V_{ref} en la Figura 4.32) está situada muy por encima del voltaje de circuito abierto cuando se realiza la medición de este último, el voltaje de operación (V_{pv} en la Figura 4.32) no la sigue de buena forma y se ubica muy por debajo del voltaje para máxima potencia (V_{mpp} en la Figura 4.32). Esto se puede corroborar al mirar la Figura 4.33 donde la corriente del módulo fotovoltaico (I_{pv}) no llega a cero durante la medición de V_{oc} para valores de radiación solar menores a $500 \text{ [W/m}^2\text{]}$.

Este problema del método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional para seguir el MPP cuando se presentan niveles bajos de radiación solar, puede deberse a una mala configuración del control PI, ya que este se ha diseñado para condiciones de prueba estándar.

Para valores de radiación mayores a $500 \text{ [W/m}^2\text{]}$ se observa un buen seguimiento del MPP.

Como era de esperar, debido a los problemas descritos, la potencia entregada por este método ante cambios continuos es bastante menor que la que puede entregar el módulo para las condiciones dadas. Esto se puede apreciar en la Figura 4.34, donde la potencia para niveles de radiación solar inferiores a $500 \text{ [W/m}^2\text{]}$ es menor a la calculada por el modelo. Además se observa que para estos niveles bajos de radiación solar la potencia no llega a cero cuando se fija como referencia al voltaje de circuito abierto, por lo que se confirma el hecho de que el sistema no alcanza a operar en circuito abierto.

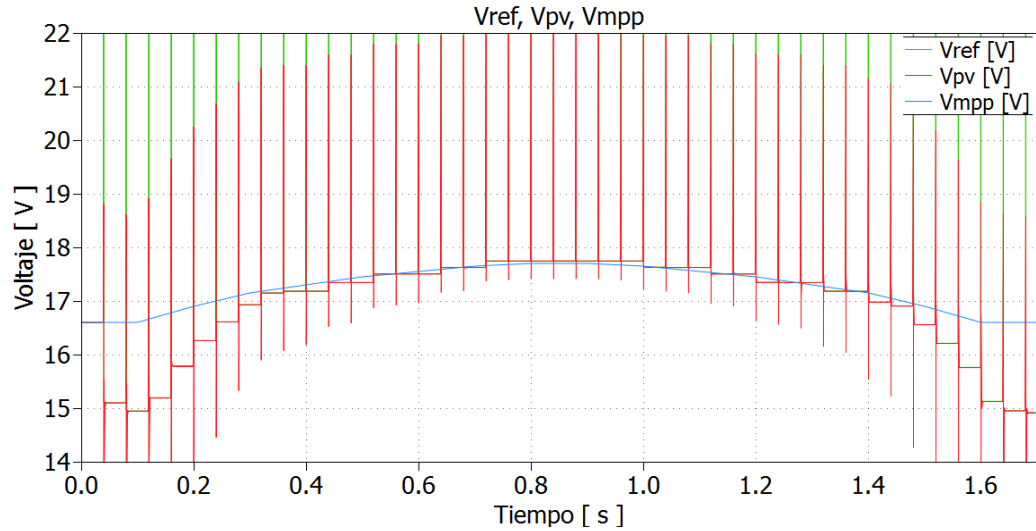


Figura 4.32

Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional, voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo rampa (trapezoide).

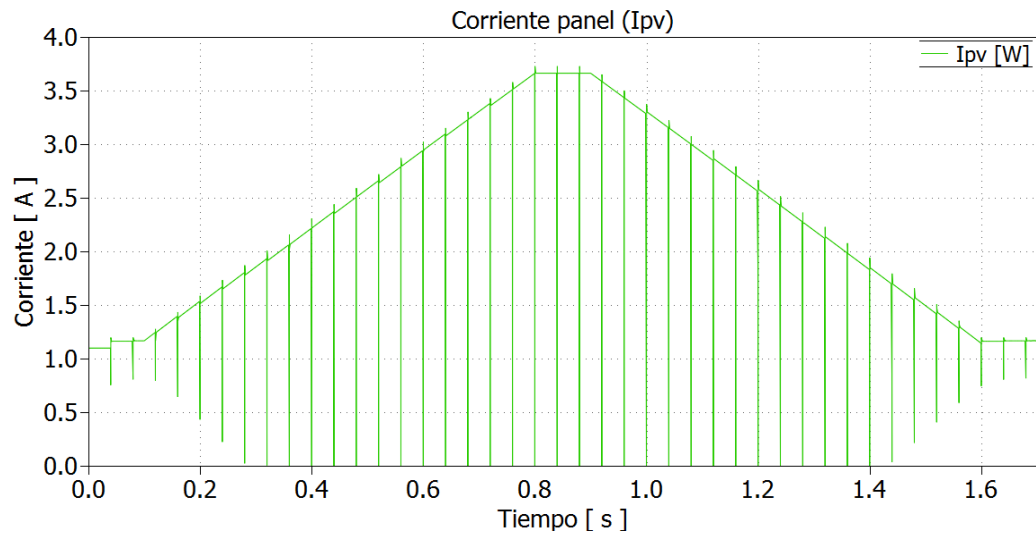


Figura 4.33

Corriente entregada por el módulo fotovoltaico con el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional ante cambios continuos de tipo rampa (trapezoide).

El método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional exhibe una eficiencia de 98,9373% en la extracción de potencia del módulo fotovoltaico, con respecto a la máxima potencia disponible según el modelo del módulo para estas condiciones atmosféricas con cambios continuos del tipo rampa (trapezoide).

La diferencia de eficiencia con el método Perturbar y Observar, para estas condiciones de operación es de 0,1045%.

