

Sistemas fotovoltaicos conectados a red: Una propuesta para evaluar y cuantificar fallos en el generador fotovoltaico

Grid-Connected photovoltaic systems: a proposal to evaluate and quantify faults in the photovoltaic generator

Roger Anner Proenza Yero^{1*} José Emilio Camejo Cuán¹ Rubén Ramos Heredia¹
Juan Raúl Massipe Hernández² Luis Vázquez Seidedos³

Recibido 25 de mayo de 2021, aceptado 03 de marzo de 2022

Received: Mayo 25, 2021 Accepted: March 03, 2022

RESUMEN

Una planta fotovoltaica de conexión a red de 7,5 kWp instalada en el Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES), de Santiago de Cuba, se utiliza para evaluar y cuantificar los fallos de corriente directa en un generador fotovoltaico. Se parte del modelo matemático del generador fotovoltaico, luego, se realiza un procedimiento para cuantificar las pérdidas operacionales del generador fotovoltaico y se ajusta el modelo matemático a las condiciones reales, a través de un ajuste polinomial. Se detectaron e identificaron el 100% de los fallos simulados, el 99,6% de las observaciones realizadas se encuentran dentro del rango establecido para un máximo de tasa de falsa alarma de 0,4%, evidenciando su eficiencia.

Palabras Clave: Sistemas fotovoltaicos, diagnóstico de fallos, monitorización y supervisión.

ABSTRACT

A 7,5 kWp rated power grid connection plant installed at the Solar Energy Research Center (SERC) in Santiago de Cuba is used to assess direct current failures and quantify in a photovoltaic generator. It is part of the mathematical model of the photovoltaic generator, then a procedure is performed to quantify the operational losses of the photovoltaic generator and the mathematical model is adjusted to the actual conditions, through a polynomial adjustment.

100% of simulated failures were detected and identified, 99,6% of observations made are within the range set for a maximum false alarm cup of 0,4%, demonstrating its efficiency.

Keywords: Photovoltaic systems, fault diagnosis, monitoring and supervision.

INTRODUCCIÓN

Una de las alternativas de generación de energía eléctrica, son las Energías Renovables, alternativa que en el año 2008 era muy baja su introducción

y utilización en Cuba. Actualmente, se vienen desarrollando acciones que prevén que para el año 2030 la generación eléctrica a partir de Fuentes Renovables de Energías (FRE), cubra el 24% de la demanda nacional [1 y 2], ver Figura 1.

¹ Centro de Investigaciones de Energía Solar. Santiago de Cuba, Cuba.
E-mail: rproenza@cies.cu, jcamejo@cies.cu, rramos@cies.cu

² AlmaRed Global. Madrid, España. E-mail: raul.massipe@almaredglobal.com

³ Universidad de Oriente. Santiago de Cuba. E-mail: lvazquez@uo.edu.cu

* Autor de correspondencia: rproenza@cies.cu

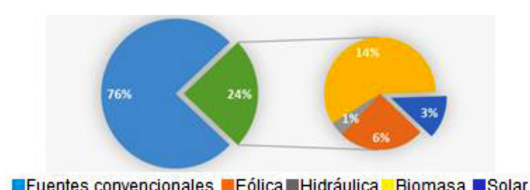


Figura 1. Generación eléctrica a partir de FRE para el 2030.

Dentro de las alternativas para la generación eléctrica, una de las más difundidas actualmente son los sistemas fotovoltaicos de conexión a red. El alto y estable nivel de irradiación en Cuba durante todo el año hace que este índice se encuentra alrededor de día, por lo que la autonomía y adaptabilidad de la tecnología a las condiciones locales favorecen su introducción.

Actualmente, uno de los objetivos que persiguen los grupos de investigadores y la industria de este sector es mejorar el rendimiento de los Sistemas Fotovoltaicos instalados durante su periodo de vida útil, es decir, disminuir las pérdidas, que los sistemas sean fiables, y cumplan con las medidas de seguridad y salud [3].

En condiciones de explotación, los fallos en los sistemas fotovoltaicos pueden provocar pérdidas de energía, desconexión parcial o total del sistema e incluso infracciones graves de seguridad [4]. La detección de estos en los sistemas fotovoltaicos es, por lo tanto, crucial para mantener las operaciones normales al proporcionar advertencias de fallos tempranos. De hecho, la detección precisa y temprana de fallos en un sistema fotovoltaico es crítica para evitar su progresión y reducir considerablemente las pérdidas de productividad [5].

Se han desarrollado varias técnicas de diagnóstico de fallos para los sistemas fotovoltaicos dividiéndose estas en dos grandes grupos: enfoques basados en el historial de procesos [6] y enfoques basados en modelos [7, 8 y 9], obteniéndose buenos resultados en cuanto a la detección e identificación temprana de fallos a nivel de sistema, principalmente en el lado de corriente directa. Las actuales restricciones que poseen estas técnicas es la no capacidad de determinar el número de elementos que se encuentran en condición de fallo, o sea, cantidad de módulos fotovoltaicos o cadenas de módulos fotovoltaicos,

lo que propicia un diagnóstico insuficiente para tomar acciones que eliminen el fallo y posibiliten una mayor eficiencia.

DESCRIPCIÓN DE LOS FALLOS TÍPICOS EN LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED (SFVCR)

Existe una amplia gama de condiciones de fallos que ocurren en el lado de la corriente continua [10 y 11]. Esto motiva la clasificación de los fallos basada en las propiedades eléctricas inducidas durante un fallo [12] y se categoriza en fallos de circuito abierto y fallos de cortocircuito [13 y 14]. El mismo estudio concluye que los fallos de cortocircuito presentan una caída significativa de tensión a la salida, pero también establece que los fallos de circuito abierto y la degradación causan una disminución significativa en la intensidad de la corriente.

Un fallo de cortocircuito puede afectar a las células, a los diodos de derivación o a los módulos. Se debe principalmente a la infiltración de agua en los módulos o al mal cableado entre el módulo y el inversor. Un fallo de circuito abierto puede ocurrir si cualquier ruta en serie a la carga se elimina accidentalmente o se abre un circuito cerrado. Ocurre principalmente debido a una interrupción en los cables entre los módulos fotovoltaicos o las células solares [5]. Estas relaciones son fundamentales para el modelo que se describe a continuación.

MODELADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO (GFV)

Existen varios modelos para predecir la producción de energía de un módulo o de un arreglo de módulos fotovoltaicos, bajo determinadas condiciones, basados en relaciones de tensión-corriente (I-V) que resulta de simplificaciones al modelo de diodo doble [15]:

- Modelo de 7 parámetros;
- Modelo de 5 parámetros;
- Modelo de Desempeño de Arreglos de Sandia;
- Modelo de King.

