

Vea discusiones, estadísticas y perfiles de autores para esta publicación en: <https://www.researchgate.net/publication/350789141>

Diagnóstico de fallas en módulos fotovoltaicos mediante inspección visual, termografía, electroluminiscencia y técnica IV

Documento de sesión · Septiembre de 2019

DOI: 10.4229 / eupvsec20192019-4av.2.20

CITACIÓN

1

LEE

34

9 autores, incluyendo:



A. Moretón

Universidad de Valladolid

15 PUBLICACIONES 30 CITACIONES

VER EL PERFIL



Víctor Alonso Gómez

Universidad de Valladolid

48 PUBLICACIONES 336 CITACIONES

VER EL PERFIL



Luis Hernández-Callejo

Universidad de Valladolid

106 PUBLICACIONES 1,777 CITACIONES

VER EL PERFIL



José Ignacio Morales Aragonés

Universidad de Zaragoza

3 PUBLICACIONES 3 CITACIONES

VER EL PERFIL

Algunos de los autores de esta publicación también están trabajando en estos proyectos relacionados:



Análisis del efecto Hall de giro inverso en capas delgadas [Ver Proyecto](#)



Microrred [Ver Proyecto](#)

DIAGNÓSTICO DE FALLOS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MEDIANTE TERMOGRAFÍA, TÉCNICAS DE ELECTROLUMINISCENCIA, RGB Y IV

Sara Gallardo-Saavedra¹*, Ángel Moretón-Fernández², Marta María Jiménez-Martín², Víctor Alonso-Gómez¹, Luis Hernández-Callejo¹, Óscar Martínez-Sacristán², Miguel Ángel González-Rebollo² y José Ignacio Morales-Aragón¹.

¹Universidad de Valladolid (UVA), Facultad de Ingeniería Forestal, Agronómica y de la Industria Bioenergética (EIFAB), Departamento de Ingeniería Agraria y Forestal, Campus Duques de Soria, 42004 Soria (España);
*sara.gallardo@uva.es

²GdS-Optronlab, Dpto. Física de la Materia Condensada, Universidad de Valladolid (UVA), Paseo de Belén, 19, 47011 Valladolid (España)

RESUMEN: Se pueden utilizar diferentes técnicas para detectar y cuantificar las anomalías de los módulos fotovoltaicos, como inspecciones visuales, pruebas eléctricas como la prueba de curva IV, termografía infrarroja (IRT) o electroluminiscencia (EL). Los operadores de plantas fotovoltaicas generalmente aplican solo uno o dos de ellos dentro de las actividades de Operación y Mantenimiento (O&M). Además, los investigadores generalmente los estudiaron por separado. Sin embargo, estos métodos proporcionan resultados complementarios, vislumbrando información interesante sobre el estado del sitio fotovoltaico. El principal punto fuerte de la investigación realizada es el estudio simultáneo de todas estas técnicas de inspección, estudiando la correlación entre ellas. Los resultados confirman que EL e IRT bajo inyección de corriente en los módulos están estrechamente correlacionados, mientras que IRT en funcionamiento normal (exposición solar) revela información complementaria no detectada en EL pero existente en el espectro visible. En conclusión, es aconsejable utilizar tantas técnicas como sea posible para caracterizar el estado real del módulo y explicar su curva IV.

Palabras clave: inspección fotovoltaica, diagnóstico de fallas, termografía fotovoltaica, electroluminiscencia fotovoltaica, curva IV.

1. INTRODUCCIÓN

Aumentar la confiabilidad y la vida útil de los módulos fotovoltaicos (PV) es el factor más importante para la eficiencia energética en los sistemas fotovoltaicos, lo que reduce los costos y las incertidumbres. Los módulos fotovoltaicos son el componente principal dentro de un sistema fotovoltaico, ya que convierten la luz solar en electricidad utilizando materiales semiconductores, a través del conocido efecto fotovoltaico. El objetivo del desarrollo continuo de la tecnología fotovoltaica no es solo mejorar la eficiencia de las células, sino también reducir el costo de producción de los módulos, haciéndola más factible para diversas aplicaciones [1]. Sin embargo, la reducción del costo de producción no debe afectar la calidad de los módulos y poder detectar, identificar y cuantificar la severidad de los defectos que aparecen dentro de los módulos es fundamental para constituir un sistema confiable, eficiente y de seguridad, evitando pérdidas de energía, desajustes y seguridad. cuestiones.

