

# Detección de Fallas en Arreglos Fotovoltaicos mediante el Análisis de Curvas I–V<sup>\*</sup>

L. A. Calderón-Coronado, K. A. López-Torres,  
M. J. Espinoza-Quintanilla, J. E. Hernández-Díez,  
E. Bárcenas, D. R. Espinoza-Trejo

*Unidad Académica Multidisciplinaria Región Altiplano, Universidad Autónoma de San Luis Potosí,  
Carretera Cedral km 5+600, Matehuala, 78700, S.L.P., México  
a322237@alumnos.uaslp.mx, a322237@alumnos.uaslp.mx,  
a359650@alumnos.uaslp.mx,  
enrique.diez@uaslp.mx, ernesto.barcenas@uaslp.mx,  
drespinozat@ieee.org*

Resumen Los trazadores de curvas I–V comerciales emplean sensores de irradiancia y temperatura para diagnosticar fallas en arreglos fotovoltaicos, lo que incrementa su costo y complejidad. En este trabajo se propone un trazador de curvas I–V de bajo costo con capacidades de diagnóstico inteligente, capaz de detectar fallas sin sensores adicionales. El sistema permite identificar desajustes eléctricos como sombreados parciales (incluidas obstrucciones localizadas como excremento de aves, hojas o suciedad puntual), fallos en diodos bypass y puntos calientes. La detección se basa en la comparación entre la curva I–V medida y un modelo teórico, utilizando como métrica la norma euclidiana con ventana sobre una señal de residuo en corriente. Las ideas expuestas se validan experimentalmente en un arreglo FV compuesto por dos módulos de 175 Wp conectados en serie, bajo condiciones de irradiancia no-uniforme.

*Keywords:* Arreglos fotovoltaicos, detección de fallas, curvas I–V, sombreados parciales.

## 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la búsqueda de fuentes de energía sostenibles ha impulsado el desarrollo e integración de tecnologías renovables, siendo la energía solar fotovoltaica una de las más prometedoras [IEA Renewables, 2024]. Comprender en detalle el comportamiento de las celdas solares es esencial no solo para maximizar su eficiencia [Espinoza-Trejo et al., 2021], sino también para detectar fallas y facilitar el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos [Herrmann and Jahn, 2021]. En este sentido, el análisis de las curvas I–V (corriente–voltaje) de las celdas FV se ha consolidado como una herramienta clave en la caracterización de dispositivos fotovoltaicos [Olayiwola et al., 2024].

A través del trazado de la curva I–V es posible identificar parámetros eléctricos fundamentales del sistema, tales como la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), el voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) y el punto de máxima potencia ( $P_{mp}$ ). El comportamiento nominal de la curva es afectado

principalmente por dos factores externos: la irradiancia solar incidente y la temperatura de operación de la celda FV. Asimismo, se ha observado que la forma de la curva I–V se modifica ante condiciones de sombreado parcial o daños superficiales en las celdas, lo que convierte su análisis en una vía eficaz para evaluar el estado operativo del sistema [Hernandez, 2024].

La construcción de un trazador de curvas I–V de bajo costo con capacidades avanzadas de diagnóstico representa una solución accesible y eficaz para la evaluación del desempeño de módulos fotovoltaicos [Cárdenas-Bravo et al., 2024]. El diseño de trazadores de curvas I–V no es una propuesta novedosa, desde 2007, [Durán et al., 2007] y [Durán et al., 2009] emplean el uso de convertidores DC–DC para obtener curvas características de módulos fotovoltaicos. De hecho, de acuerdo con [Herrmann and Jahn, 2021], existen analizadores comerciales I–V capaces de realizar diagnósticos precisos en campo. Estos equipos emplean sensores de irradiancia y temperatura para generar una curva teórica de referencia, con la cual es posible comparar la curva I–V medida y detectar desviaciones indicativas de fallas. Sin embargo, su elevado costo y la necesidad de calibraciones certificadas dificultan su adopción en contextos educativos, de investigación o con recursos limitados.

<sup>\*</sup> Los autores expresan su agradecimiento a la Asociación Universitaria Iberoamericana de Postgrado (AUIP) por la concesión de una beca que permitió realizar una estancia académica en la Universidad Nacional de Río Cuarto (Argentina), del 7 de diciembre de 2023 al 2 de enero de 2024.