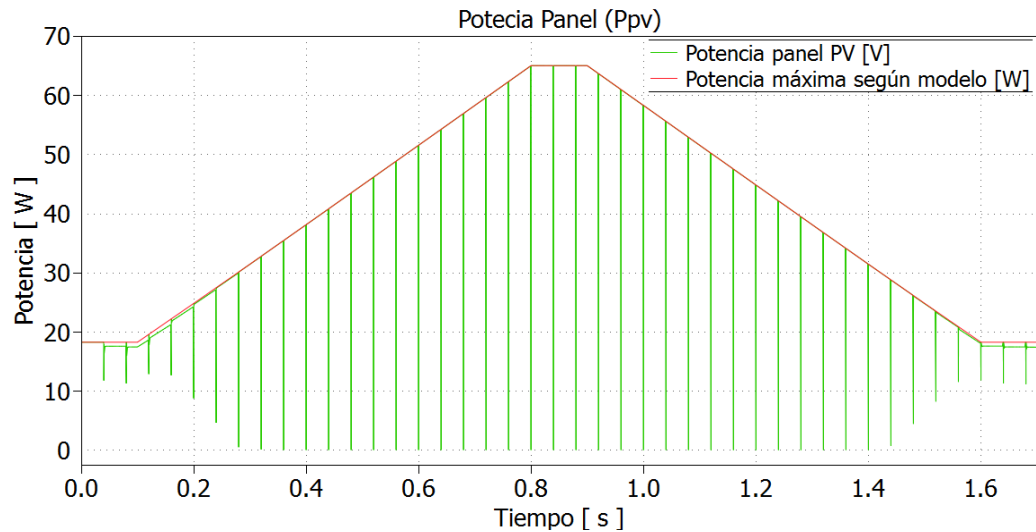


Figura 4.34 Potencia entregada por el módulo fotovoltaico con el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional y potencia máxima según modelo para perturbaciones continuas tipo rampa (trapezoide).

4.3.3. Método Gradiente de Temperatura

El último método a ser simulado es el Método Gradiente de Temperatura descrito en la sección 3.1.11. La frecuencia de operación de este método se elige igual a 100 [Hz], ya que no existe el mismo compromiso entre pérdidas por desconexión y pérdidas por retardo en el seguimiento del MPP, como en el método de Voltaje de Circuito Abierto Fraccional. Pero para tener una coherencia con los otros dos métodos simulados se elige el valor mencionado. En principio, a mayor frecuencia de operación del método se tienen menores pérdidas por retraso en el seguimiento del MPP.

Este método realiza mediciones de temperatura y con este dato utiliza un modelo analítico como el de la ecuación (3.71) para calcular el voltaje de circuito abierto y utiliza el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional para seguir al MPP. Por lo tanto, para la última parte, se utiliza el mismo valor para la constante k_1 mostrado en (4.84).

Al someter este método a los cambios de tipo escalón de las condiciones atmosféricas, se aprecia en la Figura 4.35 que cuando se produce el cambio en la radiación solar no se producen modificaciones en el punto de operación. Como era de esperar, este método solo es sensible a los cambios de temperatura, lo cual se aprecia cuando a los 0,75 [s] el punto de operación cambia para seguir al nuevo MPP.

Además es posible corroborar en la Figura 4.35 que el MPP (voltaje para máxima potencia V_{mpp}) no presenta grandes variaciones (0,5 [V]) ante los cambios de radiación solar, pero ante el escalón de temperatura presenta una variación considerable de 1,8 [V].

Debido a que k_1 ha sido calculada a partir de valores en condiciones de prueba estándar, el seguimiento del MPP en condiciones atmosféricas distintas no es tan certero como se podría esperar. Por ejemplo, cuando la radiación solar es $900[\text{W}/\text{m}^2]$ y la temperatura es $50\text{ }^\circ\text{C}$, el voltaje de referencia entregado por el algoritmo tiene un error de 0,2 [V] equivalente a un 1,1363% con respecto al voltaje V_{mpp} .

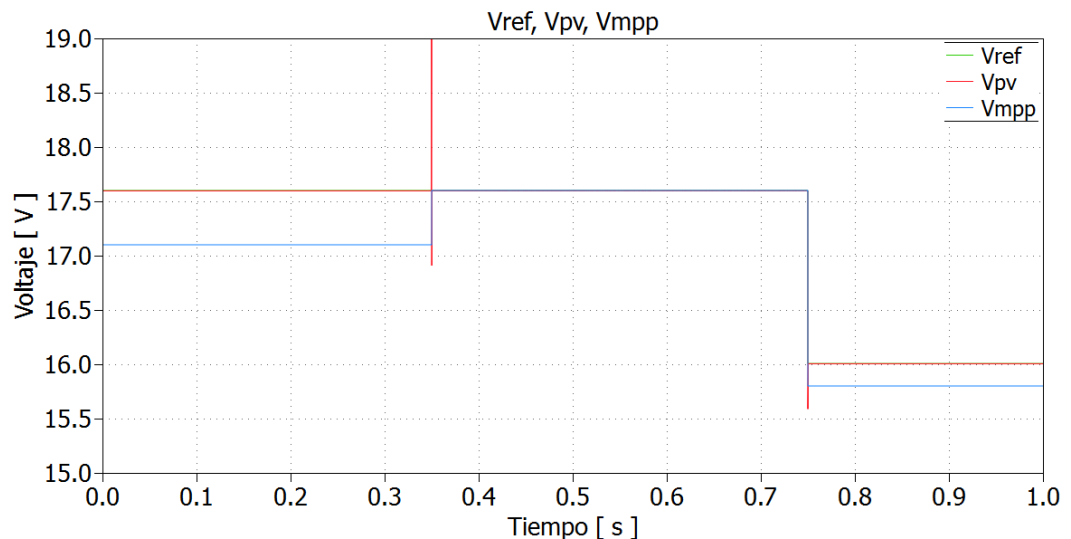


Figura 4.35 Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Gradiente de Temperatura, voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo escalón.