La mayoría de estos modelos tienen la desventaja que requieren métodos iterativos y valores de idealización para hacer coincidir las curvas I-V con la de una celda o módulo; además de requerir

datos experimentales que no se encuentran en las fichas técnicas del fabricante.

Para simular el comportamiento del generador fotovoltaico se ha seleccionado el modelo de cinco parámetros, [16] ya que, a diferencia de los demás modelos, solamente requiere información proporcionada por los fabricantes como contraparte requiere de métodos numéricos de solución de sistemas de ecuaciones [16].

El comportamiento de un módulo fotovoltaico puede ser modelado a partir del siguiente circuito equivalente, conocido como modelo de un diodo [17], Figura 2.

Para determinar la tensión (V) y la corriente (I), deben conocerse los cinco parámetros siguientes:

1. La corriente fotogenerada (I_L);
2. La corriente inversa de saturación del diodo (I_0);
3. La resistencia en serie (R_s);
4. La resistencia en paralelo (R_p);
5. El factor de idealidad modificado (a).

El modelo de un diodo, ver ecuación (1), determina la corriente y la tensión resultantes dados los parámetros de la celda solar [5] de la siguiente manera:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{V+I R_s}{a}} - 1 \right] - \frac{V+I R_s}{R_p} \quad (1)$$

La simulación de un generador fotovoltaico se compone de dos etapas:

Etapla 1. Extracción de parámetros en Condiciones Estándar de Medida (CEM).

La ecuación (1) depende de cinco parámetros desconocidos. Estos parámetros no se proporcionan en la hoja de datos del fabricante. Para hallar estos valores se ha empleado el método descrito por De Soto *et al.* [16].

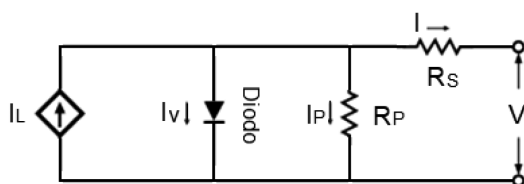


Figura 2. Circuito eléctrico equivalente de la celda solar.

Etapla 2. Determinación de los parámetros bajo cambios en las condiciones de operación.

A partir de la obtención de los cinco parámetros en condiciones CEM, y teniendo en cuenta las relaciones matemáticas de estos parámetros con las condiciones ambientales [16], es posible estimar los cinco parámetros para las condiciones reales de operación y simular el comportamiento del generador fotovoltaico en cualquier escenario.

RESULTADOS

Una planta fotovoltaica de conexión a red de 7,5 kWp, ubicada en el Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES) de Santiago de Cuba con: Latitud: 20° 00' 75" N y Longitud: 75° 77' 07" O, se ha utilizado para estudiar los fallos de corriente directa en un generador fotovoltaico. Está compuesta por 30 módulos fotovoltaicos (FV) de 250 Wp, del fabricante HELIENE modelo HEE215MA68, cuyos datos se muestra en la Tabla 1. Los módulos fotovoltaicos han sido montados en tres mesas, formadas por tres cadenas de 10 módulos y 2,50 kWp de potencia pico.

Las simulaciones se realizaron mediante el software MATLAB 2017b. A partir de los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico, que se muestra en la Tabla 1, se parametrizó el modelo matemático permitiendo la simulación del generador fotovoltaico para cualquier condición ambiental.

Procedimiento para la cuantificación de las pérdidas operacionales

Existen dos categorías para clasificar las pérdidas de energía que ocurren en un sistema fotovoltaico: pérdidas operacionales y fallos. Las primeras, inherentes en cualquier sistema fotovoltaico, están asociadas a la inconsistencia entre la eficiencia nominal declarada por el fabricante y la real, las pérdidas de energía resistiva en los cables o las pérdidas debido a la degradación de los componentes. Por otra parte, los fallos, debido al mal funcionamiento o un cambio no esperado en el comportamiento de al menos un componente del sistema [18].

La separación de pérdidas en dos categorías viabiliza el proceso de gestión de la eficiencia mediante acciones de mantenimiento en el SFVCR. Las acciones dirigidas a minimizar pérdidas operacionales pretenden mantener

Tabla 1. Características eléctricas del módulo fotovoltaico HELIENE HEE215MA68.

	HEE215MA72	HEE215MA71	HEE215MA70	HEE215MA69	HEE215MA68
POWER	270	265	260	255	250
STC (Standard Test Conditions)					
Nominal power P_{MPP} (W)	270	265	260	255	250
Nominal voltage u_{MPP} (V)	31,25	31,05	30,84	30,65	30,3
Nominal current I_{MPP} (A)	8,64	8,55	8,46	8,32	8,22
Open circuit voltage V_{OC} (V)	38,15	37,9	37,73	37,5	37,4
Short circuit current I_{SC} (A)	9,05	8,97	8,9	8,86	8,72
STC: Irradiation 1000W/m ² - Air mass AM 1.5 - Cell temperature 25 °C					
NOCT (Normal Operation Cell Temperature)					
Nominal power P_{MPP} (W)	197	193	190	186	183
Nominal voltage u_{MPP} (V)	28,23	27,95	27,77	27,6	27,3
Nominal current I_{MPP} (A)	6,97	6,90	6,84	6,74	6,7
Open circuit voltage V_{OC} (V)	35,4	35,1	34,9	34,6	34,5
Short circuit current I_{SC} (A)	7,37	7,35	7,32	7,28	7,25
NOCT: Cell temperature (= 45 °C) – Irradiation 800 W/m ² – Wind speed 1m/s – Temperature 20 °C					

las condiciones nominales de operación y velar por los términos de garantía de los elementos principales que constituyen el sistema. Las acciones para corregir fallos pretenden vigilar el comportamiento de los componentes del sistema, y en caso de una situación de fallo, informarlo mediante una alarma.

La opción que se expone parte de considerar que el comportamiento del generador fotovoltaico se calcula a partir del modelo de 5 parámetros, las variables de entrada son: la irradiación incidente y la temperatura de operación de las células solares, Figura 3.