En respuesta a esta limitación, en el presente artículo se propone el desarrollo de un prototipo funcional que permita trazar la curva I-V de un módulo fotovoltaico, e integre un sistema inteligente para la detección de anomalías sin requerir sensores de irradiancia ni temperatura. En su lugar, se emplean modelos de celdas solares para generar una curva I-V de referencia bajo condiciones estándar de prueba (STC). Con el fin de hacer el esquema de detección insensible a variaciones de irradiancia y temperatura, se propone normalizar las curvas antes de su comparación. De este modo, el análisis se enfoca en la detección de deformaciones en la curva I-V bajo condiciones nominales.

Entre las fallas que el sistema es capaz de identificar se encuentran: fallos en diodos bypass, presencia de sombreados parciales y puntos calientes. La estrategia de diagnóstico se basa en enfoques clásicos, en los que se compara la salida del sistema real con la salida de un modelo teórico. A partir de esta comparación se obtiene una señal de residuo en corriente, la cual se evalúa mediante una norma euclidiana con ventana. Para establecer un criterio de detección, se define un umbral calculado empíricamente a partir de una serie de experimentos realizados en laboratorio.

La operación del dispositivo se desarrolla en cuatro etapas: primero, se modifica la impedancia percibida por el panel, variando desde el cortocircuito hasta el circuito abierto; segundo, se registran las mediciones de voltaje y corriente durante el barrido; tercero, se normalizan los datos con base en los valores actuales de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ ; y cuarto, se comparan los resultados con un modelo matemático que representa el comportamiento ideal del módulo bajo condiciones nominales. Esta comparación genera una señal de residuo, cuya proximidad a cero indica un funcionamiento cercano al ideal.

El resto de este trabajo se organiza de la siguiente manera: la Sección 2 describe la metodología empleada para el diseño y desarrollo del trazador de curvas I-V, incluyendo el modelo matemático utilizado y el sistema de detección de anomalías. La Sección 3 presenta los resultados experimentales obtenidos con el prototipo construido, junto con el análisis de la precisión y confiabilidad del sistema. Finalmente, la Sección 4 expone las conclusiones del estudio y propone líneas de investigación futuras.

## 2. MODELO DEL ARREGLO FV

Los módulos FV están diseñados para operar en una amplia gama de condiciones climáticas. El modelo de un sólo diodo (SDM-Single Diode Module, por sus siglas en inglés) es utilizado con mayor frecuencia para estudios de energía fotovoltaica debido al nivel de precisión y simplicidad que maneja en comparación con otros modelos Mahmoud et al. [2012]. El modelo SDM representa el comportamiento eléctrico de un módulo FV mediante un circuito equivalente que incluye una fuente de corriente, un diodo ideal y resistencias internas. La implementación del modelo requiere la definición de constantes físicas fundamentales, como la carga del electrón  $q$ , la constante de Boltzmann  $k$ , y una temperatura de referencia  $T_0$ .

El primer parámetro a determinar es el factor de idealidad del diodo  $A$ , el cual depende de las condiciones STC del módulo y se calcula por:

$$A = \frac{q}{N_s k T_0} \cdot \frac{V_m - V_{oc}}{\ln \left| 1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right|}, \quad (1)$$

donde  $N_s$  representa el número total de celdas en serie,  $V_m$  e  $I_m$  son el voltaje y la corriente en el punto de máxima potencia, y  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  son el voltaje de circuito abierto y la corriente de cortocircuito, respectivamente.

