

Título: **Análisis y caracterización de defectos de módulos fotovoltaicos mediante inspección termográfica**

Autores: Sara Gallardo-Saavedra, Luis Hernández-Callejo y Óscar Duque-Pérez

DOI: **10.17533 / udea.redin.20190517**

Aparecer en: *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*

Recibió: 19 de marzo de 2019

Aceptado: 17 de mayo de 2019

Disponible en línea: 20 de mayo de 2019

Esta es la versión en PDF de un artículo sin editar que ha sido revisado por pares y aceptado para su publicación. Es una versión temprana, para nuestros clientes; sin embargo, el contenido es el mismo que el del artículo publicado, pero no tiene la edición final, el formato, la composición tipográfica y otra edición realizada por el editor antes de la versión final publicada. Durante este proceso de edición, se pueden descubrir algunos errores que podrían afectar el contenido, además de todos los avisos legales que se aplican a esta revista.

Citar este artículo como: S. Gallardo, L. Hernández y O. Duque. (2019, 20 de mayo) Análisis y caracterización de defectos de módulos fotovoltaicos mediante inspección termográfica, *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*. [En línea]. Disponible: <https://www.doi.org/10.17533/udea.redin.20190517>



PALABRAS CLAVE

Inglés: Energía fotovoltaica, eficiencia fotovoltaica, termografía, inspección térmica, defectos de módulos.

Español: Energía fotovoltaica, eficiencia fotovoltaica, termografía, inspección termográfica, defectos en módulos.

Análisis y caracterización de defectos de módulos fotovoltaicos mediante inspección termográfica

Análisis y caracterización de defectos en módulos fotovoltaicos por medio de termografía infrarroja

Sara Gallardo-Saavedra^{1,2} 0000-0002-2834-5591, Luis Hernández-Callejo¹ 0000-0002-8822-2948 y Óscar Duque-Pérez² 0000-0003-2994-2520

¹ Departamento de Ingeniería Agraria y Forestal, Facultad de Ingeniería Forestal, Agronómica y de la Industria de la Bioenergía (EIFAB), Campus Duques de Soria, Universidad de Valladolid (UVa). Calle Universidad, CP 42004, Soria, España.

² Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela de Ingeniería Industrial, Universidad de Valladolid (UVa). Paseo del Cauce, 59, CP 47011, Valladolid, España.

ABSTRACTO:

Ser capaz de detectar, identificar y cuantificar la gravedad de los defectos que aparecen dentro de los módulos fotovoltaicos es fundamental para constituir un sistema confiable, eficiente y de seguridad, evitando pérdidas de energía, desajustes y problemas de seguridad. El objetivo principal de este trabajo es realizar un estudio en profundidad in situ de 17.142 módulos monocristalinos para detectar cada defecto existente, clasificándolos en diferentes grupos, estudiando la varianza del mismo tipo de defecto en diferentes módulos y los patrones de cada uno. grupo de defectos térmicos. Los resultados pueden ser útiles en un desarrollo posterior de un software para detectar automáticamente si un módulo tiene una anomalía y su clasificación. Centrándonos en los resultados obtenidos, todas las fallas detectadas se han clasificado en cinco modos de defectos termográficos diferentes: hotspot en una celda, circuito de bypass sobrecalentado, hotspot en la caja de conexiones, hotspot en la conexión de la barra colectora a la caja de conexiones y todo el módulo sobrecalentado. Se incluye un análisis de patrones de los diferentes defectos, estudiando la ubicación dentro del



módulo, tamaño y resultados estadísticos de temperatura, como temperatura promedio, desviación estándar, temperatura máxima, mediana y primer y tercer cuartil.

RESUMEN:

Ser capaz de detectar, identificar y cuantificar la gravedad de los defectos que aparecen en los módulos fotovoltaicos es esencial para constituir un sistema confiable, eficiente y seguro, evitando pérdidas de energía, desajustes y problemas de seguridad. El objetivo principal de esta investigación es realizar un estudio de 17.142 módulos monocristalinos para detectar cada defecto existente, clasificándolos en diferentes grupos, estudiando la varianza del mismo tipo de defecto en diferentes módulos y los patrones de cada grupo de defectos térmicos. Los resultados pueden ser útiles en el desarrollo posterior de un software de detección automática de anomalías en módulos y su clasificación. Atendiendo a los resultados obtenidos, los defectos detectados se han clasificado en cinco modos de fallo termográficos: sobrecalentamiento en celdas, en circuito bypass, en la caja de conexiones, en la conexión entre la barra colectora y en la caja de conexiones y en el módulo completo. Se incluye un análisis de patrones de los diferentes defectos, estudiando su ubicación dentro del módulo, tamaño y resultados promedio estadísticos de temperatura, como temperatura, desviación estándar, temperatura máxima, mediana y primer y tercer cuartil.

1. Introducción

Las ciudades han avanzado hacia un nuevo enfoque conocido como Smart City (SC), que debe evolucionar hacia nuevas infraestructuras inteligentes, que integrarán nuevos sensores y comunicaciones avanzadas [1]. Estos nuevos CS necesitan resolver problemas existentes en transporte, energía, eficiencia energética, integración de energías renovables, movilidad, ciudadanía, etc. [2]. La integración de una alta proporción de energía renovable variable (ERV) en los sistemas energéticos requiere la modificación de políticas, normas y marcos regulatorios y de mercado para controlar eficazmente los beneficios que pueden derivarse de las energías renovables, garantizando al mismo tiempo la fiabilidad del sistema y la seguridad del suministro [3].

La eficiencia energética es clave y fundamental en la CE. El aumento de población en las ciudades hace que la demanda de energía se esté disparando, por lo que es necesario lograr lo mismo con menos recursos [4]. La mejora de la eficiencia energética es fundamental en muchas áreas de la SC, por ejemplo: iluminación [5], actuadores, motores eléctricos de bombas hidráulicas, motores eléctricos de la industria, calefacción, elementos de generación distribuida, medición inteligente [6], etc.



La transformación de los sistemas energéticos debido al mayor despliegue de energía renovable se está produciendo principalmente en el sector eléctrico, donde muchos países han experimentado un crecimiento significativo en el despliegue impulsado por la rápida disminución de los costes de la energía solar fotovoltaica (FV) y eólica [3]. Las cifras fotovoltaicas durante los últimos años muestran un hito innegable en las energías renovables. El mundo agregó más capacidad de la energía solar fotovoltaica que de cualquier otro tipo de tecnología de generación de energía, y se instaló más energía solar fotovoltaica que las adiciones netas de capacidad de combustibles fósiles y energía nuclear combinadas, alrededor de 98 GW de capacidad solar fotovoltaica se instalaron tanto dentro como fuera la red, acumulando 402 GW en todo el mundo a finales de 2017 [3]. Los generadores solares basados en la luz del sol se han utilizado como parte de la pequeña escala, niveles de baja tensión de sistemas autónomos y también en establecimientos de mayor potencia asociados en red y trabajando a cualquier nivel de tensión en ciudades inteligentes [7]. En la Figura 1 se presentan algunos ejemplos de construcción de sistemas fotovoltaicos integrados.



a)



B)

Figura 1 Instalación fotovoltaica en la azotea de las oficinas (a) y en la zona de aparcamiento (b) de CEDER en Lubia (Soria, España). Imagen cortesía de: CEDER.

Sin embargo, con respecto a la eficiencia energética, la poca productividad de transformación es uno de los problemas a los que se enfrenta la fotovoltaica [7]. Esta transformación no supera el 20% para las células solares de base cristalina, llegando al 30% en las nuevas células exploratorias. Además, las configuraciones fotovoltaicas muestran características no uniformes de corriente versus voltaje ($I - V$) y potencia versus voltaje ($P - V$) [8, 9, 10], que afectan la eficiencia de los módulos y minimizan su confiabilidad. Ser capaz de detectar, identificar y cuantificar la gravedad de los defectos que

eral, los módulos o celdas defectuosas dentro de una planta fotovoltaica se han localizado aplicando pruebas eléctricas a los módulos, como la prueba de curva IV, electroluminiscencia manual y / o prueba de imagen térmica. Las pruebas eléctricas y de electroluminiscencia manual requieren de un personal especializado y una gran inversión económica, además de ser técnicas muy lentas y manuales, que son técnicas costosas y que requieren mucho tiempo. Además, la aplicación de estas prácticas para la construcción de sistemas fotovoltaicos integrados supone un riesgo importante para el personal que realiza estas pruebas, ya que requieren de un acceso directo a las placas fotovoltaicas, lo que puede ser peligroso en caso de mal funcionamiento de las mismas.

