

# Classification of Electric Faults in Photovoltaic Systems Based on Voltage-Power Curves

A.E. Nieto, F. Ruiz, D. Patiño, and O. Ramirez

**Abstract**— This article presents the development of an algorithm capable of detecting and classifying electric faults in photovoltaic array systems by measuring the voltage-power curve. The algorithm was built based on a characterization method in which multiple photovoltaic arrays were evaluated under different fault conditions, by measuring and analyzing the voltage-power curves at the output of each array. The algorithm was evaluated experimentally in a controlled environment inside a laboratory under 59 different fault conditions obtaining an effectiveness of 100%. Then, the algorithm was evaluated experimentally outdoors under 124 different fault conditions, temperature and solar radiation, and was able to detect and classify electric faults in different photovoltaic arrays with an effectiveness of 94.4%. The proposed algorithm can be implemented with standard power-inverters as a low-cost solution and users can receive information on up-to date performance of their photovoltaic array systems through a mobile App. The design of a mobile app for the algorithm is proposed as well.

**Index Terms**—Electric faults, Line-to-line Faults, Open Circuit Faults, Photovoltaic array, Voltage and Power Curves

## I. INTRODUCCIÓN

La energía solar es una de las principales fuentes de energía renovable y tiene un rol muy importante en la capacidad de generación de energía a nivel mundial. Debido a la alta demanda en el uso de sistemas fotovoltaicos, es necesario contar con técnicas de detección de fallas para prevenir pérdidas de potencia significativas [3]. Se estima que en el 2018 se registraron pérdidas de potencia entorno al 18% debido a la generación de fallas eléctricas y desgaste en sistemas fotovoltaicos [1].

Las fallas eléctricas en los sistemas fotovoltaicos pueden ocurrir principalmente debido a un desgaste en el sistema o a un manejo inadecuado durante el proceso de conexión para realizar la instalación [2]. Los métodos convencionales de protección y detección de fallas están basados en la medición de corriente, como los dispositivos de detección de sobre corriente (OCPD), detectores de fallas por conexión a tierra (GFDI), detectores de corriente residual (RCM) y medidores de aislamiento (IMD). Estos métodos convencionales están basados principalmente en la medición de corriente diferencial y son utilizados para

detectar fallas de línea a línea y conexión a tierra. Sin embargo, tienen algunas limitaciones y puntos ciegos en la detección de fallas cuando se presentan bajos niveles de radiación solar o sombra parcial debido a que la corriente eléctrica que se genera puede ser inferior al umbral [4,5].

Recientemente han sido desarrolladas múltiples técnicas para la detección de fallas en arreglos fotovoltaicos, con el objetivo de prevenir pérdidas significativas de potencia [6]. Estas técnicas están basadas principalmente en reflectometría del espectro en el dominio del tiempo, garantizando independencia de la magnitud de la corriente para detectar una falla [7]. Sin embargo, requiere información de parámetros del sistema que pueden cambiar significativamente debido al proceso de instalación que se haya realizado. Otras técnicas están basadas en el análisis de la descomposición de señales múltiples, redes neuronales y aprendizaje automático [8-15]. Estas técnicas tienen altos niveles de exactitud. Sin embargo, requieren de una gran cantidad de datos para entrenar a los algoritmos. Algunas otras técnicas están basadas en la medición de voltaje y corriente. Sin embargo, algunas de estas técnicas son costosas ya que requieren de la instalación de múltiples sensores de voltaje y corriente en cada una de las cadenas del arreglo fotovoltaico [16 - 20].

Esta investigación propone una solución de bajo costo a través del uso de un algoritmo capaz de detectar y clasificar fallas eléctricas en arreglos fotovoltaicos midiendo únicamente el voltaje y la corriente a la salida del arreglo para obtener la curva de voltaje y potencia (VP). El algoritmo se desarrolló a partir de un método de caracterización que fue desarrollado en un trabajo previo [21] y ha sido validado experimentalmente, tanto en condiciones de laboratorio como en ambientes exteriores, mostrando una efectividad superior al 94% en la clasificación de las fallas consideradas.

Este artículo está dividido de la siguiente manera: la Sección 2 presenta el método de caracterización de fallas eléctricas basado en las curvas de voltaje y potencia a la salida del arreglo fotovoltaico. La Sección 3 presenta el algoritmo de clasificación y detección de fallas eléctricas en arreglos fotovoltaicos. La Sección 4 presenta los resultados de las pruebas realizadas para evaluar el algoritmo. La Sección 5 presenta la implementación del algoritmo en una aplicación móvil como solución de bajo costo para usuarios residenciales. La Sección 6 presenta las conclusiones del trabajo.

Sometido el 03 de noviembre de 2020.

A.E. Nieto is now with Departamento de Diseño, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia (e-mail: nieto-andres@javeriana.edu.co).

F. Ruiz is now with DEIB, Politecnico di Milano, Milan, Italy (e-mail: fredy.ruiz@polimi.it).

D.Patiño is now with Departamento de Electrónica, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia (e-mail: patino-d@javeriana.edu.co).

O.Ramirez is now with Departamento de Diseño, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia (e-mail: omar.ramirez@javeriana.edu.co).

## II. MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN DE LAS CURVAS DE VOLTAJE Y POTENCIA

En un trabajo previo de los autores se realizó una caracterización de las curvas de voltaje y potencia a la salida de múltiples arreglos fotovoltaicos de diversas dimensiones (2x2 hasta 7x7) en presencia de fallas de línea a línea, conexión a tierra y circuito abierto utilizando el software Matlab/Sumulink [18].

### A. Fallas de Circuito Abierto

Cuando se presenta una falla de circuito abierto el voltaje a la salida de cada cadena se mantiene igual, asumiendo que los paneles solares tienen las mismas especificaciones técnicas y que se encuentran bajo las mismas condiciones de radiación solar y temperatura. En (Fig. 1) se presenta un ejemplo de las diferentes curvas de voltaje y potencia (VP) que se obtienen a la salida de un arreglo de dimensiones 7x4 cuando hay una, dos o tres cadenas presentando falla de circuito abierto [18].