Con el valor de  $A$ , se estima la corriente de saturación inversa del diodo  $I_{rs}$  mediante:

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{\exp \left( \frac{q V_{oc}}{N_s k T_0 A} \right) - 1}. \quad (2)$$

Bajo condiciones de operación definidas por una irradiancia  $G$  y temperatura  $T$ , la corriente de fotogeneración  $I_{ph}$  se calcula considerando el coeficiente de temperatura de la corriente  $\alpha$  y la variación respecto a la temperatura de referencia:

$$I_{ph} = G \cdot (I_{sc} + \alpha(T - T_0)). \quad (3)$$

Además, la corriente de saturación ajustada  $I_s$  se obtiene tomando en cuenta el coeficiente de temperatura del voltaje  $\beta$ , y se expresa como:

$$I_s = \frac{\exp \left( \frac{q(T - T_0)|\beta|}{N_s k T A} \right) \cdot I_{ph}}{\left( \left( G \cdot \frac{I_{sc}}{I_{rs}} \right)^{T_0/T} - \exp \left( \frac{q(T - T_0)|\beta|}{N_s k T A} \right) \right)}. \quad (4)$$

Finalmente, la corriente eléctrica del módulo FV como función de la tensión  $V$  se determina por:

$$I(V) = M_p \left[ I_{ph} - I_s \left( \exp \left( \frac{qV}{N_s k T A} \right) - 1 \right) \right], \quad (5)$$

donde  $M_p$  representa el número de módulos conectados en paralelo. Esta ecuación permite generar la curva I-V de referencia, es decir, bajo condiciones de irradiancia uniforme, la cual será utilizada en la Sección 3 para el desarrollo del esquema de detección de fallas.

La curva I-V puede describirse como una curva de tipo exponencial, lo cual puede corroborarse a partir del modelo (5). Es bien sabido que las condiciones de irradiancia y temperatura afectan principalmente los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ . La Figura 1 muestra diferentes curvas I-V correspondientes a distintos escenarios de estas variables. En general, se observa que la corriente  $I_{sc}$  aumenta con niveles más altos de irradiancia, mientras que el voltaje  $V_{oc}$  disminuye cuando la temperatura de la celda es superior a la temperatura de referencia definida por las condiciones STC.

Debido a que cada combinación de irradiancia y temperatura genera una curva I-V distinta, se propone normalizar la curva con respecto a sus valores máximos, es decir,  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ . Esta normalización permite conservar el perfil característico de la curva I-V, el cual presenta un único punto de máxima potencia (curva de referencia). Lo anterior hace posible prescindir de sensores de irradiancia y temperatura, constituyendo una de las principales

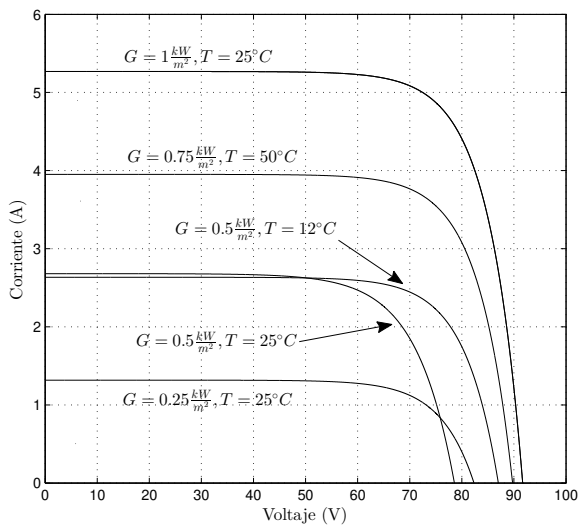


Figura 1. Curvas I-V bajo diferentes condiciones climáticas.

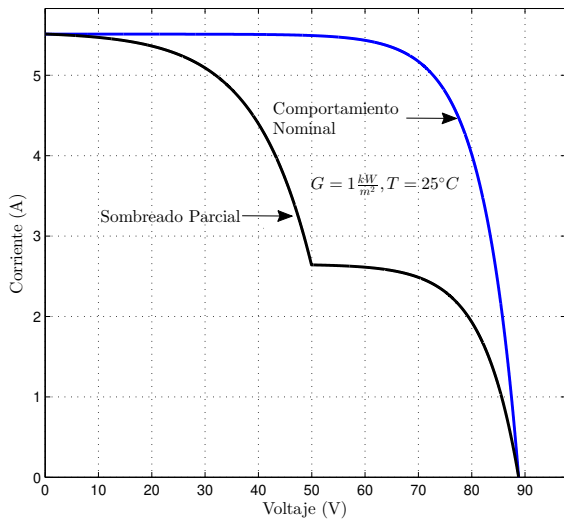


Figura 2. Curva I-V afectada por sombreado parcial.

aportaciones del esquema de detección de fallas propuesto. A continuación, se presenta el esquema de detección de fallas que toma ventaja del perfil característico de la curva I-V.