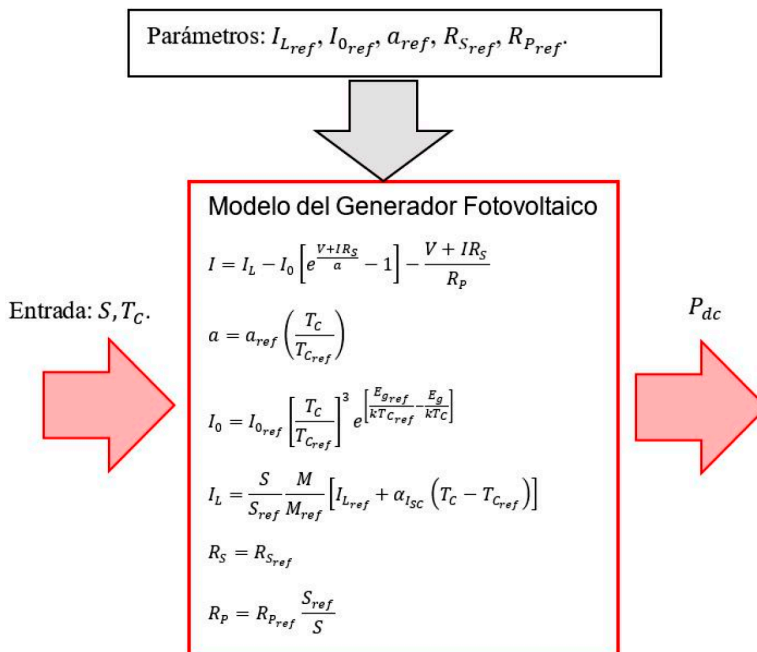


Figura 3. Sistema de ecuaciones que definen el comportamiento del generador fotovoltaico.

El procedimiento para cuantificar las pérdidas operacionales consiste en:

A partir de una Base de Datos de Operación del SFVCR:

- Obtener la potencia, tensión y corriente de salida del GFV para las condiciones de irradiación (S) y temperatura del módulo FV (T_c) durante un tiempo suficiente como para cubrir la mayor parte del espectro de condiciones de operación [19].
- Calcular la potencia, tensión y corriente de salida del GFV partiendo del modelo descrito anteriormente, para las condiciones de irradiación y temperatura del módulo FV obtenidos de la Base de datos de operación del SFVCR.
- Comparar la potencia, tensión y corriente de la Base de Datos de Operación respecto a las obtenidas a partir del modelo, ecuaciones (2), (3) y (4) y realizar un ajuste polinomial para estas variables.

La estructura de los polinomios se define a continuación:

$$P_{dc, EXP} = (a_{Pdc} + b_{Pdc} (T_c - 25^\circ C) + c_{Pdc} S) P_{dc, SIM}$$

siendo a_{Pdc} en el valor definido por la recta $P_{dc, EXP} = (a_{Pdc}) P_{dc, SIM}$.

$$V_{dc, EXP} = (a_{Vdc} + b_{Vdc} (T_c - 25^\circ C)) V_{dc, SIM}$$

siendo a_{Vdc} en el valor definido por la recta $V_{dc, EXP} = (a_{Vdc}) V_{dc, SIM}$.

$$I_{dc, EXP} = (a_{Idc} + b_{Idc} (T_c - 25^\circ C)) I_{dc, SIM}$$

siendo a_{Idc} en el valor definido por la recta $I_{dc, EXP} = (a_{Idc}) I_{dc, SIM}$.

Donde:

S es la Irradiancia expresada en $\frac{W}{m^2}$.

T_c es la temperatura de operación del módulo FV expresado en $^\circ C$.

$P_{dc, EXP}$, $P_{dc, SIM}$ es la potencia de salida del GFV medida y simulada respectivamente expresada en W.
 $V_{dc, EXP}$, $V_{dc, SIM}$ es la potencia de salida del GFV medida y simulada respectivamente expresada en V.
 $I_{dc, EXP}$, $I_{dc, SIM}$ es la corriente de salida del GFV medida y simulada respectivamente expresada en A.

Análisis de datos. Criterios de evaluación

El proceso de evaluación en el generador se realiza empleando el Modelo de cinco parámetros. Inicialmente, se estiman los parámetros para las condiciones estándar de medidas (CEM) y se obtiene la potencia máxima a la salida del generador, así como la tensión y la corriente en el punto de máxima potencia, estimada para cada uno de los

pares Irradiación y Temperatura de operación que componen la tabla de mediciones.

La potencia máxima medida se toma como valor de referencia para el ajuste polinomial de la superficie formada por la potencia máxima simulada, teniendo como base (Irradiación y temperatura de operación). En el caso de la tensión se toman como pares de coordenadas ($V_{dc,sim}$, $V_{dc,exp}$) para los cuales se realiza un ajuste de curva, lo mismo sucede para la corriente ($I_{dc,sim}$, $I_{dc,exp}$).

A través de estos ajustes es posible determinar la degradación del GFV de acuerdo a los coeficientes a, b y c siendo a, el coeficiente principal de desviación. La misma se calcula de la siguiente manera, d (%) = $(1-a) * 100\%$.

Llegados a este punto se compara el índice de degradación obtenido con el correspondiente del sistema teniendo en cuenta los años de operación del GFV. Si la degradación se encuentra en el intervalo declarado por el fabricante, Datasheet, se toma como positivo el estado actual del GFV, si la degradación estimada supera el intervalo se toma como negativo y si es inferior se toma como positivo el rendimiento del sistema.

Cuantificación de las pérdidas operacionales en el SFV-CIES de 7,5 kWp.

Para realizar la evaluación del generador fotovoltaico es necesario contar con mediciones previas del mismo. Mediciones que incluyen las variables: irradiancia incidente, temperatura de operación, tensión MPP (punto de máxima potencia), corriente MPP. En Base de Datos de Operación del SFVCR obtenida, se recogen 145 medidas de las variables mencionadas anteriormente, con las variables ambientales en este rango: Irradiancia $\left[603 \frac{W}{m^2}; 1157 \frac{W}{m^2}\right]$ y temperatura de operación $[48^\circ C; 59^\circ C]$. Esta base de datos es obtenida a partir del software Fronius Solar Access en el mes de septiembre del 2020, Tabla 2.

Los resultados de los coeficientes de ajuste polinomial para este caso en particular son:

Para el análisis de la potencia máxima en el GFV del SFVCR.

- a = 0,93 indica que la degradación promedio es d = 7%. Teniendo en cuenta los 5 años de explotación, que la tecnología es silicio y la

Tabla 2. Estructura de la tabla de mediciones.

Irradiación (W/m ²)	Temperatura (°C)	V _{mpp} (V)	I _{mpp} (A)
603,58	48,60	273	9,34
605,64	48,50	268	9,5
607,7	48,60	273	9,4
612,85	48,60	273	9,46
658,17	50,20	270	10,16
660,23	50,20	270	10,2
659,2	50,20	270	10,18
644,78	50,00	269	9,98
646,84	49,90	274	9,84

tolerancia de desviación de potencia máxima es de 3% (datos de fabricante), la degradación debería ser de $3,5\% \pm 3\%$ o sea, en el rango de $[0,5\%; 6,5\%]$. Sin embargo, la degradación actual es de 7%, fuera de rango en función de lo declarado por fabricante, con un margen promedio de 3,5%. teniendo en cuenta lo planteado anteriormente se infiere que existe un déficit de energía de aproximadamente 35.4 kWh/mes para este caso.