En cuanto a la potencia entregada por este método, es apreciable en la Figura 4.36 que durante el primer set de condiciones atmosféricas ($500\text{ }[\text{W}/\text{m}^2]$ y $25\text{ }^\circ\text{C}$) la potencia es menor que la máxima disponible. Esto confirma lo mostrado en la Figura 4.35, donde se observa que aquí se produce la mayor diferencia entre el voltaje de operación y el V_{mpp} .

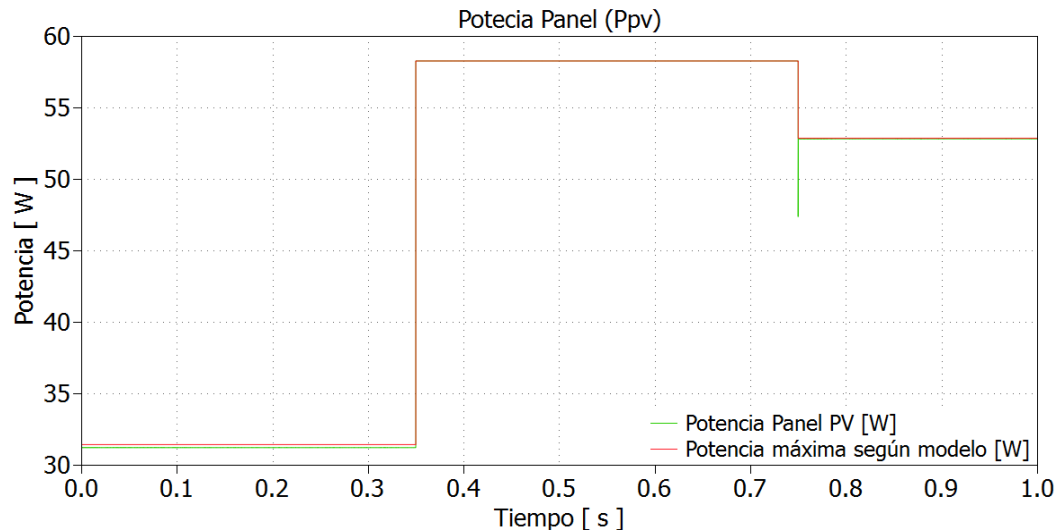


Figura 4.36 Potencia entregada por el módulo fotovoltaico con el Método Gradiente de Temperatura y potencia máxima según modelo para perturbaciones tipo escalón.

El Método Gradiente de Temperatura exhibe una eficiencia de 99,8183% en la extracción de potencia del módulo fotovoltaico, con respecto a la máxima potencia disponible según el modelo del módulo para estas condiciones atmosféricas con cambios bruscos tipo escalón. Este método ofrece una mayor eficiencia para perturbaciones tipo escalón que los dos métodos anteriores, superando al Método Perturbar y Observar (P&O) en 0,6161% y al Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional en 0,8458%.

Finalmente se somete a este método a una variación continua de radiación solar. En la Figura 4.37 se observa cómo va cambiando el voltaje para máxima potencia V_{mpp} debido al cambio en la radiación solar. Y, como era de esperar, el voltaje de operación no varía en toda la simulación, debido a que la temperatura no cambia. Sin embargo, la diferencia entre el punto de operación y el MPP solo es significativa cuando los niveles de radiación solar son muy bajos, y por ende la potencia disponible también. En cambio, para altos valores de radiación se tiene que el punto de operación es más cercano al MPP, e incluso son iguales para $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$. Esto implica que la cantidad de potencia desperdiciada es baja debido a que la eficiencia es menor cuando la potencia también es menor.

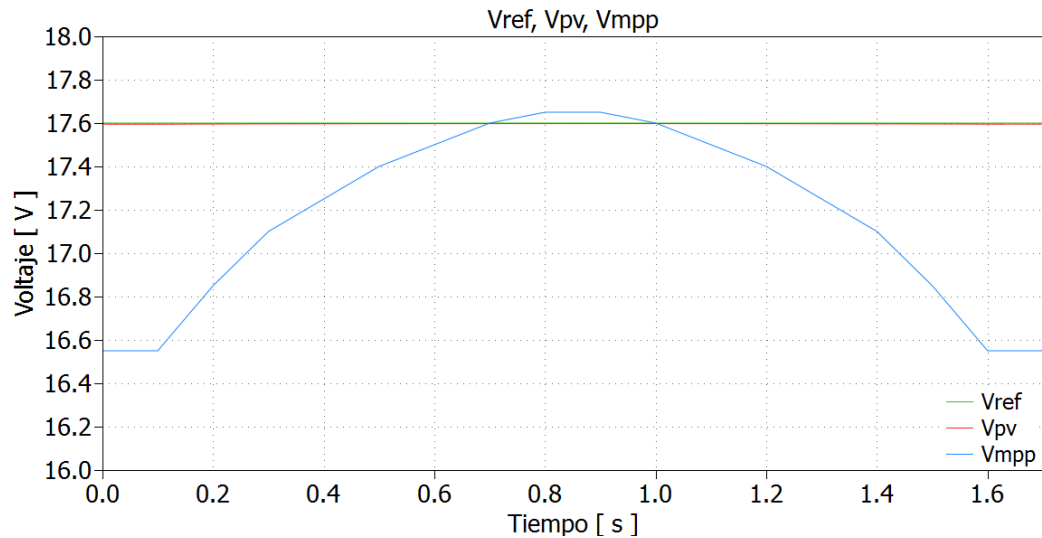


Figura 4.37 Voltaje de referencia (V_{ref}) entregado por el Método Gradiente de Temperatura, voltaje de operación del módulo PV (V_{pv}), y voltaje para máxima potencia según modelo (V_{mpp}), para cambios de tipo rampa (trapezoide).