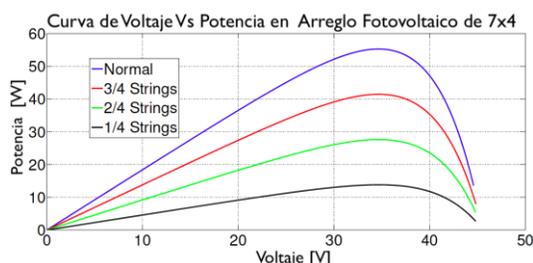


Fig. 1. Curvas VP a la salida de un arreglo de 7x4 con fallas de circuito abierto. Fuente: [18].

### B. Fallas de Línea a Línea y Conexión a Tierra

Cuando se presentan fallas de línea a línea se generan dos picos en la curva de voltaje y potencia [18]. En (Fig. 2) se presenta un ejemplo de diferentes curvas VP que se pueden generar a la salida de un arreglo fotovoltaico de 3x2 cuando presenta fallas de línea a línea. En la curva de VP se puede identificar un pico de menor voltaje llamado  $P_1$  que varía su posición de voltaje dependiendo de tipo de falla de línea a línea y un pico de mayor voltaje llamado  $P_2$  que no varía su posición de voltaje de manera significativa [18].

Las fallas de conexión a tierra también generan dos picos en las curvas de voltaje y potencia, lo que hace difícil diferenciar ambas fallas con este método.

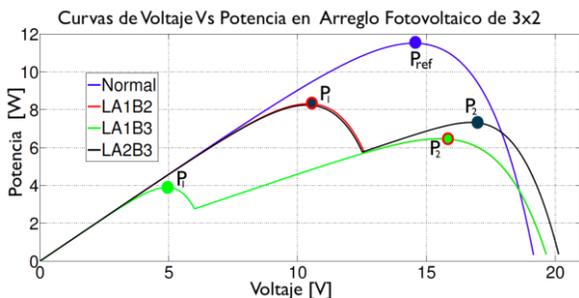


Fig. 2. Curvas VP en arreglos 3x2 con fallas de línea a línea. Fuente: Los autores.

Al analizar la posición de los dos picos que se generan en la

curva de voltaje y potencia cuando hay fallas de línea a línea o conexión a tierra, se pueden obtener ecuaciones para calcular la posición aproximada que pueden tener estos picos con respecto al punto de máxima potencia (MPP) del arreglo cuando no presenta fallas [18]. Las ecuaciones (1) y (2) permiten calcular la posición de los picos  $P_1(V_{p1}, P_{p1})$  y  $P_2(V_{p2}, P_{p2})$  en la curva de voltaje y potencia de acuerdo con los parámetros del arreglo fotovoltaico  $V_{Ns}$ ,  $V_{Np}$ ,  $P_{Ns}$ ,  $P_{Np}$  descritos en el trabajo previo [18] y que hacen referencia a la variación porcentual de voltaje y de potencia del punto P1 con respecto al punto de referencia  $P_{ref}$  considerando las dimensiones del arreglo.

$$V_{p1} = V_{nom} \left( \frac{V_{Ns}}{100} + \frac{V_{Np}}{100} \right) \quad (1)$$

$$P_{p1} = P_{nom} \left( \frac{P_{Ns}}{100} + \frac{P_{Np}}{100} \right) \quad (2)$$

En donde,

$V_{Ns}$  es el componente de voltaje calculado a partir del número de paneles conectados en serie para formar una cadena del arreglo fotovoltaico

$V_{Np}$  es el componente de voltaje calculado a partir del número de cadenas conectadas en paralelo para formar un arreglo fotovoltaico

$P_{Ns}$  es el componente de potencia calculado a partir del número de paneles conectados en serie para formar una cadena del arreglo fotovoltaico

$P_{Np}$  es el componente de potencia calculado a partir de número de cadenas conectadas en paralelo para formar un arreglo fotovoltaico

## III. ALGORITMO PARA LA DETECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FALLAS

Con base en el método de caracterización presentado anteriormente, se ha desarrollado un algoritmo de detección y clasificación de fallas eléctricas en arreglos fotovoltaicos para identificar si el arreglo se encuentra operando normalmente (sin fallas) o si presenta fallas de circuito abierto, fallas de línea a línea o fallas de conexión a tierra.

En (Fig. 3) se presenta un diagrama de bloques general del algoritmo propuesto en el que se indican las señales de entrada y de salida.

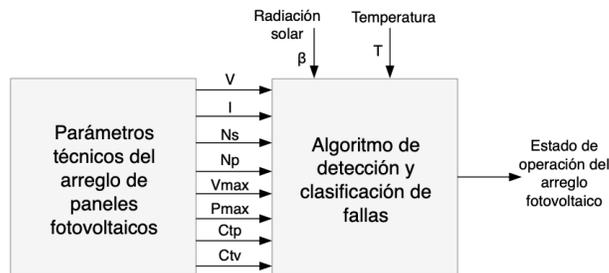


Fig. 3. Diagrama de bloques del algoritmo propuesto. Fuente: Los autores.

Los parámetros de entrada del algoritmo son los siguientes:

$\beta$ : Radiación solar ( $W/m^2$ )

T: temperatura interna de los paneles solares [ $^{\circ}C$ ]

$V_{max}$ : voltaje nominal de un panel solar del arreglo en el punto de máxima potencia @  $1000 W/m^2$

$P_{max}$ : potencia máxima de un panel solar @  $1000 W/m^2$

$C_{tp}$ : coeficiente de temperatura para  $P_{max}$

$C_{tv}$ : coeficiente de temperatura para  $V_{max}$

$N_s$ : número de paneles solares conectados en serie para conformar una cadena en el arreglo fotovoltaico

$N_p$ : número de cadenas de paneles solares conectadas en paralelo en el arreglo fotovoltaico.