- $b = -5,67 \cdot 10^{-4}\%/^{\circ}\text{C}$ revela que el índice de variación de la potencia máxima en función de la temperatura de operación del módulo FV, dato

que se encuentra en el Datasheet del fabricante, Tabla 3, se corresponde con las mediciones reales. Nótese que, para el rango de temperatura de las mediciones realizadas, $[48^{\circ}\text{C}; 59^{\circ}\text{C}]$, la degradación varía negativamente en el rango $[-0,0130\%; -0,0193\%]$, o sea, la degradación promedio es $d = 7\% \pm (-0,0161\%)$. La influencia del coeficiente b es casi 100 veces menor que la degradación promedio por lo que se concluye que el coeficiente de variación de la potencia máxima en función de la temperatura de operación del módulo FV ($-0,43$), Tabla 3, es representativo del comportamiento de la potencia máxima.

Tabla 3. Características eléctricas del módulo fotovoltaico HELIENE HEE215MA68, coeficientes de variación por temperatura.

Power	HEE215MA72	HEE215MA71	HEE215MA70	HEE215MA69	HEE215MA68
	270	265	260	255	250
STC (Standard Test Conditions)					
Nominal power P _{MPP} (W)	270	265	260	255	250
Nominal voltage u _{MPP} (V)	31.25	31.05	30.84	30.65	30.3
Nominal current I _{MPP} (A)	8.64	8.55	8.46	8.32	8.22
Open circuit voltage V _{OC} (V)	38.15	37.9	37.73	37.5	37.4
Short circuit current I _{SC} (A)	9.05	8.97	8.9	8.86	8.72
STC: Irradiation 1000W/m ² – Air mass AM 1.5 – Cell temperature 25 °C					
NOCT (Normal Operation Cell Temperature)					
Nominal power P _{MPP} (W)	197	193	190	186	183
Nominal voltage u _{MPP} (V)	28.23	27.95	27.77	27.6	27.3
Nominal current I _{MPP} (A)	6.97	6.90	6.84	6.74	6.7
Open circuit voltage V _{OC} (V)	35.4	35.1	34.9	34.6	34.5
Short circuit current I _{SC} (A)	7.37	7.35	7.32	7.28	7.25
NOCT: Cell temperature (= 45 °C) – Irradiation 800 W/m ² – Wind speed 1m/s – Temperature 20 °C					
Electrical and thermal characteristics					
System tension (V): 1000	Temp. Coeff. V _{oc} (%/°C) -0,34			Temp. Coeff. P _{MPP} (%/°C) -0.43	
Reverse current (A): 12	Temp. Coeff. I _{SC} (%/°C) +0,07			Operating Temp. -40 till +85 °C	
Any additional information can be supplied under request					

Para el análisis de la corriente en el punto de máxima potencia en el Generador FV.

- $a = 0,9482$ indica que la influencia mayor en la degradación promedio es de la corriente, responsable del 74% de la degradación total del GFV, parámetro que es afectado fundamentalmente por el envejecimiento de los módulos FV.
- $b = -2,6 * 10^{-04}\%/^{\circ}\text{C}$ revela que el índice de variación de la corriente en función de la temperatura de operación del módulo FV, dato que se encuentra en el Datasheet del fabricante, se corresponde con las mediciones reales. La influencia del coeficiente b es cerca de 100 veces menor que la degradación promedio por lo que se concluye que el coeficiente de variación de la corriente en función de la temperatura de operación del módulo FV ($0,07\%/^{\circ}\text{C}$) es representativo del comportamiento de la corriente en el punto de máxima potencia en relación con la temperatura.

Para el análisis de la tensión en el punto de máxima potencia en el GFV.

- $a = 0,982$ indica que la influencia menor en la degradación promedio es de la tensión, responsable de solo el 26%, aproximadamente, de la degradación total del generador FV, parámetro que no es afectado fundamentalmente por el envejecimiento de los módulos FV.
- $b = -3,33 * 10^{-04}\%/^{\circ}\text{C}$ revela que el índice de variación de la tensión en función de la temperatura de operación del módulo FV, dato que se encuentra en el Datasheet del fabricante, se corresponde con las mediciones reales. La influencia del coeficiente b es cerca de 100 veces menor que la degradación promedio por lo que se concluye que el coeficiente de variación de la tensión en función de la temperatura de operación del módulo FV ($-0,34$) es representativo del comportamiento de la tensión en el punto de máxima potencia en relación con la temperatura.

Gráfico de control EWMA para detección de fallos

Tradicionalmente en las industrias manufactureras, el control estadístico se usa para monitorear y controlar la calidad del producto. Los gráficos estadísticos de control de procesos ayudan a los operadores a identificar la aparición de posibles fallos, tales como cortocircuitos, circuitos abiertos, polarización del sensor, entre otros [9].

Estos cuadros estadísticos incluyen Shewhart, suma acumulativa (CUSUM) y gráficos EWMA (promedio móvil ponderado exponencialmente). Los métodos estadísticos univariados, como el gráfico Shewhart y EWMA, se han utilizado ampliamente para monitorear procesos industriales durante muchos años [20].

Una vez desarrollado y validado el modelo matemático, definido el polinomio de ajuste del modelo a los datos reales de operación y aprovechando los gráficos de control Shewhart, es posible la estimación de los residuos, importante en los sistemas de diagnóstico de fallos.

Un residuo, ver ecuación (5), por definición no es más que la diferencia entre el valor del sistema real y el simulado a partir de un modelo matemático:

$$r(k) = y(k) - \hat{y}(k) \quad (5)$$

Donde:

- $r(k)$. Es el residuo en el instante k ;
- $y(k)$. Es la salida real del sistema en el instante k ;
- $\hat{y}(k)$. Es la salida estimada por el modelo en el instante k .

El gráfico de control Shewhart se aplica para monitorear los residuos obtenidos del sistema de diagnóstico de fallos. Los límites de control superior e inferior para los residuos, ecuación (6), se establecen alrededor de la media en función de la regla de tres sigmas:

$$NI / NS = \mu_0 \pm 3\sigma_0, \quad (6)$$

Donde

- σ_0 es la desviación estándar de los datos sin errores.