### 3. ESQUEMA DE DETECCIÓN DE FALLAS

De acuerdo con Petrone and Ramos-Paja [2011], bajo condiciones de sombreado parcial, el perfil de la curva I-V presenta múltiples puntos de máxima potencia, como se ilustra en la Figura 2. En esta sección se describe el esquema de detección de fallas propuesto, el cual es capaz de detectar sombreados parciales, fallos en diodos bypass y puntos calientes.

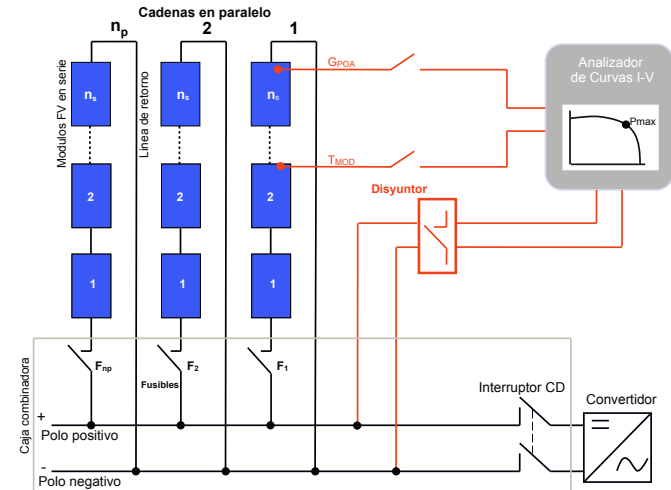


Figura 3. Diagrama de conexión de un sistema trazador de curvas I-V.

La Figura 3 ilustra la conexión de un trazador de curvas comercial a un sistema FV. Como puede observarse, es necesario desconectar temporalmente los circuitos FV para realizar el trazado de la curva I-V. Este procedimiento se lleva a cabo variando una resistencia de carga conectada a las terminales del arreglo, desde un valor cercano a cero (cortocircuito) hasta un valor muy alto (circuito abierto).

Los trazadores de curvas I-V comerciales requieren el uso de sensores de irradiancia en el plano del arreglo ( $G_{POA}$ ), así como la medición de la temperatura de operación del arreglo fotovoltaico ( $T_{MOD}$ ), como se muestra en la Figura 3. Una de las principales aportaciones de este trabajo es la eliminación de la necesidad de dichos sensores. Con este objetivo, en primer lugar se desconectan los circuitos FV y se realiza el trazado de la curva mediante un elemento resistivo de carga conectada a las terminales del arreglo directamente en campo.

Una vez obtenida la curva I-V del arreglo en campo, se obtienen las mediciones de voltaje y corriente,  $V(t)$  e  $I(t)$ , respectivamente. Entonces, se normaliza la señal de voltaje  $V(t)$  de la siguiente manera:

$$V_{mod}(t) := \frac{V_{oc}}{\max_{\forall t > 0} \{V(t)\}} V(t), \quad (6)$$

donde  $V_{oc}$  es el voltaje de circuito abierto en condiciones STC, y  $\max_{\forall t > 0} \{V(t)\}$  representa el valor máximo de la señal  $V(t)$ .

Con el objetivo de estimar la corriente de referencia, se utiliza el voltaje obtenido en (6) como entrada al modelo (5). Posteriormente, se obtiene  $I_{mod}(t)$  como salida del modelo (5). A continuación, se adopta la notación  $\hat{x}$  para las variables normalizadas, las cuales se definen como:

$$\hat{V} := \frac{V(t)}{\max_{\forall t > 0} \{V(t)\}}, \quad \hat{I} := \frac{I(t)}{\max_{\forall t > 0} \{I(t)\}}, \quad (7)$$

$$\hat{V}_{mod}(t) := \frac{V_{mod}(t)}{V_{oc}}, \quad \hat{I}_{mod}(t) := \frac{I_{mod}(t)}{I_{sc}}. \quad (8)$$

