

DIAGNÓSTICO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ALCANZADOS POR UNA TORMENTA DE GRANIZO

de Castro C.*, González-Francés D.*, Carpintero L.A.*,, Sulca K.P.*, Alonso-Gómez V.*, González M.A.*, Martínez O.***

* GdS-Optronlab Group, Dpto. Física de la Materia Condensada, Universidad de Valladolid, Edificio LUCIA, Paseo de Belén 19, 47011, (Valladolid) Spain, carmelo.castro@uva.es

**Nombre del Departamento o División, Nombre de la Empresa o Universidad, Calle, Ciudad, Código Postal, (Estado o Provincia) País, dirección e-mail

RESUMEN

Tradicionalmente, la inspección de plantas fotovoltaicas se fundamenta en el examen visual y termográfico de los módulos que las conforman para la detección de posibles defectos. Sin embargo, la creciente asiduidad de fenómenos meteorológicos extremos como son, en particular, las tormentas de granizo, ha generado la necesidad de utilizar otros sistemas para su caracterización más minuciosa y la cuantificación del rendimiento energético de los módulos. Con esto en mente, se evaluó la eficacia de los métodos canónicos y otros más novedosos, como la electroluminiscencia y el trazado de curvas $I-V$ y $P-V$, mediante el estudio individualizado de un conjunto de módulos fotovoltaicos afectados por una tormenta de granizo y el cotejo de la información que cada una de estas técnicas es capaz de ofrecer.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Inspección, Defectos, Caracterización, Resiliencia, Rendimiento

ABSTRACT

Traditionally, inspection of photovoltaic plants is based on visual examination and thermographic testing of the modules for the detection of possible failures. However, increasing occurrence of extreme weather events like hailstorms has imposed the necessity of employing other systems for a more meticulous characterization and quantification of the performance of the modules. With that in mind, the efficiency of standard and newer methods like electroluminescence or $I-V$ and $P-V$ curves measurements was assessed by an individualized analysis of a group of photovoltaic modules following a hailstorm and the comparison of the data each of these techniques can offer.

KEYWORDS: Solar Energy, Inspection, Defects, Characterization, Resilience, Performance

INTRODUCCIÓN

Los fenómenos meteorológicos extremos suponen un grave problema en el contexto de las instalaciones fotovoltaicas, debido al efecto tan perjudicial que pueden acarrear en un elevado número de módulos y a su cada vez mayor frecuencia, consecuencia del ya incuestionable cambio climático. Entre los fenómenos más relevantes se encuentran las tormentas de granizo, pues el impacto de las bolas contra los módulos fotovoltaicos puede conllevar un importante deterioro físico, acompañado en general de una disminución de su rendimiento y, en ocasiones, de su vida útil, lo que conduciría a una sustitución temprana de los mismos. Si bien, en ocasiones, los daños causados resultan totalmente evidentes, con frecuencia éstos le son imperceptibles al ojo humano, lo cual puede llevar incorrectamente a pensar que los módulos se encuentran en condiciones de funcionamiento óptimas. Resulta, entonces, de suma importancia verificar el estado de los módulos por distintos medios después de acontecer un evento potencialmente dañino como una tormenta de este tipo.

Hasta la fecha, la mayoría de estudios publicados se basan en la inspección visual o termográfica masiva para la detección de defectos, complementando ocasionalmente el análisis de los módulos visualmente más afectados mediante técnicas de electroluminiscencia, pero sin atender, en ningún caso, a sus características eléctricas. Esto, a pesar de ofrecer una mayor celeridad en las mediciones, supone una pérdida de precisión en la detección de defectos más sutiles, así como de la información acerca del rendimiento final de los módulos por separado. Aquí, por tanto, se propone un estudio más individualizado de los módulos (independientemente del grado de deterioro observado) mediante su caracterización íntegra vía inspección visual, medidas de electroluminiscencia en oscuridad (EL) y termografía infrarroja (TIR), y el trazado de sus curvas $I-V$ y $P-V$.

MÉTODOLÓGIA Y RESULTADOS

Para este estudio se hizo uso de una serie de módulos fotovoltaicos GCL-P6/72H340 de silicio policristalino que sufrieron los efectos de una tormenta de granizo en España durante el verano de 2023. En la Fig. 1 se muestra la fotografía de una pareja de ellos, denotados mediante las letras A y B, como parte de una inspección visual inicial.