Los residuos utilizados, partiendo de las características del sistema de monitoreo, así como las ventajas que brinda la simplificación del análisis de diagnóstico, son del tipo estructurados. El procedimiento de diseño consta de dos pasos: el primero es especificar las relaciones de sensibilidad e insensibilidad entre los residuos y los fallos de acuerdo con la tarea de aislamiento asignada; en segundo lugar, se diseña un conjunto de generadores de residuos que dependen de las relaciones de sensibilidad e insensibilidad especificadas [3].

El análisis de sensibilidad parte de la clasificación de fallos que ocurren en el lado de corriente continua.

Los de cortocircuito exhiben una caída significativa de tensión, por lo que la variable sensible a este tipo de fallo es la tensión, siendo este un buen indicador de este tipo de fallo. Por otro lado, los fallos de circuito abierto presentan una caída significativa de corriente, la variable sensible a este tipo de fallo es la corriente. Por otra parte, la potencia máxima, al ser afectado por ambos fallos es un buen indicador para la detección de estos.

Partiendo de este análisis se definieron los residuos:

$$RI = \left(\frac{I_{mpp\ real}}{(a_{Idc} + b_{Idc}(T_c - 25^\circ C))I_{mpp\ sim}} - 1 \right) * 100\% \quad (7)$$

$$RV = \left(\frac{V_{mpp\ real}}{(a_{Vdc} + b_{Vdc}(T_c - 25^\circ C))V_{mpp\ sim}} - 1 \right) * 100\% \quad (8)$$

$$RP = \left(\frac{P_{mpp\ real}}{(a_{Pdc} + b_{Pdc}(T_c - 25^\circ C) + c_{Pdc}S)P_{mpp\ sim}} - 1 \right) * 100\% \quad (9)$$

Donde:

- $I_{mpp\ real}$ y $I_{mpp\ sim}$ corriente en PMP medida y simulada;
- $V_{mpp\ real}$ y $V_{mpp\ sim}$ tensión en PMP medida y simulada;
- $P_{mpp\ real}$ y $P_{mpp\ sim}$ potencia en PMP medidas y simuladas;
- a_{Idc} ; b_{Idc} ; a_{Vdc} ; b_{Vdc} ; a_{Pdc} ; b_{Pdc} y c_{Pdc} coeficientes.

La forma de conexión del generador fotovoltaico puede determinar, aproximadamente, cuanto representa un módulo o una cadena en las variables monitoreadas, por lo que estos residuos permiten, a partir de su magnitud, determinar la cantidad de módulos o cadenas de módulos que se encuentran fuera de su operación normal ya que están definidos como pérdidas porcentuales.

Se parte de la potencia máxima para detectar un fallo. Esta elección se debe al hecho de que los

fallos afectan inevitablemente a esta variable y se usa como un indicador de fallo [21, 22]. Por otro lado, tanto la corriente como la tensión no son aptas para ser utilizados como indicadores sensibles en esta etapa. Por ejemplo, cuando se produce un cortocircuito en un módulo fotovoltaico, el valor de la corriente no cambiará significativamente desde su punto de operación normal y si aparecerá un cambio sustancial en el indicador de potencia máxima. La misma situación ocurre cuando una cadena está completamente desconectada, la tensión permanece inalterada en relación con su estado normal a diferencia de la potencia máxima, que si disminuye considerablemente [5].

En la etapa de aislamiento, los indicadores de corriente y tensión si tienen relevancia, por un lado, un módulo en cortocircuito afecta principalmente al indicador de tensión mientras que por otro lado un fallo por circuito abierto en una cadena afecta principalmente el indicador de corriente. En la Tabla 4 se muestra la matriz de firmas de fallos, resultado del análisis detectabilidad/aislabilidad del sistema.

Utilizando datos de operación de la planta fotovoltaica, objeto de este estudio, se calcularon los límites de control dentro de los cuales el sistema debe operar si se encuentra libre de fallos. Para ello se llevaron a cabo dos casos de estudio que involucran diferentes tipos de fallos. En el primer caso, se supone que el sistema fotovoltaico contiene uno o más módulos fotovoltaicos en cortocircuito. En el segundo caso se considera una cadena fotovoltaica en circuito abierto.

El cálculo de los límites de control, que definen el buen desempeño de una planta fotovoltaica, se realizó a partir de la base de datos del mes de septiembre del 2020. Los residuos se obtuvieron a partir de las ecuaciones (7, 8 y 9). En la Tabla 5 se muestran los límites de control de los residuos (RI ,

Tabla 4. Matriz de firma de fallos del generador fotovoltaico.

	Operación Normal	Fallos cortocircuito			Fallo circuito abierto
Residuos	Normal	F1	F2	F3	F4
$RP \in [NI_{RV} \quad NS_{RV}]$	1	0	0	0	0
$RP \in [NI_{RV} - 10\% \quad NS_{RV} - 10\%]$	0	1	0	0	0
$RV \in [NI_{RV} - 20\% \quad NS_{RV} - 20\%]$	0	0	1	0	0
$RV \in [NI_{RV} - 40\% \quad NS_{RV} - 40\%]$	0	0	0	1	0
$RV \in [NI_{RV} - 50\% \quad NS_{RV} - 50\%]$	0	0	0	0	1

Tabla 5. Límites de control de los residuos del SFVCR.

Variables observadas	Límites de control
RP residuo de P_{mpp}	NS = 4,1 NI = 4,1
RV residuo de V_{mpp}	NS = 1,5 NI = 1,5
RI residuo de I_{mpp}	NS = 4,6 NI = 4,6

RV y RP) obtenidos como parte del análisis de los datos de operación.

En la Figura 4 se observa cómo se mantiene RP dentro de los límites de control evidenciando que el sistema se encuentra libre de fallos. La Figura 5 y Figura 6 muestran como el comportamiento de

RI y RV se mantiene, también, dentro del rango establecido de operación normal.

Es importante destacar que aun cuando el sistema se encuentra en la condición normal de operación, existen valores de los residuos que se escapan de la zona libre de fallos. De los 3582 puntos obtenidos en los residuos, se tiene 15 puntos del residuo de RP , que se encuentran fuera del rango establecido en la condición normal de operación, lo que equivale a una tasa de falsa alarma de 0,4%. Este valor significa que el 99,6% de las observaciones se encuentran dentro del rango establecido, en correspondencia con lo planteado por Montgomery [19].