La potencia entregada por este método se puede observar en la Figura 4.38, donde se tiene que la potencia entregada por el algoritmo es apreciablemente menor solo para niveles de radiación solar bajos.

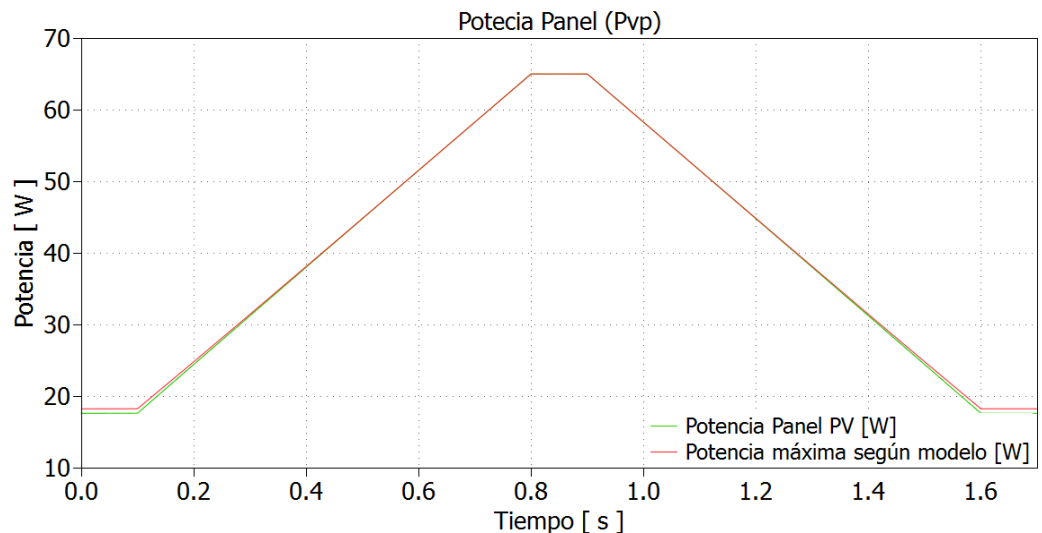


Figura 4.38 Potencia entregada por el módulo fotovoltaico con el Método Gradiente de Temperatura y potencia máxima según modelo para perturbaciones continuas tipo rampa (trapezoide).

El Método Gradiente de Temperatura exhibe una eficiencia de 99,5059% en la extracción de potencia del módulo fotovoltaico, con respecto a la máxima potencia disponible según el modelo del módulo para estas condiciones atmosféricas con cambios

continuos de tipo rampa (trapezoide). Este método ofrece una mayor eficiencia para variaciones tipo rampa que los dos métodos anteriores, superando al Método Perturbar y Observar (P&O) en 0,4641% y al Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional en 0,5686%.

4.3.RESUMEN RESULTADOS

Aquí se muestra un resumen de todos los resultados de las simulaciones realizadas con los tres métodos seleccionados para cambios bruscos y cambios continuos de las condiciones atmosféricas.

En la Tabla 4.14 se puede ver que tanto para cambios bruscos en las condiciones atmosféricas, como para cambios continuos, el método con mayor eficiencia es el Método Gradiente de Temperatura con un 99,8183% y 99,5059%, respectivamente. En segundo lugar en eficiencia queda el Método Perturbar y Observar (P&O), y finalmente con la peor eficiencia de los tres métodos se encuentra el Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional.

Método	Eficiencia cambio brusco	Eficiencia cambio continuo	Promedio
Perturbar y Observar (P&O)	99,2022%	99,0418%	99,1220%
Voltaje Circuito Abierto Fraccional	98,9725%	98,9373%	98,9549%
Gradiente de Temperatura	99,8183%	99,5059%	99,6621%

Tabla 4.14 Resumen de eficiencia de todas las simulaciones.

En definitiva todos los métodos simulados tienen una buena eficiencia superando en todos los casos el 98,95%.

Para cambios bruscos en las condiciones atmosféricas todos los métodos simulados logran seguir al MPP de buena forma, sin embargo ninguno opera realmente en el MPP, mas bien operan cercano a este punto.

En cuanto a los cambios continuos en las condiciones atmosféricas, el método Perturbar y Observar (P&O) no logra seguir al MPP cuando la radiación solar disminuye y se queda oscilando en un valor fijo. Cuando la radiación solar va subiendo el algoritmo

solo corrige su dirección cuando el aumento de potencia debido a la perturbación es mayor que el aumento de potencia debido al cambio en la radiación solar.

Por su parte el método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional tiene el mejor comportamiento de los tres métodos simulados ante los cambios continuos de radiación solar, sin embargo cuando los niveles de radiación solar son menores a $500 \text{ [W/m}^2\text{]}$ el algoritmo no logra llevar al sistema a trabajar en circuito abierto, por lo que el método falla en medir el voltaje V_{oc} y por ende fija una referencia menor al V_{MPP} . Esto baja la eficiencia total del método, dejándolo como el menos eficiente.

Finalmente el método Gradiente de Temperatura no sufre cambio alguno a su voltaje de referencia debido a que los cambios en la radiación solar son transparentes para este algoritmo. Pero debido a que el voltaje para máxima potencia V_{MPP} nunca se aleja demasiado del punto de operación del método, es que este método no tiene grandes pérdidas de potencia.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

En este trabajo se presentan los principales métodos MPPT abordados en la literatura. Si bien la cantidad de métodos mencionados en la literatura es bastante mayor, aquí solo se describen los que se consideraron más relevantes debido a su percibida alta tasa de uso.