Por lo general, los fracasos se pueden dividir en tres categorías: fracasos infantiles, fracasos en la mediana edad y fracasos por desgaste. La curva de la bañera se usa ampliamente en la ingeniería de confiabilidad y describe una forma de la función de peligro. La falla de un módulo fotovoltaico es un efecto que degrada la potencia del módulo que no se revierte con el funcionamiento normal o crea un problema de seguridad. Los diferentes tipos de fallas que aparecen en los módulos fotovoltaicos son: delaminación, pérdida de adhesión de la hoja posterior, falla de la caja de conexiones, rotura del marco, decoloración de EVA, grietas en las celdas, huellas de caracol, marcas de quemaduras, degradación potencial inducida (PID), celdas desconectadas o diodo de derivación de defectos. [2].

Se pueden utilizar diferentes técnicas para detectar y cuantificar las anomalías de los módulos fotovoltaicos. Tradicionalmente, los módulos o células defectuosas dentro de una planta fotovoltaica se han localizado mediante la aplicación de inspecciones visuales, pruebas eléctricas como la prueba de curva IV o termografía infrarroja manual (IRT). La inspección visual es eficiente, barata y rápida, pero solo revela algunas de las fallas. Por ejemplo, las fallas típicas que se encuentran durante las inspecciones visuales según IEC 61215 son burbujas, delaminación, amarilleo y parpadeo en la parte frontal del módulo, celdas rotas, celdas agrietadas o antirreflejos decoloradas, metalización de celdas quemadas u oxidadas, fallas en el marco, delaminación, burbujas, arañazos o quemaduras

la parte posterior del módulo, suelta, oxidación o corrosión en la caja de conexiones y desprendimiento o partes eléctricas expuestas en cables o conectores. La curva IV (curva de corriente frente a voltaje) proporciona información importante sobre el rendimiento eléctrico del sistema y sus principales parámetros. Para poder comparar resultados, dado que no siempre es posible medir la curva en las Condiciones de Prueba Estándar (STC), es necesario aplicar un procedimiento de traducción, que se puede utilizar en un cierto rango de las condiciones medidas [3]. Una interpretación precisa de la curva IV proporciona información relevante sobre las fallas del módulo, revelando degradación, módulos no coincidentes, celdas agrietadas, resistencia inadecuada, sombreados o mal funcionamiento de los diodos de derivación [4]. IRT es una técnica que detecta la distribución de calor en un área evaluada. Este método mide las características del calor radiativo para establecer áreas o puntos con mayor o menor emisividad de calor, áreas que podrían indicar la presencia de una falla. Los posibles defectos termográficos detectados en un módulo fotovoltaico son: punto de acceso de la celda, circuito de derivación sobrecalentado, caja de conexiones, conexión o módulo completo [5]. Posteriormente, el enorme tamaño de las nuevas plantas fotovoltaicas ha sido responsable del desarrollo de técnicas innovadoras, como la termografía aérea [6], para habilitar u optimizar las actividades de mantenimiento. Un cuarto método para analizar el estado del sistema es la electroluminiscencia (EL), que se puede utilizar en el proceso de fabricación, enviar a un laboratorio después de desmontar los módulos del sitio o en el campo, con una estructura o trípode específico o también mediante EL cámaras montadas en vehículos aéreos no tripulados. En este caso, la recombinación radiativa de los portadores de carga provoca la emisión de luz en las células solares, que es captada por una cámara EL y la intensidad de la emisión sirve como indicador de la salubridad de la célula solar [7]. La alta resolución de las imágenes EL permite resolver algunos defectos con mayor precisión que en las imágenes IR [8]. Cada una de estas técnicas tiene algunas ventajas y desventajas, y en base a ellas, los operadores de plantas fotovoltaicas generalmente aplican solo una o dos de estas técnicas dentro de las actividades de Operación y Mantenimiento (O&M). Además, los resultados que aporta cada uno de ellos suelen ser estudiados por separado, por diferentes grupos de investigación. La alta resolución de las imágenes EL permite resolver algunos defectos con mayor precisión que en las imágenes IR [8]. Cada una de estas técnicas tiene algunas ventajas y desventajas, y en base a ellas, los operadores de plantas fotovoltaicas generalmente aplican solo una o dos de estas técnicas dentro de las actividades de Operación y Mantenimiento (O&M). Además, los resultados que aporta cada uno de ellos suelen ser estudiados por separado, por diferentes grupos de investigación.