Estudio de caso de cadenas FV en cortocircuito

En este caso de estudio se evalúa el comportamiento que presenta el algoritmo de diagnóstico de fallos

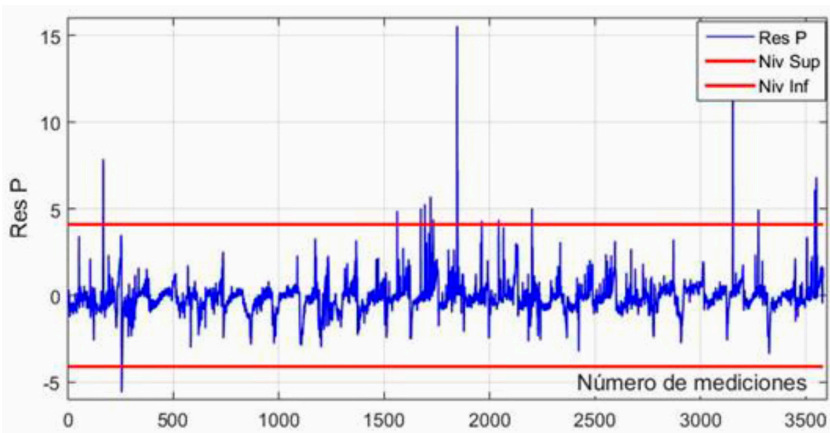


Figura 4. Residuo RP de la planta fotovoltaica de conexión a la red libre de fallos.

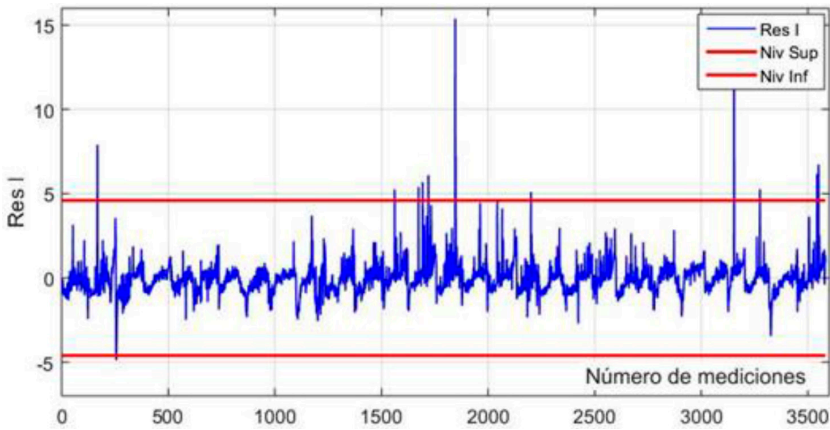


Figura 5. Residuo RI de la planta fotovoltaica de conexión a la red libre de fallos.

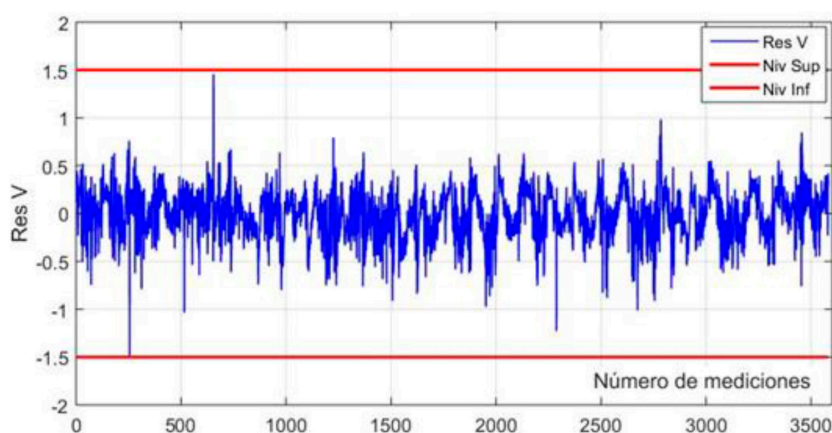


Figura 6. Residuo RV de la planta fotovoltaica de conexión a la red libre de fallos.

cuando se presenta un fallo por cortocircuito en módulos fotovoltaicos. Se analizan tres ejemplos de fallos para este caso: un módulo fotovoltaico en cortocircuito, dos módulos fotovoltaicos en cortocircuito y cuatro módulos fotovoltaicos en cortocircuito.

• Un módulo FV en cortocircuito

A partir del análisis de los datos se puede ver que los residuos de corriente directa se encuentran dentro de los límites de control, es decir, este tipo de fallos no afecta considerablemente este indicador. No siendo así para el residuo de tensión que si exhibe una desviación en correspondencia con los límites de control.

Debido a que un módulo fotovoltaico está desconectado, se pierde una potencia equivalente al 10% de la potencia nominal, evidenciando la presencia de un fallo en esa cadena fotovoltaica. La Figura 7 muestra cuando se detecta el fallo, y en la Figura 8 y Figura 9

se analizan los resultados relacionados con la corriente y la tensión de salida para identificar el tipo de fallo.

Se identifica un fallo de cortocircuito ya que el residuo de corriente permanece dentro de los límites de control mientras el residuo de tensión se desvía de este rango. La magnitud del residuo de tensión puede determinar la cantidad de módulos fotovoltaicos que se encuentran en fallo, teniendo en cuenta que están conectados 10 módulos en serie y el residuo exhibe una caída del 10%, se infiere que un módulo se encuentra en fallo por cortocircuito.

Estudio de caso de cadenas fotovoltaicas en circuito abierto

En este caso se evalúa el rendimiento del algoritmo de detección de fallos cuando ocurre un fallo de circuito abierto. Para hacerlo, en un arreglo fotovoltaico se desconecta la segunda cadena del sistema fotovoltaico

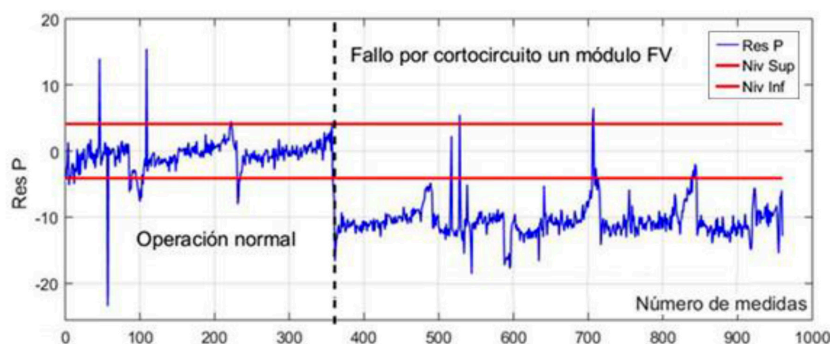


Figura 7. Control EWMA para el residuo RP en un fallo de cortocircuito en un módulo.