En los últimos años, se han desarrollado nuevas técnicas de inspección, con el objetivo de reducir los riesgos humanos, implementarlas fácilmente y disminuir el tiempo de inspección en grandes instalaciones, como las plantas fotovoltaicas. Una de estas técnicas es la inspección por imágenes térmicas, que se realiza mediante el uso de cámaras térmicas que capturan imágenes de la radiación infrarroja emitida por las placas fotovoltaicas. Estas imágenes térmicas permiten identificar áreas de sobrecalentamiento, que pueden ser indicativas de problemas de funcionamiento de las placas. La inspección por imágenes térmicas se puede realizar de manera manual, utilizando un termógrafo, o de manera automática, utilizando drones o vehículos aéreos no tripulados (UAV).

En este artículo se presenta un algoritmo de procesamiento de imágenes térmicas para la detección automática de defectos en placas fotovoltaicas. El algoritmo se basa en el uso de técnicas de procesamiento de imágenes, como el umbralización y la morfología matemática, para identificar áreas de sobrecalentamiento en las imágenes térmicas. El algoritmo se ha implementado en un software de procesamiento de imágenes y se ha aplicado a un conjunto de imágenes térmicas de placas fotovoltaicas. Los resultados obtenidos muestran que el algoritmo es capaz de detectar automáticamente áreas de sobrecalentamiento en las imágenes térmicas, lo que permite identificar defectos en las placas fotovoltaicas de manera automática y rápida.

El algoritmo se ha desarrollado en un lenguaje de programación de alto nivel, lo que permite su fácil implementación y uso. Además, el algoritmo es muy flexible y puede adaptarse a diferentes tipos de imágenes térmicas y a diferentes tipos de defectos. El algoritmo se ha aplicado a un conjunto de imágenes térmicas de placas fotovoltaicas, lo que permite evaluar su rendimiento y su capacidad para detectar defectos en placas fotovoltaicas de manera automática y rápida.

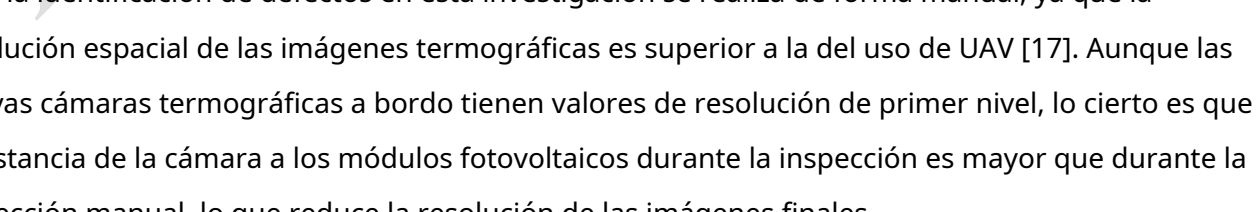
El algoritmo se ha desarrollado en un lenguaje de programación de alto nivel, lo que permite su fácil implementación y uso. Además, el algoritmo es muy flexible y puede adaptarse a diferentes tipos de imágenes térmicas y a diferentes tipos de defectos. El algoritmo se ha aplicado a un conjunto de imágenes térmicas de placas fotovoltaicas, lo que permite evaluar su rendimiento y su capacidad para detectar defectos en placas fotovoltaicas de manera automática y rápida.

[illegible]

col. proponen un enfoque para la detección y el análisis automáticos de módulos fotovoltaicos en imágenes aéreas infrarrojas, primero detectando los módulos individuales en imágenes infrarrojas y realizando pruebas estadísticas para detectar los módulos defectuosos [15]. Tsanakas y col. proponer dos técnicas diferentes para el mapeo de inspección avanzado de plantas fotovoltaicas; triangulación por referenciación terrestre, utilizando datos obtenidos por termografía aérea [16]. Durante los últimos meses se están desarrollando investigaciones específicas con el objetivo de postprocesar automáticamente las imágenes térmicas aéreas, basándose en el conocimiento de los patrones de falla de los módulos fotovoltaicos. Aghaei y col. diseñó un algoritmo para realizar análisis de imágenes térmicas aéreas con el objetivo de determinar defectos específicos y el porcentaje de degradación [14]. Dotenco y col. proponen un enfoque para la detección y el análisis automáticos de módulos fotovoltaicos en imágenes aéreas.

s, primero detectando los módulos individuales en imágenes infrarrojas y luego utilizando pruebas estadísticas para detectar los módulos defectuosos [15]. Tsanakas y col. proponer dos técnicas diferentes para el mapeo de inspección

El objetivo principal de este trabajo es realizar un estudio en profundidad in situ de los defectos de los módulos de una planta fotovoltaica, detectando cada defecto de forma manual, clasificándolos en diferentes grupos, estudiando la varianza del mismo tipo de defecto en diferentes módulos y zonas. De cada grupo de defectos térmicos que se puede utilizar para desarrollar un software que detecte automáticamente si un módulo tiene una anomalía y su clasificación. El análisis termográfico para la identificación de defectos en esta investigación se realiza de forma manual, ya que la



pequeña instalación en la azotea de un edificio. Sin embargo, los resultados están perfectamente extendidos para su posterior aplicación en inspecciones termográficas aéreas y en instalaciones a pequeña escala en cubiertas o fachadas de edificios, ya que los mismos defectos deben identificarse en todas las inspecciones fotovoltaicas.

El presente trabajo es una extensión de la investigación presentada en el Congreso Iberoamericano de Ciudades Inteligentes (ICSC-CITIES 2018) [18]. Está estructurado en cuatro apartados, comenzando con la introducción a la asignatura que muestra la importancia de la integración de sistemas fotovoltaicos fiables en SC y los objetivos del estudio, seguido de la metodología, en la que se analizan las pruebas realizadas y los equipos utilizados, Posteriormente en la sección de resultados y discusión se presentan los resultados obtenidos de la inspección de campo y el análisis de cada modo de falla del módulo fotovoltaico identificado y finalizando con las principales conclusiones obtenidas.

2. Termografía de plantas fotovoltaicas: trabajo relacionado y revisión teórica

Hoy en día, los métodos de detección de puntos calientes son muy variados y la detección y el diagnóstico efectivo de fallas fotovoltaicas es un desafío, especialmente considerando plantas fotovoltaicas a gran escala. El principal objetivo de los inversores es maximizar la producción y para lograrlo es necesario reducir, aislar o eliminar cualquier fuente que reduzca la producción. Esta es la razón por la que la investigación sobre la caracterización de células fotovoltaicas defectuosas se está volviendo más importante durante los últimos años, con el objetivo de aumentar la confiabilidad de las plantas fotovoltaicas. Las inspecciones de plantas convencionales se basaron en la caracterización eléctrica de los módulos. Por ejemplo, en [19], utilizan técnicas de IV para la detección temprana de puntos calientes, basadas en la producción celular y la información climática. Otros autores [20] utilizan el método de impedancia para la detección de puntos calientes de células. Las curvas I – V a los arreglos permiten detectar la ocurrencia de defectos como grietas en operación, con la limitación de no determinar el área y distribución de ubicación de las grietas. La ubicación física de esta falla solo puede identificarse mediante la realización de mediciones eléctricas individuales adicionales en cada módulo, lo que no es una práctica factible o aceptable para los operadores de plantas fotovoltaicas [21]. La electroluminiscencia (EL) proporciona información realmente valiosa sobre áreas activas e inactivas dentro de un módulo La técnica de termografía es más simple de implementar, pero la precisión de la información es menor que con la técnica EL y no permite la medición de áreas de partes rotas en células solares [22]. Los avances en cámaras EL y termográficas permiten la detección de la ubicación exacta de fallas con alta precisión a costos asequibles [13] [21]. Sin embargo, EL requiere conectar los módulos a una fuente de alimentación, lo que implica el uso de una fuente de alimentación muy grande, lo que complica la inspección de todo el sitio, especialmente en la integración del edificio para la logística de la fuente de energía. En el otro