Con el objetivo de evaluar la concordancia entre el perfil de la curva I-V obtenida en campo y el de la curva I-V de referencia generada mediante el modelo, se define la siguiente señal de residuo:

$$r(t) := \hat{I}_{\text{mod}}(t) - \hat{I}(t). \quad (9)$$

Finalmente, para lograr la detección de las fallas se propone calcular la norma euclidiana con ventana  $T$  del residuo  $r(t)$  (vease Campos-Delgado and Espinoza-Trejo [2011]):

$$\|r\|_{2,[t-T,t]} = \sqrt{\int_{t-T}^t r^2(\tau) d\tau}.$$

Esta norma representa una métrica que permite discernir si el módulo opera bajo condiciones nominales. Valores de cercanos a cero indican que la curva característica del arreglo FV en campo es similar a la curva I-V de referencia, mientras que desviaciones más grandes pueden revelar la ocurrencia de múltiples puntos de máxima potencia.

#### 4. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Para validar el esquema de detección de fallas propuesto en este artículo, se utilizó el sistema experimental mostrado en la Figura 4. Este sistema está conformado por dos módulos FV de 175 W conectados en serie a una resistencia variable  $R_L$  de  $225 \Omega$ , ubicada en las terminales del arreglo FV. El sistema de adquisición de datos, de la marca Tektronix, está compuesto por una sonda de voltaje P5200, una sonda de corriente A622 y un osciloscopio TDS2024B.

Para la obtención de las curvas I-V mediante el modelo (5), se utilizaron los parámetros definidos en la Tabla 1. Además, el esquema de detección de fallas fue implementado en el software *MATLAB* R2013a.

El experimento consistió en una prueba de 5 segundos, durante la cual se varió la resistencia de carga  $R_L$  desde  $0 \Omega$  (cortocircuito) hasta su valor máximo de  $225 \Omega$  (simulando la condición de circuito abierto). Con el objetivo de validar la efectividad del esquema propuesto, se llevaron a cabo dos pruebas bajo condiciones distintas. En la primera, se evaluó la operación del arreglo FV bajo irradiación uniforme; en la segunda, se introdujo un sombreado parcial para simular condiciones de irradiación no uniforme.

Los resultados del esquema de detección de fallas en ambos escenarios se presentan en la Figura 5, donde se muestra lo siguiente:

1. Comparación entre la corriente medida  $\hat{I}$  y la corriente estimada por el modelo  $\hat{I}_{\text{mod}}$  en el dominio temporal.
2. Evolución temporal del residuo  $r(t)$ .
3. Cálculo de la norma euclidiana del residuo con ventana de  $T = 0,2$  segundos.
4. Comparación de las curvas I-V normalizadas.

El último paso del esquema requiere el cálculo de un umbral de falla, obtenido de forma empírica a partir de

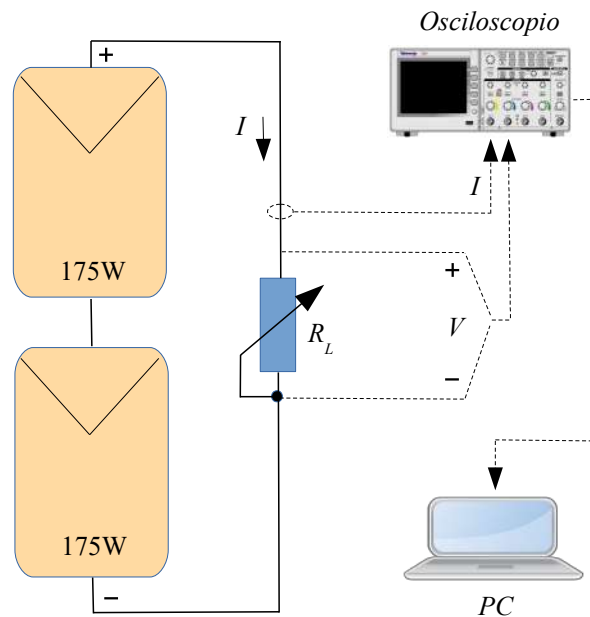


Figura 4. Configuración del experimento.