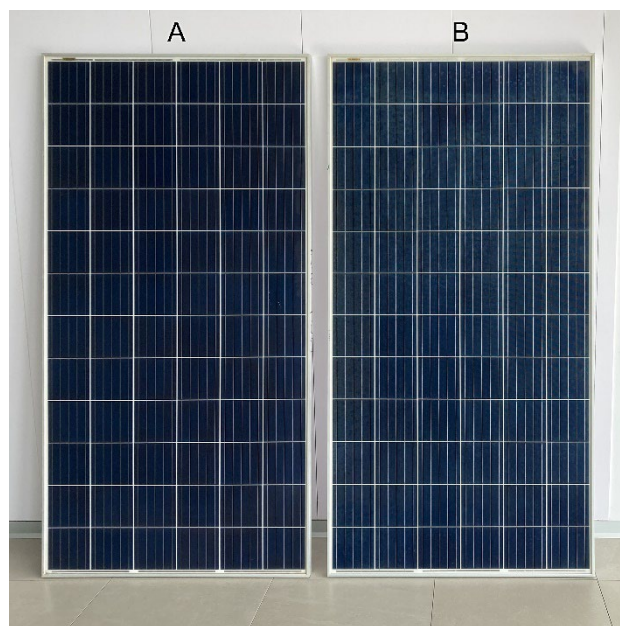


Fig. 1. Dos de los módulos fotovoltaicos empleados durante el estudio.

Si bien en ningún módulo se apreciaron roturas del vidrio protector, en todos ellos se detectaron múltiples marcas punteadas enteramente distribuidas por su superficie, como las que se evidencian en la Fig. 2 para los módulos A y B. Dichas marcas parecieran corresponder en algunos casos con los impactos de las bolas de granizo (como las del módulo A, bien diferenciadas), mientras que en otros se asemejan más al efecto de la delaminación (como las del módulo B, más extensas y difusas), fenómeno atribuido principalmente a la liberación de gases debido a la degradación del material encapsulante, y que puede verse favorecido por una elevación de la temperatura externa o la radiación ultravioleta incidente.

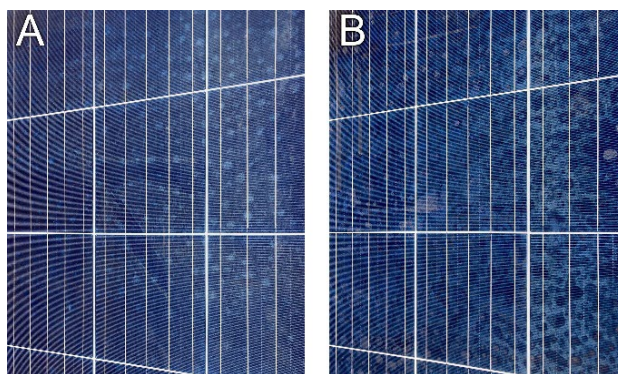


Fig. 2. Marcas punteadas sobre la superficie de los módulos A y B.

En contraste con estas observaciones, se tienen, para ambos módulos, las imágenes de EL y TIR de la Fig. 3. Las EL se obtuvieron por medio de una cámara Sony ILCE-7SM3, de cuyo sensor CMOS se hubo extraído previamente el filtro bloqueador de infrarrojos con el fin de permitir la detección de fotones en dicha banda de frecuencia, y un objetivo Sony FE 35mm F1.8 con un filtro infrarrojo Hoya R72 acoplado a su parte frontal para bloquear la mayor cantidad de luz visible posible. Para las TIR se empleó una cámara térmica Fluke Ti400.