Para poder simular un módulo fotovoltaico se necesita primero contar con un modelo eléctrico (matemático) de este. Para este fin, se presentan distintas formas de modelar y obtener los parámetros necesarios para poder simular el comportamiento de dicho módulo. De las opciones presentadas se opta por utilizar el Modelo de un Diodo con Adaptación de Tres Puntos Críticos, debido a relativa facilidad para obtener los parámetros que no son entregados por el fabricante y a su suficiente buena fidelidad para representar el comportamiento real de un módulo PV para fines de simulación.

El software de simulación PLECS resulta ser poco amigable en cuanto a simulación de sistemas fotovoltaicos, debido principalmente a que no cuenta con un bloque directo para representar un módulo PV, debiendo recurrir a una adaptación a partir de una tabla con valores pre-calculados. Esto obliga a utilizar el software MATLAB de Mathworks para poder generar dicha tabla para el módulo PV deseado.

Los métodos MPPT presentados se clasifican en dos grandes grupos que son: Métodos Iterativos, que se acercan de forma progresiva al MPP con cada iteración, y Métodos Analíticos, que calculan el MPP basándose en el modelo matemático y las características propias de los módulos PV. Del primer grupo se elige al método Perturbar y Observar (P&O) debido a que es el más representativo de este grupo, ya que casi todos los Métodos Iterativos se basan de una u otra forma en este. Además se consideró que este método es el de mayor aplicación práctica ya que es revisado por una extensa bibliografía.

Del segundo grupo de métodos MPPT se eligen dos, que son: Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional y Método Gradiente de Temperatura. El primero se elige debido a su facilidad de implementación, y el segundo por utilizar como variable de entrada a la temperatura, en vez del voltaje y/o corriente de operación del módulo, como lo hacen la mayoría de los demás métodos.

Los tres métodos seleccionados son sometidos a dos tipos de pruebas. Primero se simula su comportamiento ante cambios bruscos (tipo escalón) en las condiciones atmosféricas, y luego ante cambios continuos (tipo rampa) basados en el Estándar Europeo EN50530 [29]. En las simulaciones con cambios tipo escalón, los tres métodos seleccionados siguen sin mayores inconvenientes al MPP.

El Método Perturbar y Observar (P&O), si bien presenta problemas para identificar si el cambio en la potencia es debido a los cambios atmosféricos o a la perturbación del propio método, no se producen grandes pérdidas de potencia ya que el tiempo en que el algoritmo deja de seguir al MPP es muy reducido.

El Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional tiene su principal falencia en la potencia que se pierde cuando se lleva al módulo a operar en circuito abierto, siguiendo al MPP tanto ante cambios en la radiación solar como la temperatura.

El Método Gradiente de Temperatura es el único que presenta algún tipo de problema para seguir cambios de radiación solar, debido a que no considera esta variable atmosférica en su algoritmo. Como es de esperarse, ante cambios de temperatura sigue de buena forma al MPP.

En cuanto a las simulaciones con cambios continuos, el Método Perturbar Y Observar (P&O) tiene el mismo problema que presenta con cambios bruscos. No obstante, ahora el problema dura todo el tiempo que dura la rampa donde solo logra rectificar su comportamiento cuando la variación de potencia debido a la perturbación propia del método es mayor que la variación de potencia debido a los cambios atmosféricos y solo durante el periodo de pendiente positiva de la rampa, y por lo tanto el problema se hace más evidente. Sin embargo la desviación del punto de operación

respecto del MPP no alcanza a ser tan notoria y la pérdida de potencia no es considerable.

El Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional sigue de muy buena forma al MPP cuando los niveles de radiación solar sobrepasan los 500 [W/m²]. Pero bajo estos niveles de radiación el algoritmo no es capaz de medir el voltaje de circuito abierto y entrega un voltaje de referencia inferior al que debería. Esto se traduce en que la eficiencia de este método se vea mermada por este problema, que posiblemente sea un problema de implementación y no del método en sí.

El Método Gradiente de Temperatura no sigue al MPP ante el cambio continuo de radiación solar. Solo entrega una aproximación que se hace más certera al acercarse al valor de radiación bajo condiciones de prueba estándar.

De los resultados de las simulaciones se puede concluir que el método que presenta la mejor eficiencia de los tres métodos simulados es el Método Gradiente de Temperatura, seguido del Método Perturbar y Observar (P&O).

Además el Método Gradiente de Temperatura no presenta mucha mayor complejidad de implementación con respecto al Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional, ya que solo incluye un sensor de temperatura extra, cuyo costo no se considera determinante en una instalación fotovoltaica doméstica.

No obstante lo anterior, es posible que esta pequeña ventaja en cuanto a eficiencia se deba a que no se considera el error en las mediciones de temperatura, lo cual podría reducir considerablemente la eficiencia del Método Gradiente de Temperatura.

TRABAJO FUTURO

Las enormes proyecciones en el tema de las energías renovables no convencionales generan gran interés en continuar el desarrollo presentado en esta memoria. Para esto se proponen los siguientes lineamientos y oportunidades para trabajos futuros que complementen a este:

- Determinar el error en medición de la temperatura, esto para poder incorporarlo en la medición de la eficiencia del método Gradiente de Temperatura y obtener un resultado en las simulaciones más cercano a la realidad.
- Realizar simulación de un cambio continuo tipo rampa (trapezoide) en la temperatura, esto debido a que este tipo de perturbación en las condiciones atmosféricas no se ha considerado en este trabajo y puede entregar información adicional importante, sobre todo respecto del método Gradiente de Temperatura. Además puede servir como otro punto de comparación entre los distintos métodos simulados.
- Incluir mejoras a los métodos MPPT, como son las estrategias de magnitud de perturbación variable en el método Perturbar y Observar (P&O) o combinaciones de dos o más métodos.
- Desarrollar un bloque de PLECS que no necesite de un archivo generado en Matlab para su funcionamiento, puede ser utilizando el mismo modelo utilizado en trabajo u otro que cumpla con los requisitos establecidos.