VI: medición de voltaje y corriente para obtener la curva VP a la salida del arreglo fotovoltaico

Los parámetros de las condiciones ambientales se obtienen al medir la temperatura y la radiación solar en el arreglo fotovoltaico. Los parámetros  $V_{mp}$ ,  $P_{max}$ ,  $C_{tp}$  y  $C_{tv}$  se obtienen a partir de la hoja de especificaciones técnicas de los paneles solares que están conectados en el arreglo fotovoltaico. La curva VP se obtiene a partir de la medición de voltaje y corriente a la salida del arreglo fotovoltaico.

Una vez que se obtienen todos los parámetros, el algoritmo estima la ubicación del punto  $P_{ref}$  que corresponde al punto de máxima potencia en la curva VP del arreglo fotovoltaico cuando no hay fallas, teniendo en cuenta las condiciones ambientales medidas y las especificaciones técnicas de los paneles solares utilizados en el arreglo fotovoltaico.

En (Fig. 4) se presenta una curva VP de un arreglo fotovoltaico en donde se pueden observar los puntos  $P_1$  y  $P_2$  cuando hay una falla de línea a línea y el punto teórico  $P_{ref}$  que corresponde al punto de máxima potencia del arreglo cuando no hay fallas.

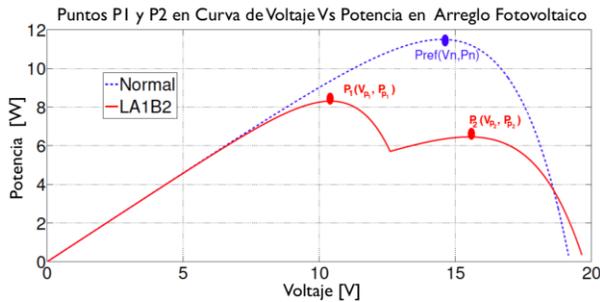


Fig. 4. Puntos  $P_1$ ,  $P_2$  y  $P_{ref}$  en la curva VP de un arreglo fotovoltaico cuando se presenta una falla de línea a línea. Fuente: Los autores.

El punto  $P_{ref}$  ( $V_n$ ,  $P_n$ ) se encuentra en una posición de voltaje  $V_n$  que puede ser calculado usando la ecuación (3). Esta ecuación permite calcular el voltaje nominal de un panel solar dependiendo del número de paneles conectados en serie para conformar una cadena, considerando el coeficiente de radiación solar y el coeficiente de temperatura de los paneles solares. Estos coeficientes se pueden determinar en las curvas de dependencia de temperatura y radiación solar que se encuentran en las hojas de especificaciones técnicas de un panel solar.

$$V_n = V_{mp} N_s C_{rv} \left( \frac{100 + C_{tv}(T_c - 25)}{100} \right) \quad (3)$$

En donde,

$V_n$  es el voltaje en el punto  $P_{ref}$

$V_{mp}$  es el voltaje nominal de un panel solar del arreglo en el punto de máxima potencia @  $1000 \frac{W^2}{m}$ .

$N_s$  número de paneles solares conectados en serie para conformar una cadena en el arreglo fotovoltaico.

$C_{tv}$  es el coeficiente de temperatura para el voltaje

$T_c$  es la temperatura interna de los paneles solares [ $^{\circ}C$ ].

$C_{rv}$  es el coeficiente de radiación solar para el voltaje

El coeficiente de radiación solar para el voltaje  $C_{rv}$  se obtuvo a partir de la curva de dependencia del voltaje frente a la radiación solar que se encuentra en la hoja de especificaciones técnicas de un panel solar referencia ET-P660. Esta curva se aproximó a dos ecuaciones lineales, la primera ecuación se definió para un rango de radiación solar entre 0 and  $550 W/m^2$  y la segunda para un rango de radiación solar mayor a  $550 W/m^2$ . Las ecuaciones obtenidas fueron las siguientes:

$$C_{rv} = 5 * 10^{-5} * \beta + 0.95 : \beta > 550 \frac{W^2}{m} \quad (4)$$

$$C_{rv} = 2 * 10^{-4} * \beta + 0.885 : \beta \leq 550 \frac{W^2}{m} \quad (5)$$

El nivel de potencia  $P_n$  en el punto  $P_{ref}$  fue calculado usando la siguiente ecuación:

$$P_n = P_{max} N_s N_p \frac{\beta}{1000} \left( \frac{100 - C_{tp}(T_c - 25)}{100} \right) \quad (6)$$

En donde,

$P_n$  es la potencia en el punto  $P_{ref}$

$P_{max}$  es la potencia máxima de un panel solar del arreglo @  $1000 W/m^2$ .

$N_s$  es el número de paneles solares conectados en serie para conformar una cadena en el arreglo fotovoltaico

$N_p$  es el número de cadenas de paneles solares conectadas en paralelo en el arreglo fotovoltaico.

$\beta$  es la radiación solar en el arreglo [ $W/m^2$ ]

$C_{tp}$  es el coeficiente de temperatura para la potencia máxima

$T_c$  es la temperatura de los paneles solares en el arreglo [ $^{\circ}C$ ].

A partir de la medición de la curva VP a la salida del arreglo fotovoltaico, la ubicación de los puntos  $P_1$  y  $P_2$  fueron estimados al usar el *Algoritmo de Detección de Picos y Pendientes*. Al conocer la posición de los puntos  $P_1$  y  $P_2$ , el algoritmo puede identificar el tipo de falla eléctrica presente en el arreglo fotovoltaico al comparar la ubicación de estos puntos con respecto al punto de referencia  $P_{ref}$ .

#### A. Algoritmo de Detección de Picos y Pendientes

Existen principalmente tres tipos de curvas VP a la salida de un arreglo fotovoltaico:

- Con un punto pico: se genera durante la operación normal o durante la presencia de fallas de circuito abierto.

- Con dos picos: se generan cuando hay fallas de línea a línea o fallas de conexión a tierra.
- Con un pico y un cambio de pendiente significativo: se generan cuando hay fallas de línea a línea o conexión a tierra

Este algoritmo se usa para detectar el número de picos y el número de cambios de pendiente significativos en la curva VP a la salida del arreglo fotovoltaico. En este algoritmo se considera que hay un punto con cambio de pendiente significativo cuando al alrededor del punto la pendiente máxima es mayor que dos veces la pendiente mínima.