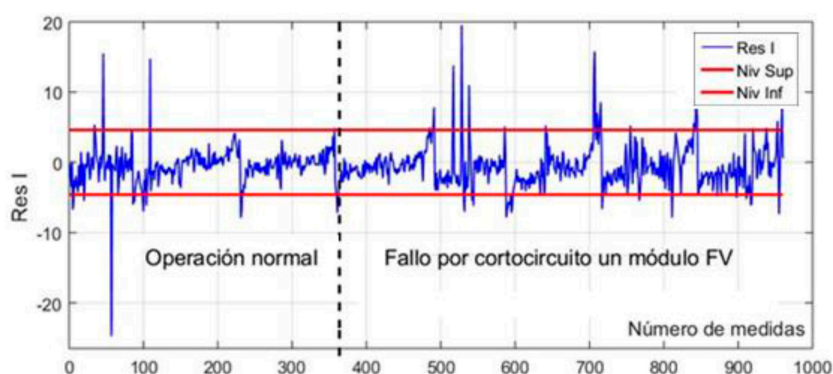


Figura 8. Control EWMA para el residuo RI en un fallo de cortocircuito en un módulo.

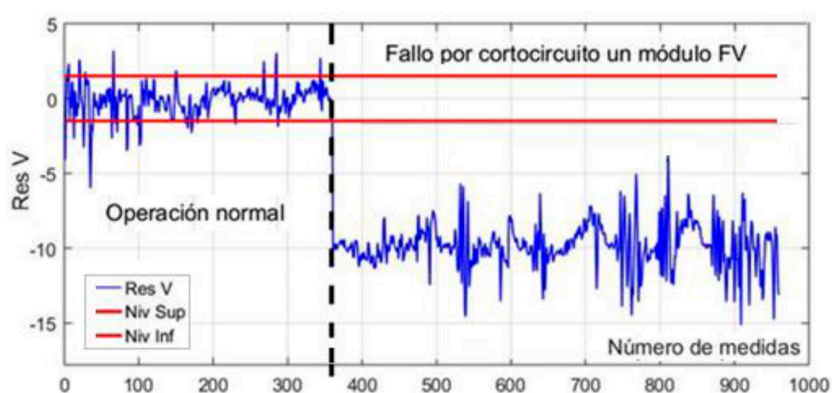


Figura 9. Control EWMA para el residuo RV en un fallo de cortocircuito en un módulo.

monitoreado. Debido a que una de las dos cadenas del arreglo fotovoltaico está desconectada, se pierde una gran cantidad de energía, casi el 50% de la potencia. Después de detectar la presencia del fallo, Figura 10, se analizan los resultados relacionados con la corriente y la tensión para identificar el tipo de fallo, Figura 11 y Figura 12.

Se identifica un fallo de circuito abierto ya que el residuo de tensión permanece dentro de los límites de control mientras el residuo de corriente se desvía de este rango. Con la magnitud del residuo de corriente se puede determinar la cantidad de cadenas FV que se encuentran en fallo, considerando que están conectadas dos cadenas y el residuo exhibe una caída del 50% se infiere que una cadena se encuentra en fallo por circuito abierto de acuerdo con el fallo simulado.

CONCLUSIONES

Los enfoques de diagnóstico de fallos basados en modelos, tanto la irradiancia como la temperatura del módulo fotovoltaico, son necesarios para predecir el punto de máxima potencia de la planta fotovoltaica de conexión a red.

La evaluación y cuantificación de fallos en el generador fotovoltaico contribuye a mejorar los indicadores de eficiencia, mantenimiento y disponibilidad al reducir los tiempos de parada, detección y reparación de los módulos fotovoltaicos en particular y de la planta fotovoltaica de conexión a red en su conjunto.

Utilizando datos medidos de la planta fotovoltaica de conexión a red del CIES de 7,5 kWp instalado en

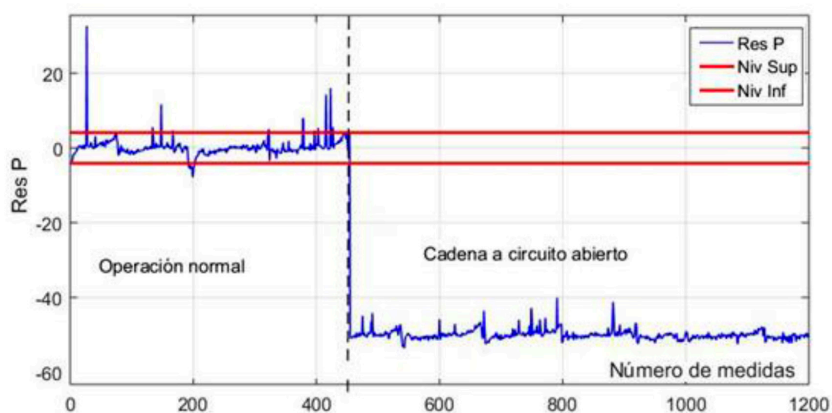


Figura 10. Control EWMA para el residuo RP en presencia de un fallo de circuito abierto.

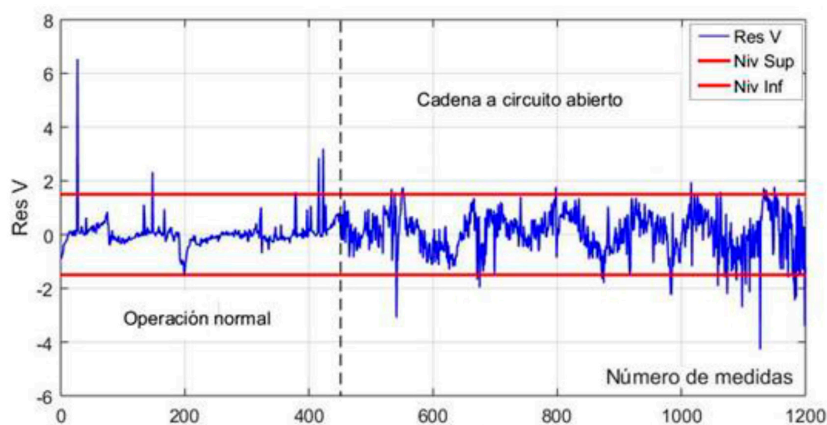


Figura 11. Control EWMA para el residuo RV en presencia de un fallo de circuito abierto.