Sin embargo, estos métodos pueden proporcionar resultados complementarios, vislumbrando información interesante sobre el estado del sitio fotovoltaico. En ocasiones, la complicada situación de tener la presencia concurrente de diferentes tipos de defectos dificulta la cuantificación del impacto de cada uno de ellos en las pérdidas totales de potencia, que se pueden aclarar utilizando diferentes técnicas de inspección.

El principal punto fuerte de la investigación realizada es el estudio simultáneo de todas las técnicas de inspección descritas en el apartado anterior, estudiando la correlación entre ellas: visual, curvas IV, IRT y EL. Investigaciones anteriores suelen estudiar cada uno de ellos por separado, por ejemplo, EL para el diagnóstico de células solares de silicio cristalino [9], caracterización de defectos utilizando EL [10], imágenes EL para la caracterización automática de defectos [11], IRT excitado por inducción electromagnética [12], correlación entre defectos y potencia de la cuerda mediante inspección por termografía aérea [13] o impacto experimental en la curva IV de decoloración y grietas [14]. Sin embargo, se ha comprobado que la correlación de resultados revela información complementaria, mejorando la detección, cuantificación y diagnóstico de fallas.

2 MATERIALES Y MÉTODO

Se han realizado ensayos en interiores y exteriores en la Escuela de Ingeniería Forestal, Agronómica y de la Industria de la Bioenergía (EIFAB) de Soria, España. Entre las pruebas en interiores, EL se ha realizado en condiciones ambientales controladas simultáneamente que IRT en el cuarto cuadrante. Para estas pruebas, la Universidad cuenta con una cámara con control de temperatura y humedad, que se muestra en la Figura 1.



Figura 1: Cámara con control de temperatura y humedad en la EIFAB en Soria, España

En esta cámara, cada módulo se alimenta continuamente con su corriente de cortocircuito, utilizando una fuente de laboratorio, durante 72 horas. Las imágenes EL se capturan con un pco. 1300 cámaras cada 30 minutos con una exposición de 5.000 ms. Las imágenes térmicas se han capturado con un sistema Flir C2 y una cámara Workswell Wiris Pro. Este sistema de captura se presenta en la Figura 2, en la que se puede ver la cámara EL, la cámara IR y el PC que controla la adquisición.

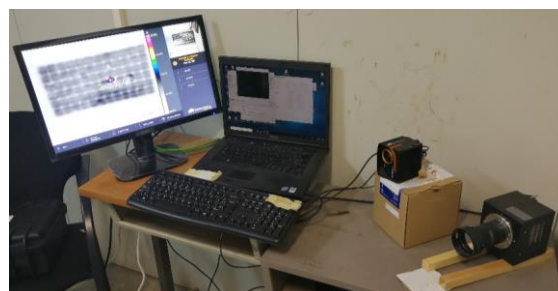


Figura 2: Sistema de captura de imágenes EL e IR utilizado en la cámara con control de temperatura y humedad

Las pruebas en exterior incluyen curvas IV, imágenes IRT y RGB en el campo fotovoltaico del Campus Duques de Soria, Universidad de Valladolid, que se puede ver en la Figura 3. La cámara térmica utilizada en exterior es una cámara Workswell Wiris Pro, con una resolución de 640x512 píxeles, una sensibilidad térmica de 0.05°C y una precisión de $\pm 2\%$ o $\pm 2^\circ\text{C}$. Además, la cámara tiene una frecuencia de cuadro de 30Hz, está calibrada para ser utilizada con dos lentes diferentes, 32° y 69°, e incluye un sensor Full HD RGB con una resolución de 1920x1080 píxeles y zoom x10. Las curvas IV se trazaron con un trazador IV Solar IV HT 1500V.



Figura 3: Campo fotovoltaico del Campus Duques de Soria, Universidad de Valladolid.

Los módulos probados presentan diferentes tipos de defectos y son módulos monocristalinos y policristalinos de diferentes fabricantes. Sin embargo, este artículo resume los resultados de uno de ellos. Sus datos nominales se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Información nominal del módulo analizado en esta investigación

Laboratorio Nombre	Poder (W)	Escribe	Células	Voc (V)
S-E1	165	Mononucleosis infecciosa	72	43,92
	Vmpp (V)	Isc (A)	Imp (A)	Peaje
	35,64	5,23	4,63	± 5

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como ya se ha destacado, el objetivo principal de esta investigación es estudiar la información que aporta cada técnica de inspección y la relación entre ellas. Para cada módulo, se ha realizado su curva IV antes

y después del EL, imágenes EL cada 30 min durante 72 horas, imágenes térmicas del cuarto cuadrante cada minuto durante el proceso EL e imágenes térmicas del segundo cuadrante durante la operación de los módulos en el campo fotovoltaico del Campus Duques de Soria. Además, se han capturado imágenes RGB antes y después de cada prueba.