---

#### Algoritmo 1 Detección de Picos y Pendientes

---

1.  $P_1$  es el pico de menor voltaje en la curva VP
  2.  $P_2$  es el pico de mayor voltaje en la curva VP
  3.  $P_{ref}$  es el punto de referencia
  4.  $n$  es el número de picos detectados en la curva VP
  5.  $V_{p1}$  es el voltaje en el pico  $P_1$
  6.  $V_{p2}$  es el voltaje en el pico  $P_2$
  7.  $P(i)$  es el punto ( $V_{p(i)}$ ,  $P_{p(i)}$ ) en la curva VP
  8.  $s$  es el número de cambios significativos de pendiente en la curva VP
  9.  $S(j)$  es el punto ( $V_{s(j)}$ ,  $P_{p(j)}$ ) en la curva VP
  10. encontrar  $n$
  11. if  $n = 2$  then
  12.   if  $V_{p1} < V_{p2}$  then
  13.      $P_1 = P(1)$
  14.      $P_2 = P(2)$
  15.   else
  16.      $P_1 = P(2)$
  17.      $P_2 = P(1)$
  18.   end if
  19. end if
  20. if  $n = 1$  then
  21. Encontrar  $s$
  22.   if  $V_{s1} < V_{p1}$  then
  23.      $P_1 = S(1)$
  24.      $P_2 = P(1)$
  25.   else
  26.      $P_1 = P(1)$
  27.      $P_2 = S(1)$
  28.   end if
  29. end if
  30. if  $n > 2$  then
  31.   “Intenta nuevamente con otra curva de VP”
  32. end if
- 

#### B. Algoritmo de Detección de Fallas

Luego de evaluar el *Algoritmo de Detección de Picos y Pendientes* se ejecuta el *Algoritmo de Detección de Operación Normal* para identificar si el arreglo está operando sin fallas. En caso de que el arreglo no esté operando en condiciones normales se ejecuta el *Algoritmo de Detección de Fallas de Circuito Abierto* para evaluar si el arreglo tiene fallas de circuito abierto. En caso de que el arreglo no esté operando en condiciones normales y que tampoco tenga fallas de circuito abierto, se ejecuta el algoritmo de Detección de Fallas de Línea

a Línea para detectar el tipo de falla de línea a línea que tiene el arreglo. Cada uno de los algoritmos se describe a continuación.

---

#### Algoritmo 2 Detección de Operación Normal

---

1.  $P_{ref}$  es el punto de referencia ( $V_n$ ,  $P_n$ )
  2.  $P_{FLL}$  es el punto ( $V_L$ ,  $P_L$ ) en donde una falla de línea a línea genera picos en la curva VP
  3.  $P_{FO}$  es el punto ( $V_O$ ,  $P_O$ ) en donde una falla de circuito abierto puede generar un pico en la curva VP
  4.  $n$  es el número de picos detectados en la curva VP
  5.  $V_{peak}$  es el voltaje en el pico que hay en la curva VP
  6.  $P_{peak}$  es la potencia en el pico que hay en la curva VP
  7. Ejecutar Algoritmo de Detección de Picos y Pendientes
  8. if  $n = 1$  then
  9.   if  $|P_{peak} - P_n| < |P_{peak} - P_L|$  then
  10.     if  $|P_{peak} - P_n| < |P_{peak} - P_O|$  then
  11.       “El arreglo está operando sin fallas”
  12.     end
  13.   else
  14.     “El arreglo presenta fallas”
  15.   end if
  16. else
  17.   “El arreglo presenta fallas”
  18. end if
  19. else
  20.   “El arreglo presenta fallas”
  21. end if
- 

---

#### Algoritmo 3 Detección de Falla de Circuito Abierto

---

1.  $P_{ref}$  es el punto de referencia ( $V_n$ ,  $P_n$ )
  2.  $P_{FLL}$  es el punto ( $V_L$ ,  $P_L$ ) en donde una falla de línea a línea puede generar picos en la curva VP
  3.  $P_{FO}$  es el punto ( $V_O$ ,  $P_O$ ) en donde una falla de circuito abierto puede generar un pico en la curva VP
  4.  $n$  es el número de picos detectados en la curva VP
  5.  $s$  es el número de cambios significativos de pendiente en la curva VP
  6.  $P_{peak}$  es la potencia en el pico de la curva VP
  7. Ejecutar algoritmo de Detección de Picos y Pendientes
  8. if  $n = 1$  then
  9.   if distance ( $P_{peak}$ ,  $P_{FO}$ ) < distance ( $P_{peak}$ ,  $P_{ref}$ ) then
  10.     if distance ( $P_{peak}$ ,  $P_{FO}$ ) < distance ( $P_{peak}$ ,  $P_{FLL}$ ) then
  11.       if  $s = 0$  then
  12.         “El arreglo tiene fallas de circuito abierto”
  13.       end
  14.     end if
  15.   end if
  16. end if
  17. end if
- 

---

#### Algorithm 4 Line-to-Line Fault Detection

---

1.  $P_{ref}$  es el punto de referencia ( $V_n$ ,  $P_n$ )
  2.  $P_{FLL}$  es el punto ( $V_L$ ,  $P_L$ ) en donde una falla de línea a línea puede generar picos en la curva VP
  3.  $P_{FO}$  es el punto ( $V_O$ ,  $P_O$ ) en donde una falla de circuito abierto puede generar un pico en la curva VP
  4.  $n$  es el número de picos detectados en la curva VP
-

5.  $s$  es el número de cambios significativos de pendiente en la curva VP
6.  $P_{peak}$  es la potencia del pico en la curva VP
7. Ejecutar Algoritmo de Detección de Picos y Pendientes
8. if  $n = 2$  then
9. “El arreglo está operando con fallas de circuito abierto”
10. end
11. end if
12. if  $n = 1$  then
13. if  $distance(P_{peak}, P_{FLL}) < distance(P_{peak}, P_{ref})$  then
14. if  $distance(P_{peak}, P_{FLL}) < distance(P_{peak}, P_0)$  then
15. if  $s \geq 1$  then
16. “El arreglo presenta fallas de línea a línea”
17. end
18. else
19. “El arreglo no presenta fallas de línea a línea”
20. end if
21. else
22. “El arreglo no presenta fallas de línea a línea”
23. end if
24. else
25. “El arreglo no presenta fallas de línea a línea”
26. end if
27. else
28. “El arreglo no presenta fallas de línea a línea”
29. end if