Por otro lado, la termografía parece más adecuada para superar las limitaciones antes mencionadas con un alto potencial de diagnóstico de fallas, especialmente en grandes instalaciones, en las que las inspecciones termográficas aéreas mediante UAV se están convirtiendo en una solución factible de detección de fallas. Se pueden encontrar más detalles sobre el equipo y el procedimiento de termografía aérea en [13]. La termografía de infrarrojos demostró ser una herramienta eficaz y fiable para el diagnóstico de defectos que se producen y que se propagan, revelando particularmente la existencia de células calientes, puntos calientes en las barras colectoras y degradación óptica en forma de burbujas más frías (delaminación) [21]. Clasificar, caracterizar y analizar diferentes averías es fundamental para evaluar su comportamiento e influencia en la generación de salida, así como para la programación de las tareas de mantenimiento.

2.1 Puntos de acceso celular

Los puntos calientes en las celdas pueden aparecer como consecuencia de diferentes modos de falla. Según [23], las celdas calientes suelen aparecer debido a la rotura del acristalamiento frontal, problemas de celdas internas y sombreado externo. Las roturas del vidrio frontal pueden deberse a fuertes impactos, como granizo u otras tensiones mecánicas extremas en el marco del módulo, que provocan daños en el vidrio frontal del módulo fotovoltaico y, a menudo, crean células calientes rotas en el módulo fotovoltaico dañado. Las celdas con problemas internos aparecen debido a fallas en el proceso de fabricación de celdas y módulos, como clasificación incorrecta de las celdas, cortocircuitos locales dentro de la celda solar o contacto eléctrico insuficiente [23]. Las grietas de las células también pueden aparecer en los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino durante su transporte desde la fábrica hasta su lugar de instalación, su instalación en sí, y posteriormente a la exposición a eventos climáticos repetidos como cargas de nieve, granizadas o fuertes vientos [22], que pueden derivar en la desconexión de algunas partes de la celda, reduciendo la salida generada y forzando al resto de la celda, siendo en ocasiones responsable de la aparición de un punto de acceso celular. Aunque la parte de la fisura no está totalmente desconectada, la resistencia en serie a través de la fisura varía en función de la distancia entre las partes de la celda. Los módulos fotovoltaicos pueden mostrar varias células agrietadas. En [24] se propone una clasificación de fisuras de celda, agrupando las fisuras detectadas en la inspección de 574 módulos fotovoltaicos en ocho grupos diferentes, y la frecuencia media de cada tipo de fisura propuesta en [24] se calcula en [22]: sin fisura, fisura dendrítica (2%), varias direcciones (24%), + 45° (16%), -45° (16%), paralelo a la barra colectora (17%), perpendicular a la barra colectora (5%) y fisura transversal (20%). En total, en esta investigación se encontró que el 4,1% de las células solares en los módulos fotovoltaicos presentan al menos una grieta [24]. Finalmente, los módulos fotovoltaicos presentan patrones similares a los casos anteriores cuando se ven afectados por sombras, como caída de pájaros, vegetación o edificios. En estos casos, toda la capacidad de generación de todas las celdas no sombreadas en las celdas de cadena se disipa en la celda sombreada [23], reduciendo la producción y creando diferentes Puntos de Máxima Potencia (MPP) locales en la curva IV [10].



2.2. Circuito de derivación

La configuración de las células dentro del módulo y estas en el generador fotovoltaico general es fundamental. Los autores en [25] presentan un trabajo de simulación, con soluciones alternativas, y demuestran la mejora de la eficiencia de unos modelos frente a otros. Se deben evitar las celdas sobrecalentadas, y la principal estrategia utilizada conduce al uso de diodos de derivación que protegen una serie de celdas. Los módulos comerciales habituales están constituidos por tres cadenas dobles de 20 celdas o 24 celdas conectadas en serie. Cada cadena doble está conectada en paralelo a un diodo de derivación, que evita la corriente de una cadena gravemente dañada. Por lo tanto, la potencia de salida de un módulo se ve afectada de manera diferente si las celdas rotas están ubicadas en la misma cadena o en diferentes cadenas, como se describe en [10] y [22]. Los diodos de derivación no evitan el punto caliente, pero limitan la disipación de energía. La investigación reciente se centra en la mejora del circuito de derivación para reducir o incluso suprimir la disipación de energía en la célula afectada [26] [27]. Esto se puede lograr introduciendo un interruptor en serie para romper el circuito que se activa cuando se detecta una condición de punto de acceso (por ejemplo, una sombra), cancelando la corriente. Un circuito de derivación es capaz de suprimir completamente la corriente que fluye hacia la celda solar polarizada inversa, utilizando un MOSFET en serie que cancela la corriente evitando el calentamiento en la caja de conexiones también [28].

2.3. Caja de conexiones

La caja de conexiones fotovoltaicas es un accesorio preinstalado en el módulo donde las cadenas fotovoltaicas están conectadas eléctricamente y permite una fácil interconexión entre los módulos. Se fija a la parte trasera del módulo con adhesivo de silicona.

La función principal de los diodos de derivación presentes en la caja de conexiones es mantener la energía fluyendo en la dirección deseada y evitar que se retroalimente a los paneles cuando no hay luz solar, evitando los efectos causados por puntos calientes, desajustes y sombras, que pueden afectar negativamente al rendimiento de los módulos fotovoltaicos. En una situación cercana al cortocircuito, provocaría que la celda sombreada disipara una potencia elevada, igual a la generada por el resto de celdas, calentando y produciendo el fenómeno del hot spot. Para evitar una disipación de potencia que pueda elevar la temperatura hasta el punto de deterioro de la celda, es necesario insertar diodos de bypass en paralelo con una rama de celdas conectadas en serie. En caso de utilizar diodos de bypass,

Hay dos técnicas de producción de cajas de conexiones diferentes, soldar / encapsular las láminas que vienen del panel a los diodos y sujetar, que es un mecanismo más simple que no produce humos ni necesita ningún material dentro de la caja de conexiones para permitir la transferencia de calor.



2.4. Conexión

Otro gran campo de investigación es el relativo al diseño y topología de la conexión entre celdas y caja de conexión. Los autores en [29] muestran los últimos avances en simulación e implementación en este tema.

Una barra colectora es una tira de cobre plateado que conduce la electricidad dentro de un módulo. El tamaño de la barra colectora determina la cantidad máxima de corriente que se puede transportar de forma segura. Las barras colectoras pueden tener un área de sección transversal de tan solo 0,8 mm² aproximadamente en los módulos fotovoltaicos. La cinta de bus más gruesa está soldada para que se conecte a la cinta de lengüeta (dedos o cintas de interconexión de células) de cada grupo de células solares. La cinta de tabulación recoge la corriente eléctrica dentro de su grupo de células solares y la entrega a la cinta de bus (o cables de bus o cinta de interconexión de cuerdas) y luego la cinta de bus conduce la energía eléctrica acumulada de todos los grupos de células solares a una caja de conexiones para salida final. La cinta de bus tiene una sección transversal más grande porque tiene más energía eléctrica para transportar. El rango de ancho de estas cintas va de 3 a 6 mm,

La influencia de los defectos estructurales en las cintas se ha estudiado desde hace mucho tiempo. En 1981, se analizó la influencia de los defectos en las cintas de silicio cristalizado con láser [31], clasificando los defectos en dos grupos, defectos superficiales asociados con efectos de turbulencia y defectos de volumen como dislocaciones y fallas de apilamiento. Las celdas desconectadas y las cintas de interconexión de cadenas rotas o degradadas se clasifican en [21] como desajustes eléctricos, detallando que pueden generarse como resultado de tensiones físicas durante el transporte o la instalación, ciclos térmicos y las consiguientes tensiones termomecánicas, soldadura deficiente y / o puntos calientes. durante el funcionamiento a largo plazo de un sistema fotovoltaico en el campo.