A lo largo de esta sección se discutirán algunos resultados relevantes logrados en la investigación. En cuanto al módulo fotovoltaico S-E1, cuyas principales características nominales se han descrito en el apartado anterior, los resultados muestran que no existe ningún cambio significativo entre la forma de las curvas IV antes y después de la prueba EL. La primera y la última imagen EL de la pila se presentan en la Figura 4 a) y b), respectivamente. Esto significa que la inyección de corriente de cortocircuito alimentada continuamente durante 72 horas no afecta considerablemente el rendimiento de los módulos. Es importante considerar que ha sido una prueba EL para evaluar el comportamiento de los módulos durante periodos prolongados de corriente alimentándolos. Sin embargo, durante una prueba EL ordinaria in situ, los módulos se exponen durante un período mínimo de tiempo, justo en el momento en que se van a tomar las imágenes EL.

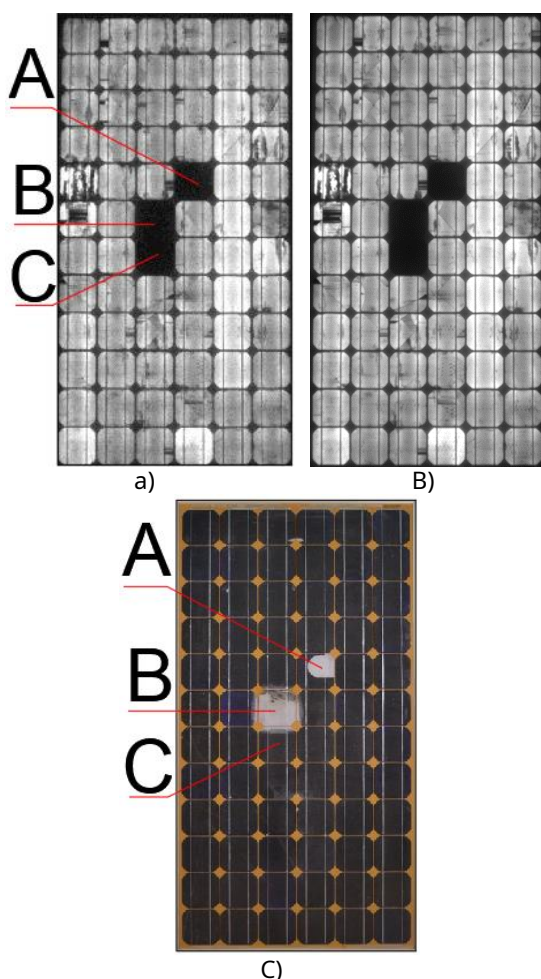


Figura 4: Primera (a) y última (b) imágenes EL del módulo S-E1 y su apariencia RGB (c).

En esta imagen visual se puede observar una falla de delaminación de EVA en la celda etiquetada como A, y un área quemada, combinada con delaminación, en la celda B. Aparentemente, la celda C no presenta fallas importantes detectadas visualmente, pero la falla B aparentemente sí. extendido en la parte superior

área de la celda C. Sin embargo, estas tres celdas están inactivas, como se puede ver en las imágenes EL, apareciendo completamente negras, ya que no emiten. Por tanto, se puede concluir que estas celdas están en cortocircuito, permitiendo que pase la corriente pero no produciendo energía. Si bien la celda C visualmente no presenta ningún defecto relevante, la falla B se ha extendido afectando igualmente a la celda C. Este hecho también se revela en la Curva IV, que se puede apreciar en la Figura 5. En esta figura se muestran dos ensayos diferentes realizados en diferentes condiciones de irradiancia y temperatura y extrapolado a las condiciones de prueba estándar (STC). Sus principales parámetros se comparan con los datos nominales del módulo en la Tabla 2. Se puede ver una caída de voltaje de circuito abierto (Voc) de 3,45V,

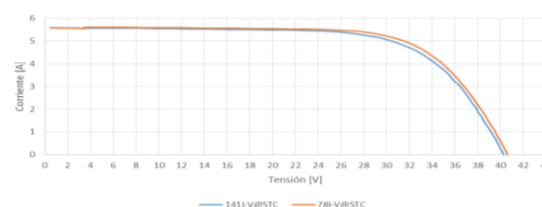


Figura 5: IV Curva del módulo S-E1 en STC.