IV. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Para evaluar el desempeño del algoritmo propuesto, se diseñó un circuito para conectar diferentes paneles solares para formar múltiples configuraciones de arreglos fotovoltaicos. Se utilizaron paneles solares con una potencia máxima  $P_{max}$  de 1W y voltaje máximo  $V_{mp}$  de 5V. Se utilizó un amperímetro y un voltímetro para medir el voltaje y la corriente a la salida de cada arreglo fotovoltaico. Para medir la radiación solar se utilizó un piranómetro CM3. Para reducir el efecto que generan las nubes durante la prueba, se desarrolló un circuito electrónico *Variador de Carga* que está compuesto por un microcontrolador ATmega 328P y 11 relevos referencia HRS2H que son accionados de manera independiente desde una App a través de Bluetooth para variar la carga a la salida del arreglo de paneles fotovoltaicos y así obtener 22 puntos que permiten conformar una curva de VP. Una vez obtenidos los 22 puntos que conforman una curva VP, se verificaron los niveles de radiación solar medidos con el piranómetro en cada uno de los puntos para garantizar que no existieran cambios significativos de radiación solar debido a la nubosidad durante la toma de los datos. Aunque el circuito desarrollado permite accionar simultáneamente varios relevos para así aumentar el número de puntos que conforman la curva VP, para esta prueba se decidió medir únicamente 22 puntos ya que estos son suficientes para obtener con claridad una curva VP y así el tiempo requerido para registrar los datos es menor a 10 segundos.

En (Fig. 5) se presenta una fotografía de los elementos utilizados en el experimento para evaluar el desempeño de los algoritmos.

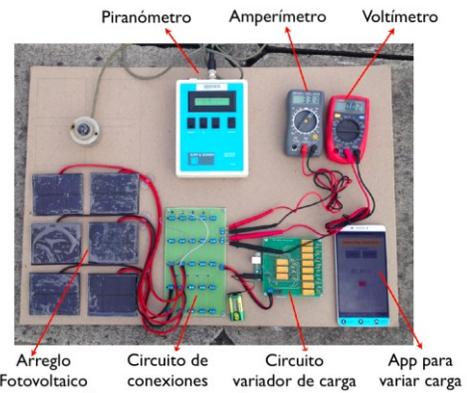


Fig. 5. Elementos utilizados para evaluar el desempeño del algoritmo experimentalmente. Fuente: Los autores.

El algoritmo fue evaluado con 59 curvas VP diferentes que fueron generadas experimente en un laboratorio utilizando lámparas Husky de 600W. Luego, el algoritmo fue evaluado experimentalmente con 124 curvas VP diferentes que fueron generadas en un ambiente exterior bajo condiciones reales. A la salida del algoritmo, se puede reportar únicamente el estado de operación *normal* en donde no se detectan fallas eléctricas, el estado de *falla de línea a línea*, el estado de *falla de circuito abierto* y el estado de *falla de conexión a tierra*.

En (Fig. 6) se presenta una de las curvas de VP que fue evaluada durante el experimento. El algoritmo se encarga de generar la curva VP a partir de las mediciones de voltaje y corriente, y estima la ubicación de los diferentes puntos  $P_1$  y  $P_2$  que se pueden llegar a generar de acuerdo con las diferentes fallas de línea a línea, conexión a tierra o circuito abierto, teniendo en cuenta las dimensiones del arreglo fotovoltaico que se esté evaluando. El punto  $P_{ref}$  indica la estimación del punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico cuando se encuentra en operación normal sin fallas. Los puntos  $P_1$  y  $P_2$  son los puntos pico en la curva VP que son detectados por el algoritmo. Los puntos  $P_{FLL1}$  y  $P_{FLL2}$  indican los posibles puntos  $P_1$  estimados por el algoritmo que se pueden llegar a presentar dependiendo del tipo de falla de línea a línea que tenga el arreglo fotovoltaico. El punto  $P_{FO}$  es una estimación del punto pico cuando el arreglo presenta una falla de circuito abierto y por lo tanto solo se genera un pico en la curva de VP.

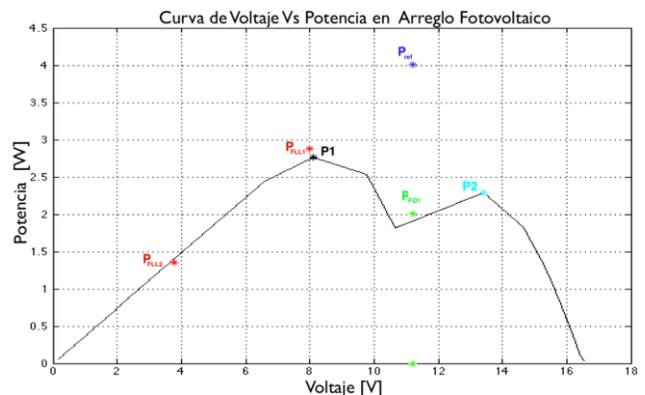


Fig. 6. Medición de la curva VP y estimación de puntos por parte del algoritmo. Fuente: Los autores.

Durante las pruebas el algoritmo logra detectar y clasificar el tipo de falla eléctrica que se encuentra en el arreglo fotovoltaico

al identificar correctamente los puntos estimados que se encuentran más cercanos a los puntos  $P_1$  y  $P_2$  detectados en la curva VP del arreglo fotovoltaico. En (Fig. 7) se presenta una imagen de la interfaz de usuario desarrollada en Matlab para ingresar los parámetros técnicos de los paneles solares utilizados y los parámetros ambientales de radiación solar y temperatura, para luego presentar los resultados del algoritmo.