2.5. Módulo

La interconexión de módulos fotovoltaicos para la conformación del generador fotovoltaico es de gran interés. Por ejemplo, [32] muestran que la configuración en serie o en paralelo afecta directamente a la pérdida de eficiencia en la producción fotovoltaica. En los módulos fotovoltaicos, solo una pequeña parte de la irradiación se convierte en electricidad. El resto se convierte en calor, lo que sobrecalienta los módulos y reduce el rendimiento. Los autores en [33] estudian cómo la temperatura de la célula solar, la intensidad de la irradiación, el caudal másico del fluido refrigerante, la humedad y el polvo afectan el rendimiento del módulo fotovoltaico, cuantificando cómo la eficiencia de la célula solar disminuye cuando aumenta la temperatura de la célula. La correlación entre el desajuste y el envejecimiento se estudia en [34], que muestra que existe un vínculo de circuito cerrado entre el envejecimiento y el desajuste, ya que el envejecimiento causa desajuste entre las células, mientras que el desajuste, a su vez, debido principalmente a sus efectos térmicos, conduce a un envejecimiento no uniforme. La delaminación es uno de los principios que causa fallas en los módulos fotovoltaicos,



y es una consecuencia del estrés. Cuando el panel fotovoltaico se expone a la luz solar, la distribución de temperatura redistribuye la tensión residual. La tensión temática en módulos fotovoltaicos se analiza en [35], determinando su naturaleza y magnitud. El sobrecalentamiento en los módulos generalmente se determina mediante inspecciones térmicas, sin embargo, se pueden utilizar métodos adicionales para su detección. Por ejemplo, los autores en [36] presentan una evaluación del enfoque de temperatura basada en la forma de onda de la corriente del módulo, justificando cómo los cambios particulares en la corriente causados por el sobrecalentamiento pueden procesarse y correlacionarse con una determinada temperatura.

3. Metodología

El emplazamiento fotovoltaico analizado está ubicado en España, en la región de Castilla y León y tiene una potencia de 3 MW, con 17.142 módulos monocristalinos, modelo STREAM 175 W, y fue puesto en funcionamiento en 2008. Cada estructura fotovoltaica está compuesta por treinta dos módulos, divididos eléctricamente en dos conjuntos de dieciséis módulos, que se conectan en paralelo en la caja combinadora. Las estructuras fotovoltaicas tienen una estructura fija de inclinación de 30° y una vista general de las mismas se puede ver en la Figura 2. Cada módulo tiene 72 celdas (12x6).



Figura 2 Vista general de las estructuras fotovoltaicas de la planta fotovoltaica de 3 MW analizada.

La inspección termográfica se ha realizado utilizando el método tradicional de termografía manual, recorriendo todo el sitio fotovoltaico inspeccionando cada módulo con la cámara termográfica. La cámara manual utilizada fue una Testo 870 (Tabla 1). Es una cámara precalibrada, en la que se almacena un conjunto de datos de calibración codificados, pero debe ser recalibrado (anualmente, como es habitual en este tipo de cámaras) por parte del fabricante debido a la posible degradación del detector [37]. En este caso, la cámara acaba de ser adquirida al fabricante antes de las pruebas, por lo que se acaba de calibrar. La cámara manual utilizada captura imágenes RGB visuales simultáneamente a imágenes termográficas, lo que permite certificar las fallas detectadas durante los pasos de posprocesamiento y evitar falsos positivos. Sin embargo,

tabla 1 Principales características de la cámara termográfica de mano utilizada en las inspecciones.



Principales características	Testo 870-2
Resolución de infrarrojos	160 x 120 píxeles
Campo de visión (FOV)	34 ° x 26 °
Resolución geométrica (iFOV)	3,68 mrad
Sensibilidad térmica (NETD)	<100 mK a 30 ° C
Precisión	± 2 ° C, ± 2%
Rango espectral	De 7,5 a 14 μm
Frecuencia de actualización de la imagen	9 Hz

La inspección del lugar realizada en esta investigación ha sido realizada por dos especialistas. Cada falla detectada durante la inspección, independientemente de su temperatura, fue registrada, identificada y reportada. El tiempo necesario para completar esta inspección ha sido de 34 días hábiles; posteriormente, postprocesar y analizar los resultados 26 días hábiles. Los defectos se han analizado utilizando el software de cámara termográfica, IRTSoft, obteniendo la temperatura relativa del defecto, la temperatura media de la zona sana y la diferencia entre ellos, lo que indicaba el sobrecalentamiento de la avería.

4. Resultados y discusión

Esta sección presenta los resultados obtenidos de la inspección de campo y una revisión y discusión de cada modo de falla de módulo fotovoltaico identificado, detallando las diferentes causas posibles y analizando cada grupo en detalle. De los 17.142 módulos inspeccionados termográficamente, el número de módulos detectados con alguna falla ha sido de 1.140, lo que corresponde a un 6,65%. Según algunas investigaciones recientes, se prevé que el 2% de los módulos fotovoltaicos no cumplen la garantía del fabricante después de 11-12 años de funcionamiento [38]. El porcentaje de fallas detectadas supera esta tasa porque en este estudio se han informado todas las anomalías, independientemente de la diferencia de temperatura entre el área sobrecalentada y la parte sana. Esto significa que no todas las fallas termográficas identificadas en esta investigación tendrán el impacto suficiente para no cumplir con la garantía del fabricante, pero los autores han considerado relevante reportar cada defecto ya que todos podrían derivar en una falla relevante con la degradación y el tiempo. Sin embargo, según [23], debido a las tolerancias normales en la clasificación de células y la producción de módulos, las anomalías térmicas de menos del 10% de los módulos registrados no indican un problema de calidad especial con respecto a los módulos utilizados. Se deben evaluar las tasas de falla de los módulos más altas. Las anomalías térmicas de menos del 10% de los módulos registrados no indican un problema de calidad especial con respecto a los módulos utilizados. Se deben evaluar las tasas de falla de los módulos más altas. Las anomalías térmicas de menos del 10% de los módulos registrados no indican un problema de calidad especial con respecto a los módulos utilizados. Se deben evaluar las tasas de falla de los módulos más altas.

Estos puntos calientes pueden producirse en las células, pero también pueden aparecer en otros elementos, como en los diodos de derivación [39]. Atendiendo a los resultados obtenidos, todas estas fallas detectadas se han clasificado en cinco modos de defectos termográficos diferentes: hotspot en una celda o en un grupo de celdas, circuito de bypass sobrecalentado,



hotspot en la caja de conexiones, hotspot en la conexión de la barra colectora a la caja de conexiones y todo el módulo sobrecalentado. La distribución de defectos entre estos cinco grupos se puede observar en la Tabla 2.

Tabla 2 Defectos termográficos detectados clasificados por módulo afectado componente.