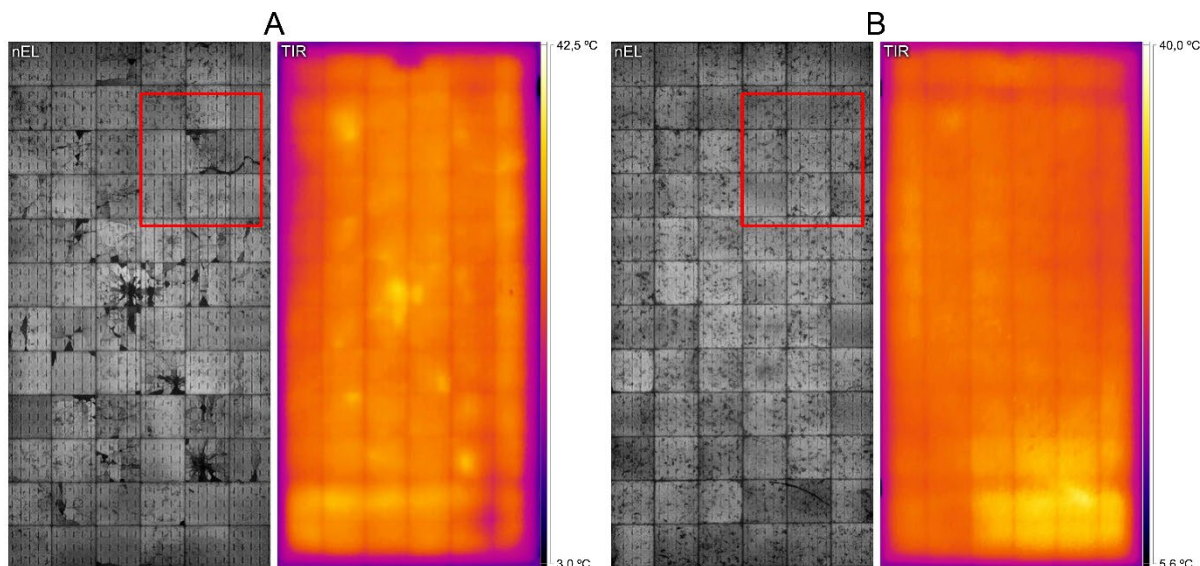


Fig. 3. Imágenes de EL y TIR de los módulos A y B. Se señalan en color rojo las zonas correspondientes a las imágenes visuales (Fig. 2).

Como complemento a estas imágenes, y ya atendiendo, desde un enfoque más cuantitativo, al funcionamiento de los módulos, se midieron las características eléctricas de la Tabla 1 junto con las curvas $I-V$ y $P-V$ que se muestran en la Fig. 4, todo ello trasladado a condiciones estándar (STC) de 1000 W/m^2 de irradiación solar y 25 °C de temperatura, según indica la normativa. En ambos casos se incluye una comparativa con los valores nominales indicados por el fabricante. Estos resultados se adquirieron a través de un trazador de HT Instruments, modelo SOLAR I-Ve, y el software Topview que la misma empresa ofrece para el procesamiento de los datos.

Tabla 1. Valores nominales y calculados en condiciones estándar para las características eléctricas de los módulos A y B.

	P_{max} / W	V_{mp} / V	I_{mp} / A	V_{oc} / V	I_{sc} / A
Nominal	340.00	38.20	8.90	46.60	9.49
Módulo 1 STC	283.31	37.00	7.66	45.68	8.35
Módulo 2 STC	291.57	37.39	7.80	45.95	8.42

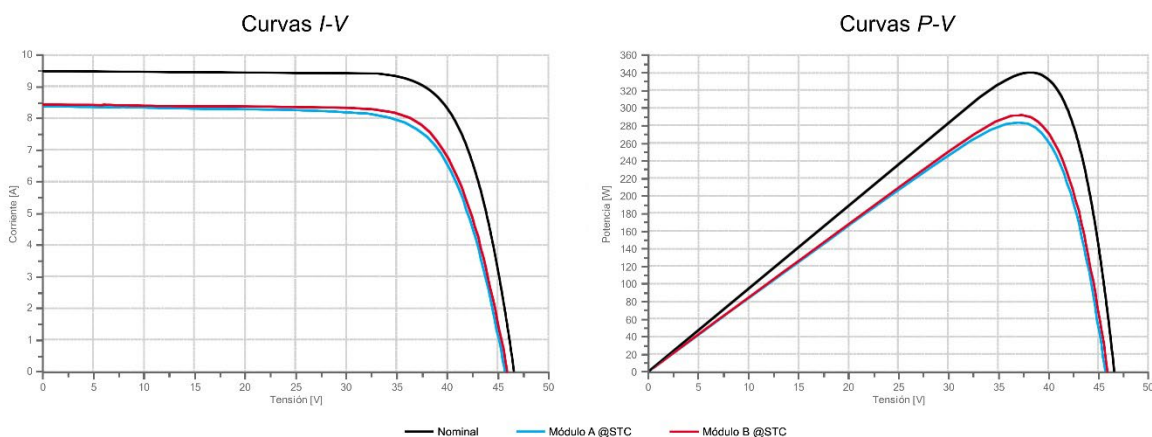


Fig. 4. Curvas $I-V$ y $P-V$ de los módulos A y B.