Tabla 1. Parámetros del modelo SDM

Parámetro	Símbolo	Valor / Unidad
Número de módulos en serie	$M_s$	2
Número total de celdas en serie	$N_s$	144 ( $2 \times 72$ )
Carga elemental del electrón	$q$	$1,6 \times 10^{-19}$ C
Constante de Boltzmann	$k$	$1,38 \times 10^{-23}$ J/K
Temperatura de referencia (STC)	$T_0$	298.15 K (25 °C)
Irradiancia	$G$	1 kW/m <sup>2</sup>
Corriente de cortocircuito	$I_{sc}$	5.30 A
Voltaje de circuito abierto	$V_{oc}$	88.80 V ( $2 \times 44.4$ )
Corriente en punto de máxima potencia	$I_m$	4.82 A
Voltaje en punto de máxima potencia	$V_m$	72.60 V ( $2 \times 36.3$ )
Coef. temp. de $I_{sc}$	$\alpha$	$2,438 \times 10^{-3}$ A/°C
Coef. temp. de $V_{oc}$	$\beta$	-0,222 V/°C

una serie de experimentos realizados en distintas horas del día, bajo diversas condiciones de irradiación y temperatura. En la Figura 5, específicamente en la gráfica correspondiente a la norma con ventana del residuo, se aprecia una diferencia clara entre los escenarios de irradiación uniforme y sombreado parcial. En este caso, un umbral de falla de 0.1 resulta suficiente para discriminar entre ambas condiciones.

#### 5. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Este trabajo presentó un esquema de detección de fallas en arreglos FV mediante el análisis de curvas I-V, sin necesidad de sensores adicionales de irradiación o temperatura. La metodología se basa en comparar una curva I-V medida con una curva teórica generada a partir de un modelo de un solo diodo bajo condiciones STC, haciendo uso de técnicas de normalización y análisis de residuos. El algoritmo propuesto demostró ser capaz de identificar condiciones sombreados parciales de forma efectiva y con bajo costo de implementación.

Como trabajo futuro, se propone extender esta metodología usando la incorporación de técnicas de aprendizaje

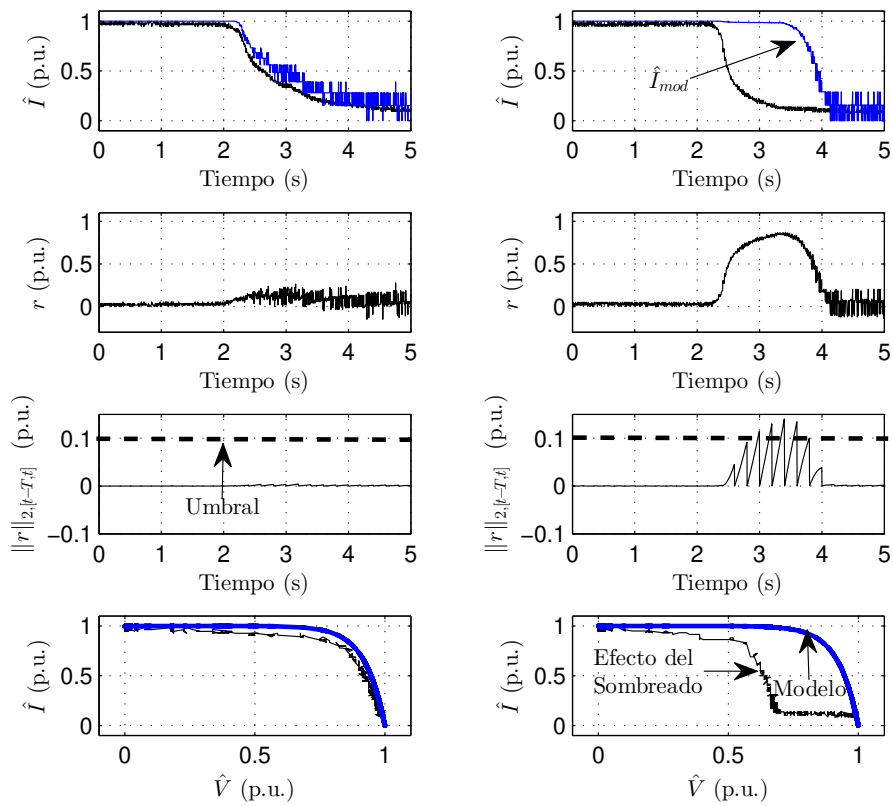


Figura 5. Resultados experimentales de la curva I-V normalizada y comparación con el modelo teórico.

automático para clasificar distintos tipos de fallas a partir del residuo. Así como la construcción de un trazador de I-V portátil con procesamiento embebido, que permitan realizar diagnósticos autónomos en campo. Finalmente, se considera relevante evaluar la robustez del sistema ante ruido en las mediciones y condiciones ambientales dinámicas.