Componente afectado	Número de defectos detectado	Porcentaje
Hotspot	859	75,35%
Circuito de derivación	123	10,79%
Caja de conexiones	79	6,93%
Conexión	78	6,84%
Módulo	1	0,09%

Como se puede apreciar en la Tabla 2, más de las tres cuartas partes de los módulos afectados corresponden a hotspots de celdas, presentando una o más celdas sobrecalentadas, seguido del circuito de bypass sobrecalentado con más de un 10%, la caja de empalmes y hotspot de conexión, con más de un 6% y todo el módulo sobrecalentado, con solo un defecto de este tipo identificado en la inspección de la planta fotovoltaica. Este número predominante de fallas de hotspot en celdas con respecto al resto de tipos de fallas no es un caso aislado. Estadísticamente, hay una mayor cantidad de celdas, 72 celdas por módulo en este caso, que del resto de componentes, tres circuitos de bypass, una caja de empalmes, cuatro cintas de bus de conexión a la caja de empalmes y un módulo. Además, hay una gran cantidad de causas responsables de la aparición de puntos calientes de células, como grietas de células, rastros de caracoles, degradación potencial inducida (PID) o delaminación [38]. Aunque algunos de los defectos son levemente visibles para el ojo humano, como rastros de caracol, la mayoría de ellos son indetectables sin el uso de una cámara termográfica [23]. Además, otros defectos dentro del módulo fotovoltaico pueden ser el resultado de una falla en la celda. Por ejemplo, una falla de diodo puede ser causada por un punto de acceso en una cadena de celdas que fuerza el funcionamiento continuo del diodo, sobrecalentando. Por tanto, una correcta caracterización de este tipo de fallos es fundamental para una correcta detección automática del punto de acceso celular soportado por software, ya que representa más de las tres cuartas partes de los defectos. la mayoría de ellos son indetectables sin el uso de una cámara termográfica [23]. Además, otros defectos dentro del módulo fotovoltaico pueden ser el resultado de una falla en la celda. Por ejemplo, una falla de diodo puede ser causada por un punto de acceso en una cadena de celdas que fuerza el funcionamiento continuo del diodo, sobrecalentando. Por tanto, una correcta caracterización de este tipo de fallos es fundamental para una correcta detección automática del punto de acceso celular soportado por software, ya que representa más de las tres cuartas partes de los defectos. la mayoría de ellos son indetectables sin el uso de una cámara termográfica [23]. Además, otros defectos dentro del módulo fotovoltaico pueden ser el resultado de una falla en la celda. Por ejemplo, una falla de diodo puede ser causada por un punto de acceso en una cadena de celdas que fuerza el funcionamiento continuo del diodo, sobrecalentando. Por tanto, una correcta caracterización de este tipo de fallos es fundamental para una correcta detección automática del punto de acceso celular soportado por software, ya que representa más de las tres cuartas partes de los defectos.

La gravedad de cada defecto concreto, su influencia en la producción o el riesgo de incendio o peligro eléctrico deben analizarse individualmente con el objetivo de determinar la actuación que puede ser adecuada en cada caso. En relación a los costos de disposición de cada defecto, va desde el costo de un diodo en caso de que haya un diodo roto en la caja de conexiones hasta el costo del módulo completo en el resto de casos, ya que sería más costoso enviar el módulo a un especialista. laboratorio para reemplazar algunas células o el



barra colectora, considerando que el encapsulante de EVA y el resto de capas del módulo tendrían que ser removidos y reemplazados. Por lo general, la gravedad de los defectos se da en función de la diferencia de temperatura entre las áreas sobrecalentadas y sanas, ΔT , dentro de un módulo. La temperatura absoluta del defecto no se utiliza para determinar la gravedad, ya que depende en gran medida de las diferentes condiciones climáticas, como la temperatura ambiente, la irradiancia o la velocidad del viento. Mientras que valores más altos de temperatura ambiente y / o irradiancia aumentan la temperatura de los módulos, valores más altos de velocidad del viento refrigeran la superficie y disminuyen su temperatura. Por lo tanto, la diferencia de temperatura entre dos partes del módulo, que se ven igualmente afectadas por las condiciones circundantes, se utiliza para determinar la dureza del defecto. Este ΔT varía significativamente entre diferentes tipos de defectos, como se puede observar en la Figura 3, que presenta un cuadro de cuadro que muestra la diferencia de temperatura para cada uno de los 1.140 módulos defectuosos detectados, agrupados por tipo de defecto. A lo largo de cada una de las partes de esta sección, se incluyen resultados estadísticos de temperatura delta, como temperatura media, desviación estándar, temperatura máxima, mediana y primer y tercer cuartil. Aunque la medida predeterminada de centralidad es la temperatura media, también se ha introducido la mediana. Esto se debe a que cuando la distribución está sesgada o no está distribuida simétricamente, presentando valores atípicos, la mediana puede coincidir mejor con el significado intuitivo de medio, ya que es el punto que minimiza la distancia desde ella a cualquiera de los otros puntos del conjunto de datos. Adicionalmente,

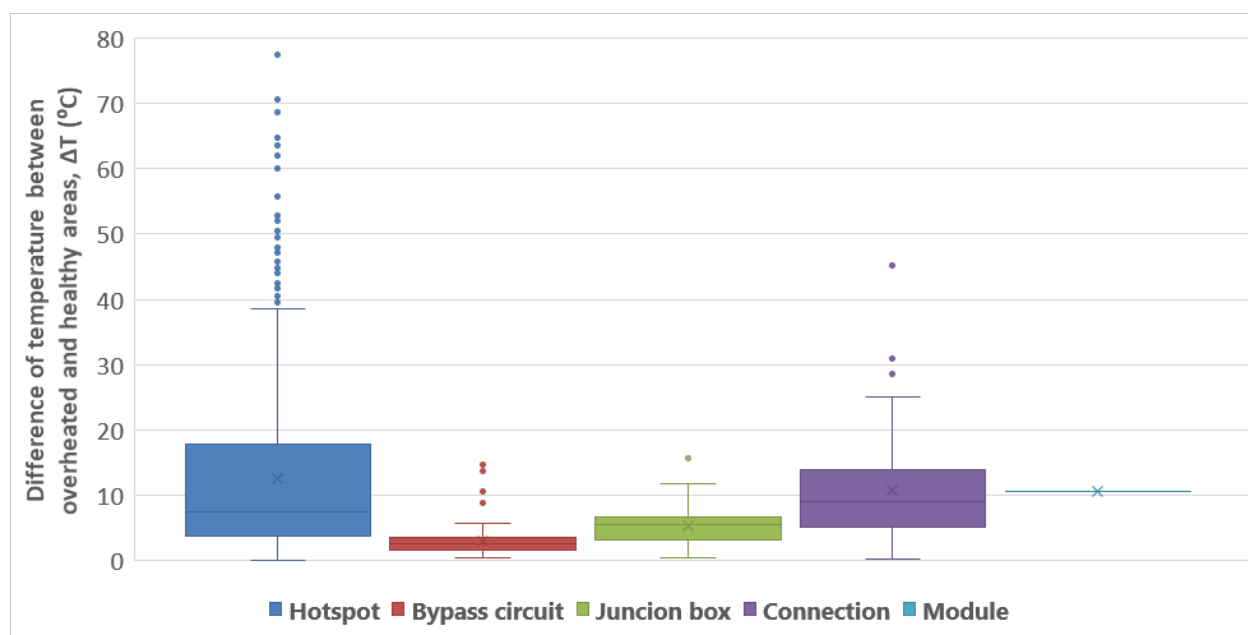


figura 3 Cuadro de cuadro que muestra la diferencia de temperatura entre áreas sobrecalentadas y sanas, ΔT , agrupadas por tipo de defecto para cada uno de los 1,140 módulos defectuosos detectados.

En este trabajo se han definido tres rangos de temperatura comunes diferentes para todos los tipos de defectos atendiendo a la severidad de las anomalías para la inspección térmica manual propuesta en [17]. Las diferencias superiores a 30 ° C se consideran fallas graves, de 10 ° C a 30 ° C se consideran fallas de gravedad media y las inferiores a 10 ° C como fallas menores. Según [23], los gradientes de temperatura inferiores a 10 ° C normalmente no se consideran problemáticos y no deben enumerarse por separado. Los gradientes de temperatura de 10 ° C a 20 ° C no plantean problemas en la etapa actual, aunque deben notificarse y observarse en inspecciones térmicas periódicas posteriores, ya que pueden aumentar durante el funcionamiento de la planta de energía fotovoltaica [23]. Se espera que las diferencias de temperatura por encima de 20 ° C causen degradaciones en la salida del panel y, finalmente, el material compuesto puede incluso degradarse, lo que resulta en un problema de seguridad. La Tabla 3 resume la gravedad de todos los defectos detectados, agrupados por tipo de defecto o componente afectado.