REFERENCIAS

- [1] Report from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions, “Renewable energy progress report”, Brussels, 27.3.2013 COM(2013) 175 final.
- [2] Gaëtan Masson (iCARES Consulting), Sinead Orlandi, Manoël Rekinger, “Global Market Outlook for Photovoltaics 2014 - 2018”, EPIA European Photovoltaic Industry Association, June 2014.
- [3] IEA International Energy Agency, “Trends in photovoltaic applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013”, Report IEA-PVPS T1-25:2014.
- [4] Ley N° 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, 22 de marzo de 2012. <http://bcn.cl/1m9nt>
- [5] R. Faranda, S. Leva, V. Maugeri, “MPPT techniques for PV Systems: energetic and cost comparison” in Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, pp. 1-6.
- [6] D. Sanz, “Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Applications”, Master of Science in Technology Thesis, Faculty of Electronics, Communications and Automation, Aalto University, 2010.
- [7] Ministerio de Energía (Chile), “Energías Renovables en Chile - El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé”, Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINENERGIA / GIZ), Santiago de Chile, 2014, pp. 55-80.

- [8] M.G. Villalva, J.R. Gazoli, E.R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 24, Issue 5, 2009, pp. 1198-1208.
- [9] Best Research-Cell Efficiencies, National Renewable Energy Laboratory, USA, 2014.
http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg
- [10] P. Midya, P. T. Krein, R. J. Turnbull, R. Reppa, and J. Kimball, “Dynamic maximum power point tracker for photovoltaic applications,” in Proc. 27th Annu. IEEE Power Electron. Spec. Conf., 1996, pp. 1710–1716.
- [11] D. Petreus, C. Farcas, I. Ciocan, “Modelling and Simulation of Photovoltaic Cells”, Acta Technica Napocensis - Electronics and Telecommunications, Volume 49, Number 1, 2008, pp.42-47.
- [12] M. Rashid, “Power Electronics Handbook”, 3rd ed., B-H, 2011.
- [13] J. Gow, C. Manning, “Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies”, IEE Proceedings, Electric Power Applications, Vol. 146, No.2, March 1999, pp. 193-200.
- [14] W. Xiao, W. Dunford, A. Capel, “A Novel Modeling Method for Photovoltaic Cells”, 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2004, pp. 1950-1956.
- [15] D. P. Hohm, M. E. Ropp, “Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test Bed”, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 2008, pp. 1699-1702.
- [16] T. Eswam, and P. L. Chapman, “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques”, IEEE Trans. Energy Conv., vol.22, no.2, June, 2007, pp.439-449.

- [17] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli, "Perturb and Observe MPPT Technique Robustness Improved", IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Vol. 2, 2004, pp. 845-850.
- [18] S.K. Kollimalla, M.K. Mishra, "A New Adaptive P&O MPPT Algorithm Based on FSCC Method for Photovoltaic System", International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT), 2013, pp. 406-411.
- [19] S.K. Kollimalla, M.K. Mishra, "Variable Perturbation Size Adaptive P&O MPPT Algorithm for Sudden Changes in Irradiance", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 5, Issue 4, 2014, pp. 718-728.
- [20] G.J. Yu, Y.S. Jung, J.Y. Choi, I. Choy, J.H. Song, G.S. Kim, "A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms", Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002, pp. 1531-1534.
- [21] F. Kazan, S. Karaki, R.A. Jabr, M. Mansour, "Maximum power point tracking using ripple correlation and incremental conductance", 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012, pp. 1-6.
- [22] T. Eseram, J.W. Kimball, P.T. Krein, P.L. Chapman, P. Midya, "Dynamic Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Arrays Using Ripple Correlation Control", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 21, Issue 5, 2006, pp. 1282-1291.
- [23] J.W. Kimball, P.T. Krein, "Discrete-Time Ripple Correlation Control for Maximum Power Point Tracking", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 23, Issue 5, 2008, pp. 2353-2362.
- [24] C. Barth, R.C.N. Pilawa-Podgurski, "Dithering Digital Ripple Correlation Control for Photovoltaic Maximum Power Point Tracking", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 30, Issue 8, 2015, pp. 4548-4559.

- [25] D. Shmilovitz, “On the control of photovoltaic maximum power point tracker via output parameters”, IEE Proceedings Electric Power Applications, Vol. 152, Issue 2, 2005, pp. 239-248.
- [26] M.A.G. de Brito, L. Galotto, L.P. Sampaio, G. de Azevedo e Melo, C.A. Canesin, “Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 60, Issue 3, 2013, pp. 1156-1167.
- [27] B. Subudhi, R. Pradhan, “A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 4, Issue 1, 2013, pp. 89-98.
- [28] J.C.H. Phang, D.S.H. Chan, J.R. Phillips, “Accurate analytical method for the extraction of solar cell”, Electronics Letters, Vol. 20, Issue 10, 1984, pp. 406–408.
- [29] Eur. Comm. Electrotech. Stand. - “Overall Efficiency of Grid Connected Photovoltaic Inverters”, Eur. Stand. EN 50530, 2010.
- [30] J. Schönberger, “Modeling a Photovoltaic String using PLECS”, Application example Ver. 04-13, Plexim GmbH.
- [31] ASTM E490-00a(2014), Standard Solar Constant and Zero Air Mass Solar Spectral Irradiance Tables, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2014, www.astm.org.
- [32] BP365U solar module datasheet, BP Solar.
- [33] Universidad Técnica Federico Santa María, “Irradiancia solar en territorios de la República de Chile”, Registro Solarimétrico, Proyecto CHI/00/G32 Chile: Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables, Santiago de Chile, 2008.
- [34] T. Andrejašič, M. Jankovec, M. Topič, “Comparison of direct maximum power point tracking algorithms using EN 50530 dynamic test procedure”, Renewable Power Generation, IET, Vol. 5, Issue 4, 2011, pp. 281-286.