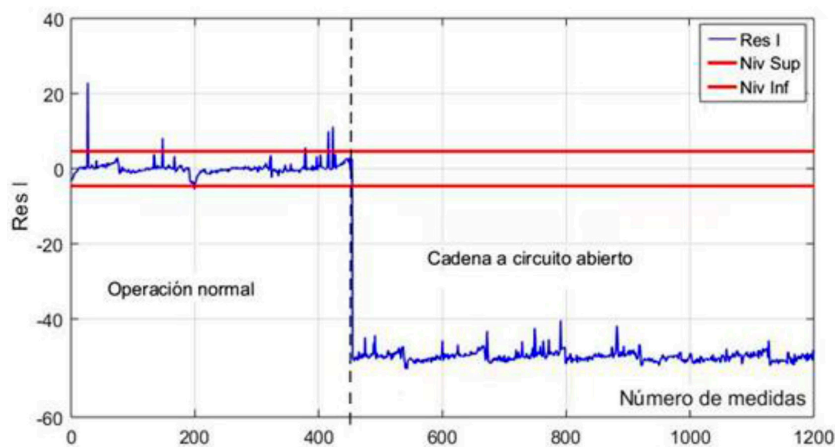


Figura 12. Control EWMA para el residuo RI en presencia de un fallo de circuito abierto.

Santiago de Cuba, mediante la cuantificación de las pérdidas operacionales, se detectaron e identificaron el 100% de los fallos simulados y los ensayos en condiciones de operación normal presentaron una tasa de falsa alarma de 0,4%, evidenciando su eficiencia.

REFERENCIAS

- [1] A. Sagastume Gutiérrez, J.J. Cabello Eras, D. Huisinhc, C. Vandecasteeled and L. Hense. "The current potential of low-carbon economy and biomass-based electricity in Cuba. The case of sugarcane, energy cane and marabu (*Dichrostachys cinerea*) as biomass sources". *Journal of Cleaner Production*. Vol. 17 N° 2, pp. 3-29. 2018. DOI:10.1016/j.jclepro.2017.11.209.
- [2] S. Stettler, P. Toggweiler, E. Wiemken, W. Heidenreich, A.C. Keizer, W.G. Sark, S. Feige, M.Schneider, G.E. Heilscher, R. Lorenz, A. Drews and D. Heinemann. "Failure Detection Routine for Grid Connected Pv Systems as Part of the PVsat2 Project". *Twentieth European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. 2005.
- [3] T. Berbesi. "Aplicacion de técnicas robustas para detección y diagnóstico de fallos". Tesis Doctoral. Universidad de Valladolid. Valladolid,España. 2012.
- [4] B. Brooks. "The bakersfield fire: a lesson in ground-fault protection". *SolarPro*. Issue 4.2. 2011.
- [5] E. Garoudja, F. Harrou, Y. Sun, K. Kamel, A. Chouder and S. Silvestre. "Statistical fault detection in photovoltaic systems". *Solar Energy*. Vol. 150 N° 1, pp. 485-499. 2017. DOI:10.1016/j.solener.2017.04.043.
- [6] H. Mekki, A. Mellit and H. Salhi. "Artificial neural network-based modelling and fault detection of partial shaded photovoltaic modules". *Simulation Modelling Practice and Theory*. Vol. 67, pp. 1-13. 2016. DOI:10.1016/j.simpat.2016.05.005.
- [7] A. Chouder and S. Silvestre. "Analysis model of mismatch power losses in PV systems". *Journal of Solar Energy Engineering*. Vol. 131, pp. 024504-5. 2009. DOI:10.1115/1.3097275.
- [8] A. Chouder and S. Silvestre. "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis". *Energy Conversion and Management*. Vol. 51, pp. 1929-1937. 2010. DOI:10.1016/j.enconman.2010.02.025.
- [9] S. Vergura, G. Acciani, V. Amoroso, G. Patronoand and F. Vacca. "Descriptive and inferential statistics for supervising and monitoring the operation of pv plants". *Industrial Electronics, IEEE Transactions on Energy Conversion*, pp. 4456-4464. 2009. DOI: 10.1109/TIE.2008.927404.
- [10] M. Muñoz, M. Alonso-García, N. Vela and F. Chenlo. "Early degradation of silicon pv modules and guaranty conditions". *Solar Energy*. Vol. 85, pp. 2264-2274. 2011. DOI:10.1016/j.solener.2011.06.011.
- [11] A. Houssein, N. Héraud, I. Souleiman and G.Pellet. "Monitoring and fault diagnosis of photovoltaic panels". *IEEE International Energy Conference, Manama*, pp. 389-394. 2010. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2010.5771711.
- [12] Y. Zhao. "Fault analysis in solar photovoltaic arrays". Master's Thesis. Northeastern University. Boston, Massachusetts, USA. 2010.
- [13] Y. Zhao, B. Lehman, R. Mosesian and J. de Palma. "Outlier detection rules for fault detection in solar photovoltaic arrays". *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). Twenty-Eighth Annual IEEE*, pp. 2913-2920. 2013. DOI: 10.1109/APEC.2013.6520712.
- [14] Y. Zhao, R. Ball, R. Mosesian, J. de Palma and B. Lehman. "Graph-based semi-supervised learning for fault detection and classification in solar photovoltaic arrays". *IEEE Transactions on Power Electronics*. Vol. 30 N° 5, pp. 2848-2858. 2014. DOI: 10.1109/TPEL.2014.2364203.
- [15] H. Tian, F. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi and P. Jenkins. "Detailed Performance Model for Photovoltaic Systems: Preprint". *National Renewable Energy Laboratory*. USA. 2012.
- [16] W. de Soto Klein and W.A. Beckman. "Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance". *Solar Energy*. Vol. 80 N° 2, pp. 78-88. 2006. DOI:10.1016/j.solener.2005.06.010.
- [17] J.A. Duffie and W.A. Beckman. "Solar Engineering of Thermal Processes". John

- Wiley & Sons. Fourth Edition. New Jersey, USA. 2013.
- [18] S. K. Firth. "Raising efficiency in photovoltaic systems: high resolution monitoring and performance analysis". The Institute of Energy and Sustainable Development De Montfort University. 2006.
- [19] E. Lorenzo, F. Martínez, J. Muñoz y L. Narvarte. "Predicción y ensayo de la producción de la energía FV conectada a la red". Era Solar: Energías renovables. N° 139, pp. 22-31. 2007. ISSN 0212-4157.
- [20] D. Montgomery. "Introduction to Statistical Quality Control". John Wiley & Sons. Sixth Edition. USA. ISSN: 978-0-470-16992-6. 2009.
- [21] D.S. Pillai and N. Rajasekar. "A comprehensive review on protection challenges and fault diagnosis in PV systems". Renewable and Sustainable Energy Review. Vol. 91, pp. 18-40. 2018. DOI:10.1016/j.rser.2018.03.082.
- [22] D.S. Pillai, F. Blaabjerg and Natarajan Rajasekar. "A Comparative Evaluation of Advanced Fault Detection Approaches for PV Systems". IEEE Journal of Photovoltaics. Vol. 9 N° 2. 2019. DOI:10.1109/JPHOTOV.2019.2892189.