Tabla 3 Todos los defectos detectados clasificados por el componente afectado y en tres grupos de temperatura

Afectado componente	$\Delta T \geq 30^\circ \text{C}$		$10 \leq \Delta T < 30^\circ \text{C}$		$\Delta T < 10^\circ \text{C}$		Total
Hotspot	89	10,36%	262	30,50%	508	59,14%	859
Circuito de derivación	0	0%	4	3,25%	119	96,75%	123
Caja de conexiones	0	0%	4	5,06%	75	94,94%	79

Conexión	2	2,56%	32	41,03%	44	56,41%	78
Módulo	0	0%	1	100%	0	0%	1

En base a los resultados obtenidos en las pruebas realizadas, el hotspot es el tipo de defecto que presenta mayores diferencias de temperatura, alcanzando hasta 77,4°C entre el hotspot sobrecalentado y la zona sana en uno de los módulos probados. El segundo tipo de defecto que presenta mayor ΔT es la conexión, alcanzando los 45,1°C. Estos dos tipos de defectos tienen algunas similitudes. El área del defecto y, en consecuencia, el área sobrecalentada son pequeñas, por lo que el calor se concentra en un área más pequeña. Los puntos calientes suelen aparecer en una sola celda y los defectos de conexión en un pequeño punto de barra colectora. Además, estos dos tipos de defectos se revelan en la parte frontal del módulo, por lo que la cámara termográfica captura directamente esta temperatura durante una inspección periódica, en la que se revisa la temperatura frontal de los módulos fotovoltaicos. Algunos operadores de planta a veces realizan, Además de la termografía frontal de módulos, un análisis extendido de la temperatura trasera de los módulos defectuosos observados en la inspección frontal. Sin embargo, esto no es viable durante las inspecciones de termografía aérea, ya que no es seguro que los vehículos aéreos no tripulados (UAV) vuelen a esta pequeña altitud. Por tanto, en este caso sería necesario realizar el posprocesamiento de las imágenes tomadas durante el vuelo y posteriormente, volviendo a los módulos defectuosos con una cámara térmica manual. Sin embargo, esta no es una solución adecuada, ya que las condiciones ambientales habrían cambiado durante los días de análisis y la termografía manual posterior no será comparable con la termografía aérea frontal. Además, realizar termografía manual en la parte posterior de los módulos no es una tarea fácil, debido a la inclinación de las estructuras fotovoltaicas y a los postes de la estructura. que cubre parte del módulo. El ángulo en el que se tomen las imágenes térmicas estará alejado del ángulo perpendicular recomendado y será difícil captar los módulos de la parte inferior de la estructura fotovoltaica, ya que no son fácilmente accesibles. Siguiendo con el análisis de la Figura 3, el tercer y cuarto tipo de anomalías con mayor ΔT detectado han sido los defectos de la caja de conexiones y del circuito de bypass, que presentan un rango similar de ΔT entre ellos, con un ΔT máximo capturado de 15,6°C y 15,1°C respectivamente. . Las cajas de conexiones se encuentran en la parte posterior del módulo, lo que justifica que la temperatura ΔT capturada desde el frente sea menor, ya que solo se mide la transferencia de calor que proviene de la parte posterior. Sin embargo, Los valores reales de temperatura alcanzados por los diodos en la caja de conexiones pueden ser muy superiores a los valores de temperatura expresados para este caso en la Figura 3. Será más preciso medir este tipo de defecto desde atrás, pero presenta los inconvenientes anteriormente detallados. Por otro lado, los defectos del circuito de bypass se revelan con una temperatura más baja que otro tipo de fallas, ya que el área afectada en este caso es mayor. Sin embargo, aunque ellos

presentan menos ΔT , su impacto en la producción y su efecto en el resto del string puede ser muy significativo, es por eso que típicamente los operadores fotovoltaicos no clasifican este tipo de defecto atendiendo a su temperatura y solo clasifican cada defecto que afecta al circuito de bypass como severa y su sustitución es muy recomendable [23]. Finalmente, el único módulo sobrecalentado identificado durante las pruebas presenta una diferencia de temperatura de 10,5 °C, no representando muestra suficiente para sacar conclusiones sobre el ΔT de este tipo de defecto. Los diferentes defectos se analizarán con más detalle en los siguientes párrafos.

4.1. Puntos de acceso celular

A lo largo de estos párrafos se analizan los hotspots celulares, que constituyen un grave problema en los sistemas fotovoltaicos. Las siguientes imágenes, Figura 4, Figura 5 y Figura 6, muestran tres ejemplos de los 859 hotspots celulares detectados durante el estudio, con una diferencia de temperatura entre el área sana y la celda sobrecalentada de 71°C, de 63,5°C y de 71,2°C, respectivamente. Se ha notado que las fallas de degradación óptica, entendiéndolas como delaminación, decoloración o rotura del vidrio, que suelen ser perceptibles con una inspección visual, se revelan como un hotspot en una inspección termográfica. Es debido a la modificación de las propiedades ópticas de la superficie del módulo que crea una reducción de la irradiancia solar penetrante, debido a los reflejos, reduciendo la corriente generada en la celda defectuosa.

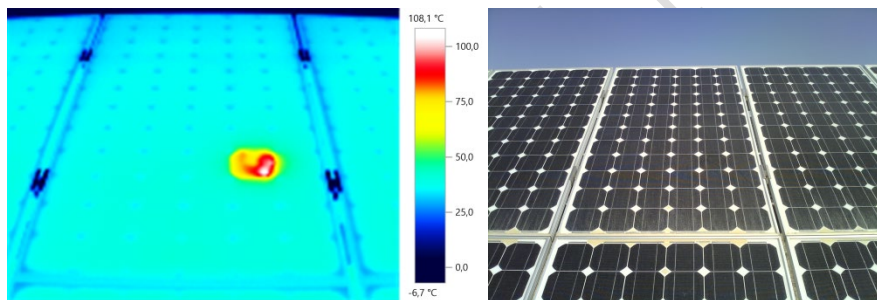


Figura 4 Hotspot ubicado en la tercera cadena de un módulo, con un ΔT de 71°C.

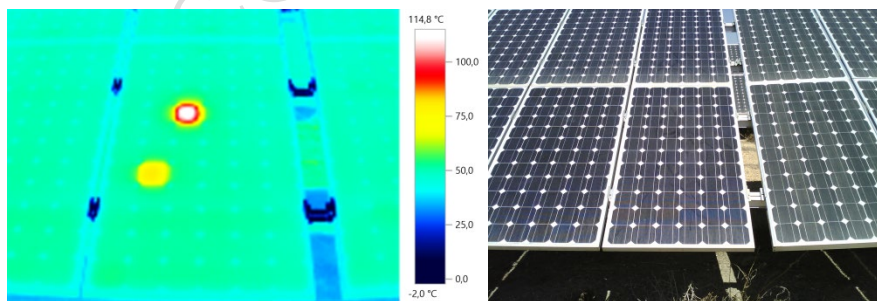


Figura 5 Dos celdas sobrecalentadas dentro de un módulo, una en el primer circuito de bypass y la más sobrecalentada en el segundo circuito, con un ΔT de 63,5°C ..

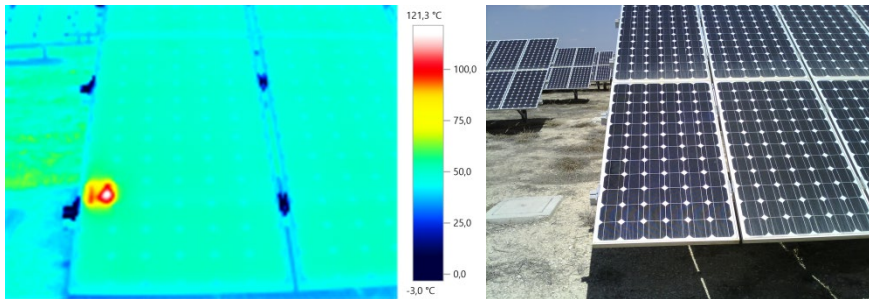


Figura 6 Celda sobrecalentada en el primer circuito de bypass junto al marco del módulo, con un ΔT de 71,2°C ..