DISCUSIÓN

De las imágenes de EL de la Fig. 3 se constata la existencia de importantes defectos en el módulo A, principalmente cracks de todos los tipos, A, B y C, y extensión variada, atribuibles al impacto de las bolas de granizo. En el caso del módulo B, no se distinguen más defectos que una fisura en su parte inferior derecha, probablemente ocasionada durante su manipulación. Se observan, además, diversas manchas comunes a los dos, pero notablemente más presentes en el módulo B, que, si bien a priori cabría relacionar con las marcas visuales de la Fig. 2, no corresponden en localización con ellas, por lo que podrían deberse a irregularidades durante el proceso de fabricación de las células solares.

Las imágenes TIR ofrecen menos información, pero también permiten distinguir las zonas más dañadas, como los cracks de mayor tamaño del módulo A o la ya mencionada fisura del módulo B. Éstas, sin embargo, apenas alcanzarían la categoría formal de anomalía térmica, que requiere de un incremento mínimo de 10 °C de temperatura con respecto a la de las células funcionales según la normativa. Por tanto, la termografía constituye un complemento adecuado a otros métodos para la graduación de los defectos en módulos individuales, pero resulta insuficiente por sí sola si lo que se busca es dar una descripción rigurosa de los mismos.

Por otra parte, las cantidades recogidas en la Tabla 1 y las curvas $I-V$ y $P-V$ de la Fig. 4 reflejan una leve pero apreciable disminución del rendimiento energético del módulo A con respecto al del B, lo cual se encuentra bien correlacionado con el estado de los módulos según las pruebas de imagen. No obstante, dicha diferencia no resulta tan destacable como la que ambos presentan con respecto al rendimiento esperado para este modelo particular en condiciones óptimas (y que provoca que trabajen a una potencia máxima del 83.33% y 85.76% de su valor nominal respectivamente), fruto de la degradación de sus componentes con el tiempo.

CONCLUSIONES

En vista de los resultados de este estudio, se considera necesario incorporar de forma rutinaria técnicas de visualización de defectos más precisas, como la electroluminiscencia para la inspección de plantas fotovoltaicas, así como de caracterización eléctrica, pues es su rendimiento funcional lo más relevante en última instancia. Esto, a pesar de suponer en la actualidad un mayor consumo de tiempo, resulta imprescindible no solo por la falta de precisión de las técnicas tradicionales (inspección visual y termográfica mayoritariamente) a la hora de identificar posibles desperfectos, sino por la posibilidad de que un examen básico pase por alto defectos tan considerables como los que aquí se han comentado, algo más habitual durante las inspecciones masivas. Por esto mismo, se recomienda la realización de inspecciones periódicas, y no solo tras una tormenta de granizo o cualquier otro fenómeno extremo, lo cual, además, ayudaría a mantener un historial de defectos para garantizar un mejor seguimiento.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la financiación obtenida a través del proyecto *PID2020-113533RB-C33*, del Ministerio de Ciencia e Innovación, y del proyecto de la Junta de Castilla y León, el Ministerio de Ciencia e Innovación y la Unión Europea (NextGenerationEU / PRTR) “Programa Complementario de Materiales Avanzados”. C. de Castro agradece la

financiación recibida a través del Programa Investigo del Ministerio de Trabajo del Gobierno de España. K.P. Sulca agradece la financiación recibida a través del programa de contratos predoctorales de la Univ. de Valladolid.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

(Las referencias aquí incluidas son para servir como ejemplo de Referencia de formateado en diversos casos)

Artículo de Revista:

Feugard D.C., Abner R., Smith P. and Wayland D. (1994). Modelling daylight illuminance. *J. Climate Appl. Meterol.* 23, 93-109.

Artículo de Revista en Prensa:

Feugard D.C., Abner R., Smith P. And Wayland D. Modelling daylight illuminance. *J. Climate Appl. Meterol.* In Press.

Libro:

Duffie J.A. and Beckman W.A. (1991) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd edn. pp. 54-59. Wiley Interscience, New York.

Capítulo de Libro Editado:

Marus B. C. and Nemo A. (1992) Estimation of total solar radiation from cloudiness in Spain. *In Global Solar Radiation*, Winchester F., Yu S., Pfaff S.W. and Major K. (eds), Vol 2, pp. 1393-1399. Raven Press, New York.

Artículo en Actas de Congreso:

Weber D. J. and Hess W. M. (1985) Simple solar model for direct and diffuse irradiance. *Proceedings of ISES Solar World Congress*, 22-29 June, Montreal, Canada, Bilgen E. and Hollands K. G. T. (Eds), pp 123-132, Pergamon Press, New York.