ANEXOS

ANEXO A: ALGORITMOS MPPT.

A continuación se presentan los algoritmos utilizados en las simulaciones en PLECS.

Para programar estos algoritmos se utiliza el bloque programable C-Script de PLECS, donde el código en lenguaje C se puede separar en varios segmentos, los cuales son señalados al principio de cada uno y no forman parte del código.

A.1. Código para el Método Perturbar y Observar (P&O)

Declaraciones (Code declarations)	
1	<i>#define V Input(0)</i>
2	<i>#define I Input(1)</i>
3	<i>#define DELTA Input(2)</i>
4	<i>#define P_old DiscState(0)</i>
5	<i>#define V_old DiscState(1)</i>
6	<i>#define Vref_old DiscState(2)</i>
7	<i>static double P;</i>
8	<i>static double Vref;</i>
Código función de salida (Output function code)	
1	<i>if (Vref == 0)</i>
2	<i> Vref = 17;</i>
3	<i>P = V*I;</i>
4	<i>if (P > P_old)</i>
5	<i> if (V > V_old)</i>
6	<i> Vref = Vref + DELTA;</i>

7	<i>else</i>
8	<i>Vref = Vref - DELTA;</i>
9	<i>else</i>
10	<i>if (V > V_old)</i>
11	<i>Vref = Vref - DELTA;</i>
12	<i>else</i>
13	<i>Vref = Vref + DELTA;</i>
14	<i>Output(0) = Vref;</i>
Código función de actualización (Update function code)	
1	<i>P_old = P;</i>
2	<i>V_old = V;</i>
3	<i>Vref_old = Vref;</i>

A.2. Código para el Método Voltaje de Circuito Abierto Fraccional (Vfrac)

Declaraciones (Code declarations)	
1	<i>#define Voc_delta Input(0)</i>
2	<i>#define V Input(1)</i>
3	<i>#define i DiscState(0)</i>
4	<i>#define Vref DiscState(1)</i>
5	<i>#define k 0.79638</i>
Código función de salida (Output function code)	
1	<i>if (Vref == 0)</i>
2	<i>Vref = 17.1;</i>
3	<i>if (i == 99)</i>
4	<i>Vref = Voc_delta;</i>
5	<i>if (i == 100)</i>

6	$\{ V_{ref} = V * k;$
7	$i = 0; \}$
8	$Output(0) = V_{ref};$
Código función de actualización (Update function code)	
1	$i = i + 1;$

A.3. Código para el Método Gradiente de Temperatura

Declaraciones (Code declarations)	
1	$\#define Voc_stc \text{ Input}(0)$
2	$\#define T \text{ Input}(1)$
3	$\#define Kv \text{ Input}(2)$
4	$\#define V_{ref} \text{ DiscState}(0)$
5	$\#define k \text{ 0.79638}$
6	$\#define T_{stc} \text{ 25}$
Código función de salida (Output function code)	
1	$V_{ref} = (Voc_stc + (T - T_{stc}) * Kv) * k;$
2	$Output(0) = V_{ref};$

ANEXO B: SCRIPTS DE MATLAB.