Revisando todos los defectos del hotspot de las celdas, se ha concluido que el patrón de esta falla es una celda sobrecalentada, de aproximadamente 15 x 15 cm.² dependiendo del fabricante del módulo, ubicado en cualquier celda a lo largo del módulo. El análisis realizado no revela ninguna preferencia de apariencia de la celda sobrecalentada en ninguno de los circuitos de tres strings. La siguiente figura, Figura 7, presenta el ΔT de cada uno de los 859 hotspots celulares detectados en la inspección en orden ΔT descendente, obteniendo una temperatura promedio de 12,4 ° C con una desviación estándar de 12,8 ° C. Otros valores estadísticos relevantes son la mediana, 7,4 ° C, y el primer y tercer cuartil, 3,8 ° C y 17,8 ° C, respectivamente.

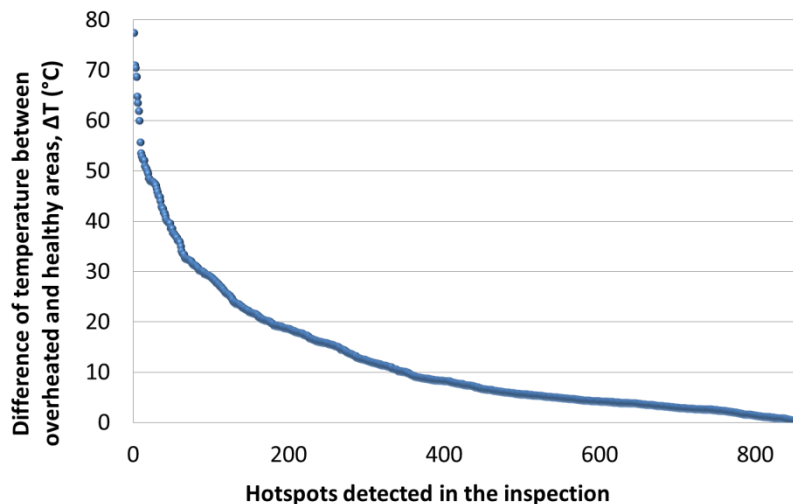


Figura 7 ΔT de cada hotspot detectado durante la inspección en orden de mayor a menor.

Como se puede ver en la Figura 7, el ΔT más alto detectado en las pruebas es de $77,4^{\circ}\text{C}$, lo que supone una temperatura de punto caliente de la celda superior a 130°C . Alcanzar altas temperaturas puede generar peligro de incendio. Los autores en [39] determinaron que la temperatura máxima del punto caliente en la superficie trasera del módulo fotovoltaico alcanzó los 347°C con el diodo de derivación no encendido.

4.2. Circuito de derivación

La imagen termográfica y visual de un circuito de bypass recalentado con una diferencia de temperatura de $5,7^{\circ}\text{C}$ entre el área sana y el bypass recalentado se presenta en la Figura 8.

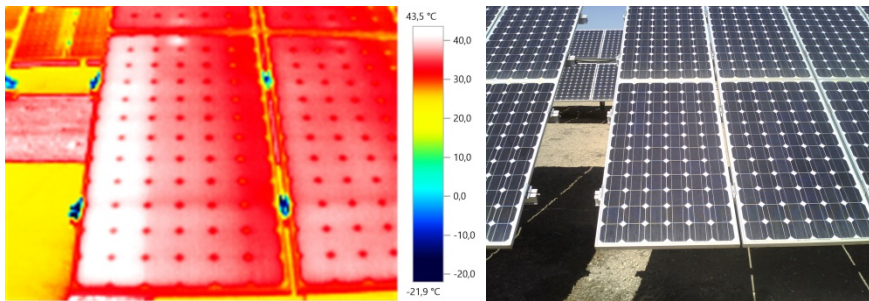


Figura 8 Circuito de bypass sobrecalentado con un ΔT de $5,7^{\circ}\text{C}$..

En caso de un aislamiento eléctrico completo de una parte de la celda en caso de grietas, la corriente producida por la celda rota, y posteriormente por todas las celdas conectadas en serie con ella, disminuye [22].

Cuando una parte de la celda está completamente aislada, la disminución de corriente es proporcional al área desconectada. En este caso, aparecerá un paso en la curva IV que origina dos MPP diferentes, y parte de la corriente podría derivarse a través del diodo de derivación de la subcadena cuando el MPP global apareció en el paso de alta corriente de la curva, lo que podría revelarse como un punto sobrecalentado en la caja de conexiones si esta es forzada o conduciendo el exceso de corriente durante mucho tiempo, o como un circuito de bypass sobrecalentado en caso de que el diodo de bypass no pudiera recircular el exceso de corriente, como se puede ver en la Figura 8. Revisando todos los defectos del circuito de bypass se ha concluido que el patrón de esta falla son dos columnas de celdas sobrecalentadas principalmente homogéneas, con dimensiones totales aproximadas de $180\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ para módulos de 72 celdas y $150\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ para módulos de 60 celdas, dependiendo en el fabricante del módulo. El área sobrecalentada se puede ubicar en cualquiera de las tres cadenas del módulo. El análisis realizado no revela preferencia de apariencia de la cuerda sobrecalentada en ninguno de los circuitos de las tres cuerdas. La siguiente figura, Figura 9, presenta el ΔT de cada uno de los 123 circuitos de bypass sobrecalentados detectados en la inspección en orden ΔT descendente, obteniendo una temperatura media de $3,0^{\circ}\text{C}$ con una desviación estándar de $2,3^{\circ}\text{C}$. Como se puede ver en la figura, la mayoría con unas dimensiones totales aproximadas de $180\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ para módulos de 72 celdas y $150\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ para módulos de 60 celdas, según el fabricante del módulo. El área sobrecalentada se puede ubicar en cualquiera de las tres cadenas del módulo. El análisis realizado no revela preferencia de apariencia de la cuerda sobrecalentada en ninguno de los circuitos de las tres cuerdas. La siguiente figura, Figura 9, presenta el ΔT de cada uno de los 123 circuitos de bypass sobrecalentados detectados en la inspección en orden ΔT descendente, obteniendo una temperatura media de $3,0^{\circ}\text{C}$ con una desviación estándar de $2,3^{\circ}\text{C}$. Como se puede ver en la figura, la mayoría con unas dimensiones totales aproximadas de $180\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ para módulos de 72 celdas y $150\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ para módulos de 60 celdas, según el fabricante del módulo. El área sobrecalentada se puede ubicar en cualquiera de las tres cadenas del módulo. El análisis realizado no revela preferencia de apariencia de la cuerda sobrecalentada en ninguno de los circuitos de las tres cuerdas. La siguiente figura, Figura 9, presenta el ΔT de cada uno de los 123 circuitos de bypass sobrecalentados detectados en la inspección en orden ΔT descendente, obteniendo una temperatura media de $3,0^{\circ}\text{C}$ con una desviación estándar de $2,3^{\circ}\text{C}$. Como se puede ver en la figura, la mayoría El análisis realizado no revela preferencia de apariencia de la cuerda sobrecalentada

de estos defectos presentan un ΔT por debajo de 4°C . Solo 8 módulos (lo que supone un 6,5%) presentan un ΔT superior a 4°C y solo 4 módulos (3,25%) tienen un ΔT superior a 10°C . El ΔT máximo detectado ha sido de $15,1^{\circ}\text{C}$. Otros valores estadísticos relevantes son la mediana, $2,6^{\circ}\text{C}$, y el primer y tercer cuartil, $1,7^{\circ}\text{C}$ y $3,6^{\circ}\text{C}$, respectivamente.