Aunque no existan fallas eléctricas en un arreglo fotovoltaico es posible que se presenten pérdidas de potencia debido al desgaste de los paneles en el tiempo y a los efectos de sombra parcial generados por la suciedad [22]. El efecto de la suciedad hace que el punto de máxima potencia medido en la curva VP sea inferior al punto de referencia  $P_{ref}$ . De esta manera, si se obtiene un punto de máxima potencia en la curva VP ligeramente inferior al punto de referencia el algoritmo podría sugerir que se hagan revisiones y limpieza a los paneles solares del arreglo. Si se presentan pérdidas de potencia significativas a la salida del arreglo fotovoltaico debido al desgaste de los paneles o la suciedad, el algoritmo podría detectar que el sistema está presentando fallas de circuito abierto cuando los efectos generen reducciones de corriente manteniendo el voltaje constante. En caso de que estos efectos generen variaciones de voltaje, se van a presentar diferentes picos de potencia a la salida del arreglo y por lo tanto el algoritmo podría reportar una falla de línea a línea.

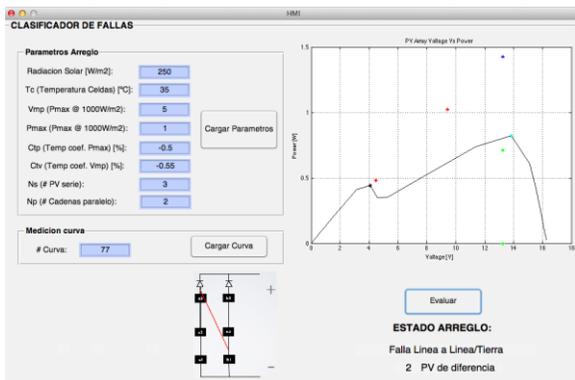


Fig. 7. Interfaz en Matlab para evaluar el algoritmo de detección y clasificación de fallas. Fuente: Los autores.

En (Fig. 8), (Fig. 9) y (Fig. 10) se presentan algunas de las curvas de VP que fueron medidas experimentalmente, con los puntos estimados por el algoritmo para hacer la detección y clasificación de las fallas.

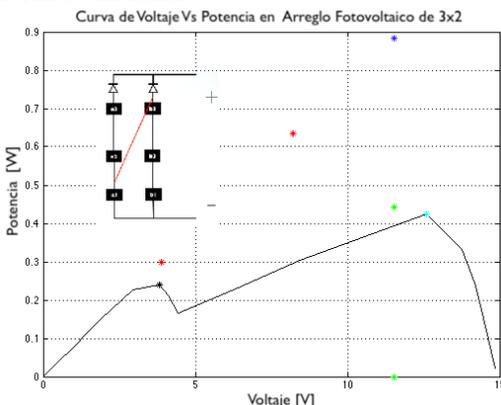


Fig. 8. Falla de línea a línea en un arreglo fotovoltaico de 3x2 con una radiación solar de 173 W/m2. Fuente: Los autores.

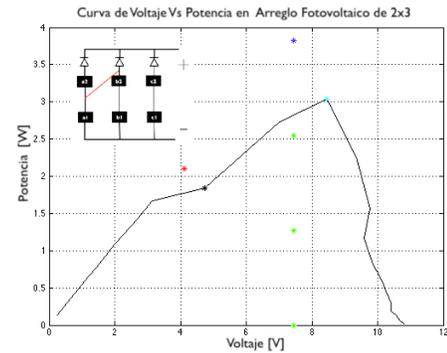


Fig. 9. Falla de línea a línea identificando un pico y un cambio de pendiente significativo en un arreglo fotovoltaico de 2x3 PV con una radiación solar de 822 W/m2. Fuente: Los autores.

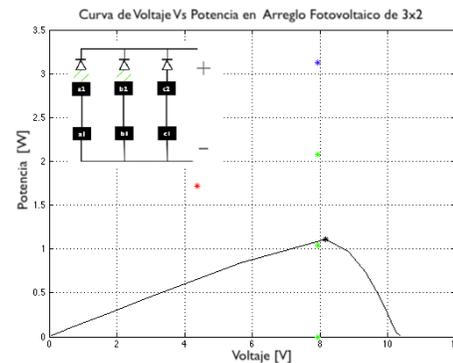


Fig. 10. Falla de circuito abierto en un arreglo fotovoltaico de 2x3 con una radiación solar de 631 W/m2. Fuente: Los autores.

La tabla I presenta los resultados del algoritmo de detección y clasificación de fallas durante las pruebas en laboratorio utilizando lámparas Husky de 600W, en donde el algoritmo logró identificar correctamente el estado de operación del arreglo fotovoltaico en las 59 pruebas realizadas sin presentar errores en la detección. La tabla II presenta los resultados del algoritmo de detección y clasificación de fallas durante las pruebas en un ambiente exterior bajo condiciones reales, en donde logró detectar el estado de operación de los arreglos fotovoltaicos que fueron sometidos a prueba con una efectividad promedio del 94.4%

TABLA I  
RESULTADOS EXPERIMENTALES DEL ALGORITMO EN LABORATORIO

Condiciones del arreglo fotovoltaico	Número de pruebas en Laboratorio	Número de errores en la detección	Efectividad del algoritmo
Normal (sin fallas)	7	0	100%
Fallas de línea a línea	21	0	100%
Fallas circuito abierto	25	0	100%
Fallas conexión a tierra	6	0	100%
<b>TOTAL</b>	<b>59</b>	<b>0</b>	<b>100%</b>

TABLA II  
RESULTADOS EXPERIMENTALES DEL ALGORITMO EN EXTERIORES

Condiciones del arreglo fotovoltaico	Número de pruebas en exteriores	Número de errores en la detección	Efectividad del algoritmo
Normal (sin fallas)	17	5	70.6%
Fallas de línea a línea	45	1	97.7%
Fallas de circuito abierto	36	1	97.2%
Fallas conexión a tierra	26	0	100%
<b>TOTAL</b>	<b>124</b>	<b>7</b>	<b>94.4%</b>

## V. DESARROLLO DE LA APLICACIÓN MÓVIL

En aplicaciones residenciales los usuarios usualmente solo tienen acceso a la pantalla del sistema electrónico de potencia que inyecta a la red eléctrica la energía producida por el arreglo para obtener información sobre el estado del sistema fotovoltaico, que es presentada en términos de variables eléctricas como voltaje, corriente y potencia. La mayoría de los usuarios no están familiarizados con este tipo de información técnica y esta es una de las razones por las cuales no revisan con frecuencia el estado de funcionamiento de su sistema fotovoltaico y en algunos casos no están en la capacidad de identificar los momentos en los que el sistema está presentando pérdidas de potencia debido a la presencia de fallas.