Tabla 2: Principales parámetros del módulo S-E1 medidos (STC) y nominales.

	PMAX (W)	COV (V)	VMPP (V)	IMPP (A)	ISC (A)
STC	152,52	40,47	30,46	5,01	5,54
Nominal	165,00	43,92	35,64	4,63	5,23

Finalmente, también se ha estudiado la TRI. Los resultados en las condiciones de inyección actuales se muestran en la Figura 6 y durante las condiciones de producción normales se pueden ver en la Figura 7.

Los resultados presentados en la Figura 6 muestran cómo el total de células inactivas permanece más frío que las áreas activas durante la inyección de corriente para la prueba EL. Además, se ha observado que cuando hay un área inactiva dentro de una celda parcialmente activa, el área activa se revela como un área sobrecalentada. Por tanto, se puede concluir que las imágenes termográficas durante las pruebas EL también aportan información complementaria. En la Figura 7, el módulo S-E1 está en modo de montaje horizontal, con su caja de conexión en el lado derecho de la imagen. El área más larga y caliente en la parte derecha del módulo es el reflejo del poste del anemómetro, que se puede ver en la imagen RGB (Figura 7 b). Los tres Fallos A, B y C que se han analizado durante este trabajo también se revelan en funcionamiento, como puntos calientes cuyos defectos los hacen trabajar en el segundo cuadrante. Sin embargo,

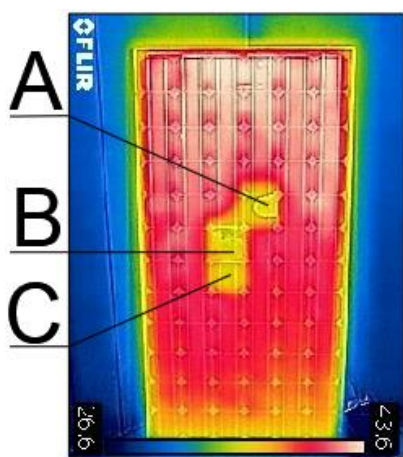
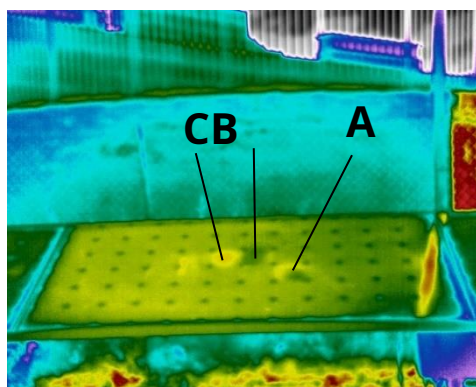
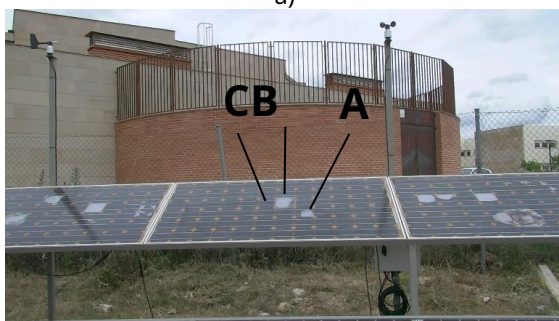


Figura 6: Imagen termográfica de S-E1 en el cuarto cuadrante durante la prueba EL.



a)



B)

Figura 7: Imágenes termográficas (a) y visuales (b) del exterior S-E1 en funcionamiento normal del módulo.

4. CONCLUSIONES

El trabajo presenta un análisis simultáneo de diferentes técnicas de inspección, estudiando la correlación entre ellas: visual, curvas IV, IRT y EL. Los resultados revelan información complementaria entre diferentes prácticas, agregando valor a los hallazgos individuales.

Cada una de las técnicas tiene algunas ventajas y desventajas. Se ha visto que la inyección de corriente de cortocircuito alimentada continuamente durante 72 horas no afecta considerablemente el rendimiento de los módulos, ya que las imágenes EL y RGB no revelan cambios importantes en el módulo. Se ha demostrado cómo las imágenes EL y la IRT en el cuarto cuadrante tienen una alta correlación, ya que las células inactivas totales permanecen más frías que las áreas activas durante la inyección de corriente para la prueba EL. Sin embargo, la similitud con IRT

durante el funcionamiento ordinario de los módulos no es directo, ya que algunas áreas activas aparecen como puntos calientes pero pueden estar tapadas por delaminación, lo que provoca un valor de emisividad diferente. Finalmente, se ha explicado cómo las células inactivas totales se revelan como una caída de Voc en la curva IV, manteniendo la forma de la curva si no se mezclan con otro tipo de defectos.