A continuación se presentan los script de Matlab utilizados para generar la tabla necesaria para modelar el módulo fotovoltaico BP365U en PLECS. El script puede generar una tabla para cualquier módulo deseado cambiando los valores de la primera sección por los correspondientes al módulo que se desea utilizar. Estos scripts están basados en el trabajo realizado por M.G. Villalva [8].

```
%% Información del módulo fotovoltaico BP365U (datasheet).

Iscn = 3.99;           %Corriente de circuito abierto STC [A]
Vocn = 22.1;           %Voltaje de circuito abierto STC [V]
Imp = 3.69;            %Corriente para máxima potencia [A]
Vmp = 17.6;            %Voltaje para máxima potencia [V]
Pmax_e = Vmp*Imp;      %Potencia máxima del módulo [W]
Kv = -80e-3;           %Coeficiente voltaje/temperatura [V/K]
Ki = 0.0025935;        %Coeficiente corriente/temperatura [A/K]
Ns = 36;               %Número de celdas en serie

%% Constantes

k = 1.3806503e-23;     %Constante de Boltzmann [J/K]
q = 1.60217646e-19;    %Carga del electrón [C]
a = 1.2;               %Constante de idealidad el diodo
Egap = 1.8e-19;        %Bandgap del silicio cristalino en J (=1.124 eV)

Gn = 1000;             %Radiación solar STC [W/m^2]
Tn = 25 + 273.15;      %Temperatura STC [K]

Rsinc = 0.001;         %Valor de incremento de Rs

tol = 0.0001;          %Tolerancia del modelo, error máx de la potencia

nv = 500;              %Cantidad de valores en el vector de voltaje

nimax = 500000;        %Evita loops infinitos

%% Cálculo de Rs y Rp

%Definiciones iniciales

Rs_max = (Vocn - Vmp)/ Imp;      %Valor máx para Rs
Rp_min = Vmp/(Iscn-Imp) - Rs_max; %Valor mín para Rp
```

```

Rs = 0; %Valor inicial para Rs
Rp = Rp_min; %Valor inicial para Rp

G = 1000; %Radiación solar para cálculo de Rs Rp [W/m^2]
T = 25 + 273.15; %Temperatura para cálculo de Rs Rp [K]

Vt = a * k * T / q; %Voltaje termal a temperatura T

perror = Inf; %Valor inicial
ni = 0; %Contador de iteraciones

%Loop while para determinar Rs y Rp se ejecuta hasta que Pmax_m = Pmax_e
while (perror>tol) && (Rp > 0) && (ni < nimax)

ni = ni + 1;

dT = T-Tn; %Delta de temperatura
Ipn = (Rs+Rp)/Rp * Iscn; %Corriente fotovoltaica STC
Ipn = (Ipn + Ki*dT) * G/Gn; %Corriente fotovoltaica
Isc = (Iscn + Ki*dT) * G/Gn; %Corriente de corto circuito

Isatn = Iscn/(exp(Vocn/Vt/Ns)-1); %Corriente de saturación inversa del diodo
STC
Isat = Isatn; %Corriente de saturación inversa del diodo

Rs = Rs + Rsinc; %Incrementos de Rs
Rp_ = Rp; %Guarda valor anterior de Rp

Rp = Vmp*(Vmp+Imp*Rs)/(Vmp*Ipn-Vmp*Isat*exp((Vmp+Imp*Rs)/Vt/Ns)+Vmp*Isat-
Pmax_e);

%A continuación se resuelve la ecuación para I-V mediante Newton-Raphson
clear V
clear I

V = 0:Vocn/nv:Vocn; %Inicialización del vector de voltaje
I = zeros(1,size(V,2)); %Inicialización del vector de corriente
g = zeros(1,size(V,2)); %Inicialización de la variable auxiliar g
glin = zeros(1,size(V,2)); %Inicialización de la variable auxiliar glin
I_ = zeros(1,size(V,2)); %Inicialización de la variable auxiliar I_

for j = 1 : size(V,2)

g(j) = Ipn-Isat*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);

while (abs(g(j)) > 0.001) %Precisión del método Newton-Raphson

g(j) = Ipn-Isat*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
glin(j) = -Isat*Rs/Vt/Ns*exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns)-Rs/Rp-1;

```

```

I_(j) = I(j) - g(j)/glin(j);
I(j) = I_(j);

end % while (abs(g(j)) > 0.001)

end % for j = 1 : size(V,2)

P = I.*V; %Vector de potencia
Pmax_m = max(P); %Potencia máxima del modelo
perror = Pmax_m - Pmax_e;

end % while (error>tol)

if (Rp<0)
    Rp = Rp_; %Volver al valor anterior de Rp si el último es negativo
end % if (Rp<0)

%% Aquí se genera la tabla con los valores para I(V,G,T)
clear T G V I

T = 273.15:25:323.15; %Inicialización del vector de temperatura
G = 0:100:1000; %Inicialización del vector de radiación
V = 0:0.05:25; %Inicialización del vector de voltaje
I = zeros(1,size(V,2)); %Inicialización del vector de corriente
PVLookupData = zeros(size(V,2),size(G,2),size(T,2)); %Inicialización de la
tabla
g = zeros(1,size(V,2)); %Inicialización de la variable auxiliar g
glin = zeros(1,size(V,2)); %Inicialización de la variable auxiliar glin
I_ = zeros(1,size(V,2)); %Inicialización de la variable auxiliar I_

for tt=1:size(T,2)
for gg=1:size(G,2)
for vv=1:size(V,2)
    Vt = a * k * T(tt) / q; %Voltaje termal a temperatura T
    Vtn = a * k * Tn / q; %Voltaje termal a temperatura STC
    dT = T(tt)-Tn; %Delta de temperatura
    Ipvn = (Rs+Rp)/Rp * Iscn; %Corriente fotovoltaica STC
    Ipv = (Ipvn + Ki*dT) *G(gg)/Gn; %Corriente fotovoltaica
    Isc = (Iscn + Ki*dT) *G(gg)/Gn; %Corriente de corto circuito
    Isatn = Iscn/(exp(Vocn/Vtn/Ns)-1); %Corriente de saturación inversa del
diodo STC
    Isat = (Iscn+Ki*dT)/(exp((Vocn+Kv*dT)/Vt/Ns)-1); %Corriente de
saturación inversa del diodo

    g(vv) = Ipv-Isat*(exp((V(vv)+I(vv)*Rs)/Vt/Ns)-1)-(V(vv)+I(vv)*Rs)/Rp-I(vv);

while (abs(g(vv)) > 0.001) %Precisión del método Newton-Raphson

g(vv) = Ipv-Isat*(exp((V(vv)+I(vv)*Rs)/Vt/Ns)-1)-(V(vv)+I(vv)*Rs)/Rp-I(vv);
glin(vv) = -Isat*Rs/Vt/Ns*exp((V(vv)+I(vv)*Rs)/Vt/Ns)-Rs/Rp-1;

```

```

I_(vv) = I(vv) - g(vv)/glin(vv);
I(vv) = I_(vv);

end % while (abs(g(vv)) > 0.001)

PVLookupData(vv,gg,tt) = I(vv);

end %for vv=1:501
end %for gg=1:11
end %for tt=1:3

PVLookupData(PVLookupData<0)=0;
nombre_archivo=inputdlg('Nombre de archivo','Guardar
como:',1,{ 'TablaPanelPV.mat' });
save(nombre_archivo{1}, 'PVLookupData');

```