Para compensar esta limitación en los sistemas fotovoltaicos residenciales se ha desarrollado una aplicación móvil que integra el algoritmo de detección y clasificación de fallas eléctricas como herramienta de apoyo a los usuarios con información útil acerca del estado de operación del sistema fotovoltaico. El diseño de la aplicación está centrado en el usuario, y por la tanto el lenguaje y las metáforas utilizadas son la prioridad para comunicar la información al usuario acerca del desempeño de su sistema fotovoltaico.

En (Fig. 11) se presenta el diseño de la aplicación móvil, en donde el usuario puede ingresar los parámetros técnicos de los paneles solares que son suministrados por el fabricante, y luego puede ingresar la información de la configuración del arreglo fotovoltaico indicando el número de paneles conectados en serie para formar una cadena y el número de cadenas conectadas en paralelo.



Fig. 11. Pantallas de la App para ingresar los parámetros de los paneles solares y la configuración del arreglo. Fuente: Los autores.

En (Fig. 12) se presenta la pantalla de diagnóstico y la pantalla de desempeño del arreglo fotovoltaico en la aplicación. El funcionamiento está basado en la metáfora de la luz solar en donde el usuario realiza la acción de cubrir el arreglo fotovoltaico con la radiación solar. Al realizar esta acción se inicia la ejecución del algoritmo para realizar el diagnóstico del arreglo fotovoltaico y como resultado se presenta la curva de voltaje y potencia indicando el estado de operación del sistema.

Cuando el usuario termina de cubrir todo el arreglo fotovoltaico con el sol, se presenta la información del ahorro energético y la generación de energía basado en el desempeño del sistema junto con la visualización de las posibles fallas que tenga el sistema. El usuario puede guardar los resultados en un historial para poder hacer un seguimiento en el tiempo.

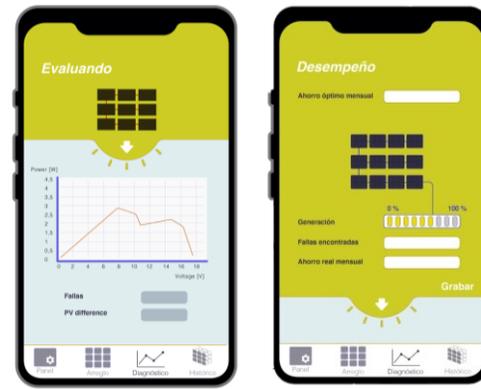


Fig. 12. Pantallas de diagnóstico y de desempeño del sistema fotovoltaico en la aplicación. Fuente: Los autores.

## VI. CONCLUSIONES

Se ha propuesto un algoritmo para la detección de fallas eléctricas en arreglos de paneles fotovoltaicos. El sistema ha sido evaluado experimentalmente, mostrando una efectividad del 94.4%. El algoritmo fue desarrollado de tal manera que puede ser implementado como una solución de bajo costo en instalaciones residenciales en donde normalmente se tiene un número reducido de paneles solares interconectados.

El algoritmo puede ser implementado mediante un inversor haciendo uso del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) para obtener la medición de la curva de voltaje y potencia, sin requerir sensores adicionales de voltaje y corriente.

La temperatura interna de los paneles y la radiación solar son parámetros de entrada fundamentales que deben ser medidos para que el algoritmo pueda estimar los diferentes puntos de referencia correspondientes a una operación sin fallas y a una operación con fallas de línea a línea, conexión a tierra y circuito abierto.

Los usuarios residenciales usualmente no revisan el estado del sistema fotovoltaico y cuando lo hacen no entienden en su totalidad la información técnica que presenta la interfaz del sistema electrónico de potencia. El algoritmo propuesto fue implementado en una aplicación móvil para que un usuario pueda recibir información relevante del estado de arreglo fotovoltaico de tal manera que pueda comprender el estado de operación del sistema para saber en qué momento se están presentando niveles de generación inferior a los esperados para que pueda llamar al servicio técnico.

## REFERENCIAS

- [1] I. U. Khalil, "Comparative Analysis of Photovoltaic Faults and Performance Evaluation of its Detection Techniques," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 26676-26700, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2970531.
- [2] B. K. Karmakar and A. K. Pradhan, "Detection and Classification of Faults in Solar PV Array Using Thevenin Equivalent Resistance," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 10, no. 2, pp. 644-654, March 2020, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2959951.
- [3] M. Alajmi and I. Abdel-Qader, "Fault detection and localization in solar photovoltaic arrays using the current-voltage sensing framework," *2016 IEEE International Conference on Electro Information Technology (EIT)*, Grand Forks, ND, 2016, pp. 0307-0312, doi: 10.1109/EIT.2016.7535257.
- [4] M. K. Alam, F. Khan, J. Johnson and J. Flicker, "A Comprehensive Review of Catastrophic Faults in PV Arrays: Types, Detection, and Mitigation Techniques", *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 3, pp. 982-997, May 2015. doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2397599