RECONOCIMIENTO

Este trabajo ha sido financiado por los proyectos ENE2017-89561-C4-R-3 y RTC-2017-6712-3 del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades de España.

REFERENCIAS

- [1] El Chaar L, Lamont LA, El Zein N. Revisión de tecnologías fotovoltaicas. *Renovar Sustain Energy Rev* 2011; 15: 2165–75. doi: 10.1016 / j.rser.2011.01.004.
- [2] Köntges M, Kurtz S, Packard C, Jahn U, Berger KA, Kato K, et al. Revisión sobre fallas de módulos fotovoltaicos, Informe IEA-PVPS T13-01: 2013. 2013.
- [3] Bühler AJ, Perin Gasparin F, Krenzinger A. Datos de posprocesamiento de las curvas I – V medidas de dispositivos fotovoltaicos. *Renew Energy* 2014; 68: 602– 10. doi: 10.1016 / J.RENENE.2014.02.048.
- [4] Desviaciones IT. Interpretación de las curvas solares IV IV. *SolarPro* agosto-septiembre de 2014.
- [5] Gallardo-Saavedra S, Hernández-Callejo L, Duque-Pérez Ó. Análisis y caracterización de defectos termográficos a nivel de módulo fotovoltaico. *Rvdo Fac Ing de Univ Antioquia* 2019; 1:1-16.
- [6] Gallardo-Saavedra S, Hernández-Callejo L, Duque-Pérez O. Revisión tecnológica de la instrumentación utilizada en la inspección termográfica aérea de plantas fotovoltaicas. *Renovar Sustain Energy* 2018; 93: 566–79. doi: 10.1016 / j.rser.2018.05.027.
- [7] Hallam B, Hamer P, Kim M, Nampalli N, Gorman N, Chen D y col. Inspección de campo de módulos fotovoltaicos: determinación cuantitativa de la pérdida de rendimiento debido a grietas en la celda utilizando imágenes EL. 2017 IEEE 44th Photovolt. Especificaciones. Conf. PVSC 2017, 2017, pág. 1858–62. doi: 10.1109 / PVSC.2017.8366560.
- [8] Jahn U, Herz M, Köntges M, Parlevliet D, Paggi M, Tsanakas I, et al. Revisión sobre imágenes infrarrojas y electroluminiscentes para aplicaciones de campo fotovoltaico. 2018.
- [9] Fuyuki T, Kitiyanan A. Diagnóstico fotográfico de células solares de silicio cristalino que utilizan electroluminiscencia. *Appl Phys A Mater Sci Process* 2009; 96: 189–96. doi: 10.1007 / s00339-008-4986-0.
- [10] Kendig D, Alers GB, Shakouri A. Caracterización de defectos en energía fotovoltaica usando imágenes de termorreflectancia y electroluminiscencia. *Conf Rec IEEE Photovolt Spec Conf* 2010: 1733–6. doi: 10.1109 / PVSC.2010.5616126.
- [11] Bazzoli M, Silverman TJ, Goddard LL. Imágenes de electroluminiscencia de bajo costo para la caracterización automatizada de defectos en módulos fotovoltaicos. *Conferencia de fotónica (IPC), IEEE*. 2017: 481–2.
- [12] He Y, Du B, Huang S. Termografía infrarroja excitada por inducción electromagnética sin contacto para inspección de módulos y células fotovoltaicas. *IEEE*

Trans Indiana Informática 2018; 14: 5585–93.
doi: 10.1109 / TII.2018.2822272.

- [13] Dalsass M, Scheuerpflug H, Fecher FW, Buerhop-Lutz C, Camus C, Brabec CJ. Correlación entre las potencias de string generadas en una central fotovoltaica y los defectos del módulo detectados por termografía aérea. 2017 IEEE 44th Photovolt Spec Conf PVSC 2017 2018: 1–6.
doi: 10.1109 / PVSC.2017.8366737.
- [14] Sarikh S, Raoufi M, Bennouna A, Benlarabi A, Ikken B. Decoloración y grietas fotovoltaicas: impacto experimental en la degradación de la curva IV, Springer, Singapur; 2019, pág. 609-16. doi: 10.1007 / 978-981-13-1405-6_69.