## REFERENCIAS

Campos-Delgado, D.U. and Espinoza-Trejo, D.R. (2011). An observer-based diagnosis scheme for single and simultaneous open-switch faults in induction motor drives. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(2), 671–679. doi:10.1109/TIE.2010.2047829.

Cárdenas-Bravo, C., Dutykh, D., and Lespinats, S. (2024). On the parameters domain of the single-diode model. *arXiv preprint*. Includes definition of I-V cardinal points  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ .

Durán, E., Andújar, J.M., Galán, J., and Sidrach-de Cardona, M. (2009). Methodology and experimental system for measuring and displaying i-v characteristic curves of pv facilities. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 17(8), 574–586. doi:10.1002/pip.909.

Durán, E., Segura, F., Vasallo, M.J., and Andújar, J.M. (2007). Analysis of different buck-boost converters and their applications to obtain i-v characteristics curves

of photovoltaic modules. In *International Youth Conference on Energetics (IYCE '07), Book of Abstracts*. doi:10.13140/RG.2.1.4624.3602.

Espinoza-Trejo, D.R., Taheri, S., Saavedra, J.L., Vázquez, P., Angelo, C.H.D., and Pecina-Sánchez, J.A. (2021). Nonlinear control and internal stability analysis of series-connected boost dc/dc converters in pv systems with distributed mppt. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 11(2), 504–512. doi:10.1109/JPHOTOV.2020.3041237.

Hernandez, M. (2024). Performance analysis of partially shaded high-efficiency mono-perc pv modules. *Scientific Reports*. Study observing I-V curve anomalies (steps/notches) under shading.

Herrmann, W. and Jahn, U. (2021). Qualification of photovoltaic (pv) power plants using mobile test equipment. Report iea-pvps t13-24:2021, IEA PVPS Task 13, TÜV Rheinland. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. ISBN 978-3-907281-12-3. Editors.

IEA-PVPS (2022). *Fact Sheet T13-24: Daylight I-V Testing of Photovoltaic Modules and Strings in the Field*. IEA Photovoltaic Power Systems Programme, London.

IEA Renewables (2024). Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030. Revised report, october 2024, Inter-

- national Energy Agency. Information notice available at: [www.iea.org/corrections](http://www.iea.org/corrections). Source: IEA.
- López-López, M. and otros (2020). A review of i-v tracers for photovoltaic modules: Topologies and configurations. *Electronics*, 10(11), 1283.
- Mahmoud, Y.A., Xiao, W., and Zeineldin, H.H. (2012). A simple approach to modeling and simulation of photovoltaic modules. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(1), 185–186. doi: 10.1109/TSTE.2011.2170776.
- Olayiwola, T.N., Hyun, S.H., and Choi, S.J. (2024). Photovoltaic modeling: A comprehensive analysis of the i-v characteristic curve. *Sustainability*, 16(1), 432.
- Petrone, G. and Ramos-Paja, C.A. (2011). Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations. *Electric Power Systems Research*, 81(4), 1003–1013. doi:10.1016/j.epsr.2010.10.018.
- Salas, V., Olias, E., Barrado, A., and Lázaro, A. (2006). Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1555–1578.
- Task, I.P. (2021). Review of failures of pv modules. *IEA Photovoltaic Power Systems Programme*, 13, 1–56.
- Olayiwola et al. [2024] Task [2021] López-López and otros [2020] Hernandez [2024] ? IEA-PVPS [2022] Cárdenas-Bravo et al. [2024] Salas et al. [2006] Olayiwola et al. [2024] Task [2021] López-López and otros [2020] Hernandez [2024] ? IEA-PVPS [2022] Cárdenas-Bravo et al. [2024] Salas et al. [2006] ?