- [5] Y. Zhao, R. Ball, J. Mosesian, J. Francois de Palma, B. Lehman, "Graph-Based Semi-supervised Learning for Fault Detection and Classification in Solar Photovoltaic Arrays, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2015, vol 30, pp 2848 - 2858. DOI: 10.1109/TPEL.2014.2364203.
- [6] I. U. Khalil, "Comparative Analysis of Photovoltaic Faults and Performance Evaluation of its Detection Techniques," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 26676-26700, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2970531.
- [7] S. Roy, M. K. Alam, F. Khan, J. Johnson and J. Flicker, "An Irradiance-Independent, Robust Ground-Fault Detection Scheme for PV Arrays Based on Spread Spectrum Time-Domain Reflectometry (SSTDR)", in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 8, pp. 7046-7057, Aug. 2018. doi: 10.1109/TPEL.2017.2755592.
- [8] Z. Yi and A. H. Etemadi, "Fault Detection for Photovoltaic Systems Based on Multi-Resolution Signal Decomposition and Fuzzy Inference Systems," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1274-1283, May 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2587244.
- [9] B. P. Kumar, G. S. Ilango, M. J. B. Reddy and N. Chilakapati, "Online Fault Detection and Diagnosis in Photovoltaic Systems Using Wavelet Packets," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 8, no. 1, pp. 257-265, Jan. 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2017.2770159.
- [10] H. Mekki, A. Mellit, H. Salhi, "Artificial neural network-based modelling and fault detection of partial shaded photovoltaic modules", *Simulation Modelling Practice and Theory*, Volume 67, 2016, pp 1-13, ISSN 1569-190X, <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2016.05.005>.
- [11] W. Chine, A. Mellit, V. Lughii, A. Malek, G. Sulligoi, A. Massi Pavan, "A novel fault diagnosis technique for photovoltaic systems based on artificial neural networks", *Renewable Energy*, Volume 90, 2016, Pages 501-512, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.036>.
- [12] Z. Chen, L. Wu, S. Cheng, P. Lin, Y. Wu, W. Lin, "Intelligent fault diagnosis of photovoltaic arrays based on optimized kernel extreme learning machine and I-V characteristics", *Applied Energy*, Volume 204, 2017, pp 912-931, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.034>.
- [13] Z. Yi and A. H. Etemadi, "A novel detection algorithm for Line-to-Line faults in Photovoltaic (PV) arrays based on support vector machine (SVM)," *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, 2016, pp. 1-4, doi: 10.1109/PESGM.2016.7742026.
- [14] C. Sowthily, S. Senthil, M. Brindha, "Detection and Classification of Faults in Photovoltaic System Using Random Forest Algorithm". In: Bhateja V., Peng SL., Satapathy S.C., Zhang YD. (eds) *Evolution in Computational Intelligence. Advances in Intelligent Systems and Computing*, vol 1176, 2021. Springer, Singapore. [https://doi.org/10.1007/978-981-15-5788-0\\_72](https://doi.org/10.1007/978-981-15-5788-0_72)
- [15] A. Rico Espinosa, M. Bressan, L. F. Giraldo, "Failure signature classification in solar photovoltaic plants using RGB images and convolutional neural networks", *Renewable Energy*, vol 162, 2020, Pages 249-256, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.154>.
- [16] A. Eskandari, J. Milimonfared, M. Aghaei, A. K. Vidal de Oliveira and R. R  ther, "Line-to-Line Faults Detection for Photovoltaic Arrays Based on I-V Curve Using Pattern Recognition," *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Chicago, IL, USA, 2019, pp. 0503-0507, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8981385.
- [17] R. Hariharan, M. Chakkarapani, G. Saravana Ilango and C. Nagamani, "A Method to Detect Photovoltaic Array Faults and Partial Shading in PV Systems," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6, no. 5, pp. 1278-1285, Sept. 2016, doi: 10.1109/JPHOTOV.2016.2581478.
- [18] W. Wang, A. C. Liu, H. S. Chung, R. W. Lau, J. Zhang and A. W. Lo, "Fault Diagnosis of Photovoltaic Panels Using Dynamic Current-Voltage Characteristics," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 2, pp. 1588-1599, Feb. 2016. doi: 10.1109/TPEL.2015.2424079
- [19] Y. Hu et al., Online Two-Section PV Array Fault Diagnosis With Optimized Voltage Sensor Locations, in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 11, pp. 7237-7246, Nov. 2015. doi: 10.1109/TIE.2015.2448066
- [20] L. Hocine, K. Mounia Samira, M. Tarek, N. Salah, K. Samia, "Automatic detection of faults in a photovoltaic power plant based on the observation of degradation indicators", *Renewable Energy*, vol 164, 2021, pp 603-617, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.09.094>.
- [21] E. Nieto, F. Ruiz, D. Patiño, Characterization of electric faults in photovoltaic array systems. *DYNA*, 86(211), 54-63, 2019. <https://dx.doi.org/10.15446/dyna.v86n211.79085>
- [22] M. Reza Maghami, H. Hizam, C. Gomes, M. A. Radzi, M. I. Rezadad, S.Hajighorbani, "Power loss due to soiling on solar panel: A review",

*Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 59, 2016, pp 1307-1316, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.044>.



**A. E. Nieto** received the B.S. degree in 2014 and M.S. degree in 2016 in electronic engineering both from Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia. From 2014 to 2015, he was a Research Assistant at Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia. He is currently a full-time professor at

Departamento de Diseño, Pontificia Universidad Javeriana in Bogotá. His research activity focuses on applications in smart-grids and assistive technologies.



**Fredy Ruiz** (M'09, SM'13) was born in Facatativ  , Colombia. He received the Bachelor and M.Sc. degrees in electronics engineering from the Pontificia Universidad Javeriana (Colombia) in 2002 and 2006, respectively, and the Ph.D. degree in information and system engineering from the Politecnico di Torino

(Italy) in 2009. He is currently Associate Professor at the Politecnico di Milano (Italy). His research activity focuses in control and optimization, in particular, the use of data-driven techniques in optimal estimation and controller design, with applications in smart-grids, power electronics, robotics and bio-technology.



**D. Patiño** (M'87) received the BSc. in Electronic Engineering from the Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia in 2002, a MSc. in Automatic Control and Computers from Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia in 2005, and a PhD. in Automatic Control and Signal Processing

from the National Polytechnic Institute of Lorraine, Nancy, France in 2009. He is currently a full-time professor at Pontificia Universidad Javeriana in Bogotá, Colombia and head of the electronics department.



**O. Ramirez**, received the Industrial Design B.S. degree in 1998 from Pontificia Universidad Javeriana, and MDes. In Interactions from The Hong Kong Polytechnic university in 2009. He is currently full time professor at Departamento de Diseño, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia.

With research interests on design and development of assistive technologies.