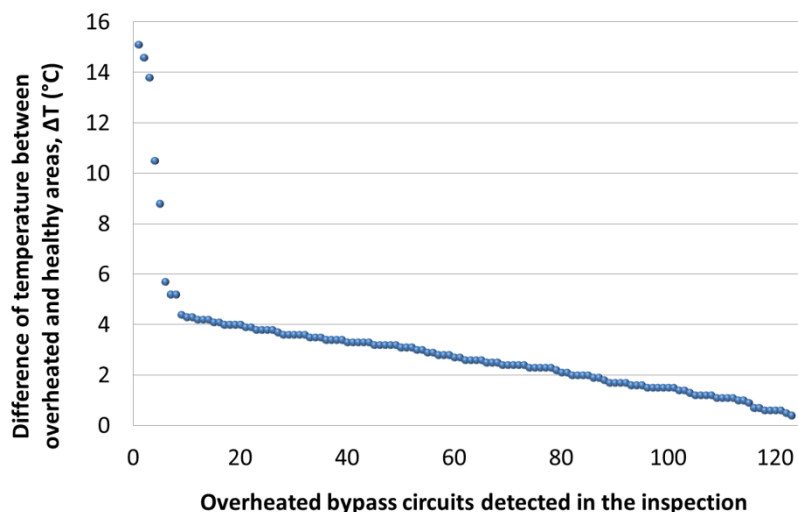


Figura 9 ΔT de cada circuito de bypass sobrecalentado detectado durante la inspección en orden desde el más alto al más bajo.

Como se puede observar en la figura, el ΔT máximo alcanzado en las celdas del circuito de bypass sobrecalentadas es de $15,1^{\circ}\text{C}$. Las altas temperaturas se evitan mediante el uso de diodos de bypass en los módulos, ya que la potencia disipada en la falla disminuye con respecto a la temperatura alcanzada en una serie más larga de celdas. Sin embargo, los autores en [40] concluyen que la confiabilidad de la función del diodo de derivación sigue siendo incierta y se recomienda utilizar la aplicación de módulos fotovoltaicos específicos con diseño personalizado de diodos de derivación para aplicaciones específicas en las que las altas temperaturas pueden suponer un peligro de riesgo, como los hidrocarburos. industrias

4.3. Caja de conexiones

La Figura 10 muestra una caja de conexiones de módulo abierta en la que se ven los tres diodos de derivación.



Figura 10 Caja de conexiones del módulo abierta, mostrando tiras conductoras, que conectan la cinta de bus al terminal de diodo de derivación, tres diodos de derivación y terminales.

Las principales anomalías térmicas en ese caso son los diodos de derivación sobrecalentados, ya que la temperatura del diodo cuando está activo es más alta que la de los diodos inactivos, lo que reduce la potencia de salida del módulo cuando los diodos están activos. En la Figura 11 y la Figura 12 se muestran dos ejemplos de sobrecalentamiento detectado en las cajas de conexiones. Como se puede apreciar en las imágenes, el defecto es más pronunciado en la imagen posterior que en la frontal, ya que la caja de conexiones está en la parte posterior y frontal. la diferencia medida en el frente se debe únicamente a la transferencia de calor de la conducción desde la caja de conexiones. Por tanto, para detectar este tipo de defectos, sería recomendable realizar la inspección en la parte trasera de los módulos; sin embargo, es más complicado debido a la inclinación de las estructuras fotovoltaicas, como se detalló anteriormente.

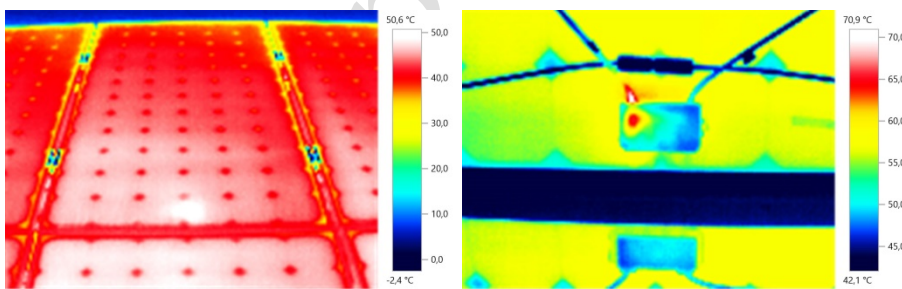


Figura 11 Sitio frontal de un módulo con un diodo de derivación sobrecalentado y de la caja de conexiones en la parte posterior del módulo. ΔT es 6.7°C y 22.6°C respectivamente.

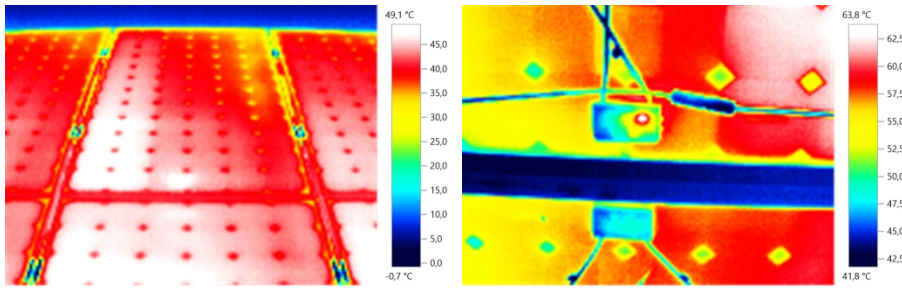


Figura 12 Sitio frontal de un módulo con un diodo de derivación sobrecalentado y de la caja de conexiones en la parte posterior del módulo. ΔT es 9.3°C y 17.2°C respectivamente.

En relación al patrón que presenta este tipo de defectos, se ha demostrado que se revelan como un punto sobrecalentado en la parte media del lado más corto en el que se ubica la caja. Este punto sobrecalentado aparece habitualmente en medio de dos celdas distintas. En la planta fotovoltaica en la que se ha realizado la investigación, los módulos de la fila superior tienen la caja de conexiones debajo mientras que los módulos de la segunda fila tienen la caja en la parte superior, como se puede ver en la figura 11 y figura 12. Se debe considerar la ubicación de las cajas de conexiones a lo largo de las filas si un software debe clasificar automáticamente los defectos. La siguiente figura, Figura 13, presenta el ΔT de cada una de las 79 cajas de conexiones sobrecalentadas detectadas en la inspección en orden ΔT descendente, obteniendo una temperatura promedio de 5.3 ° C con una desviación estándar de 2.8 ° C. El ΔT máximo detectado ha sido de 15,6 ° C. Otros valores estadísticos relevantes son la mediana, 5,6 ° C, y el primer y tercer cuartil, 3,3 ° C y 6,7 ° C, respectivamente.

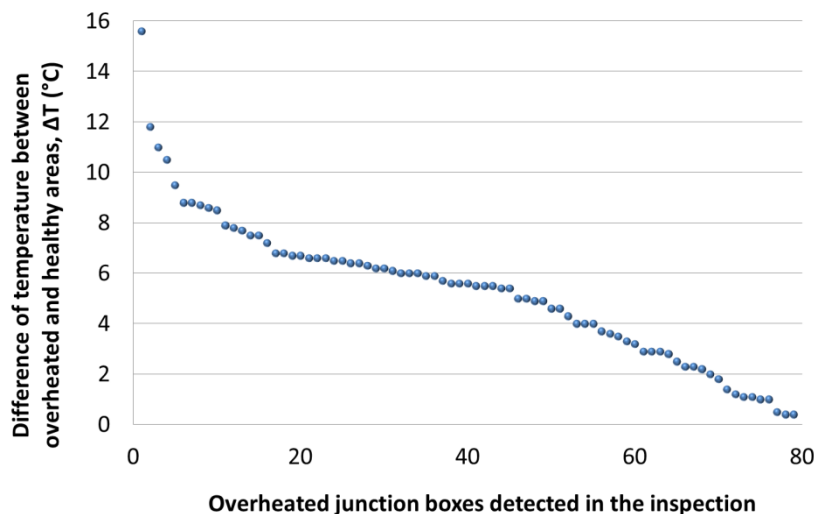


Figura 13 ΔT de cada caja de conexiones detectada durante la inspección en orden de mayor a menor.

4.4. Conexión

Un ejemplo de una conexión sobrecalentada encontrada durante el análisis se presenta en la Figura 14. Como puede verse, el área sobrecalentada no está en la caja de conexiones, sino en la conexión entre la cinta de bus o los cables de bus y la caja.

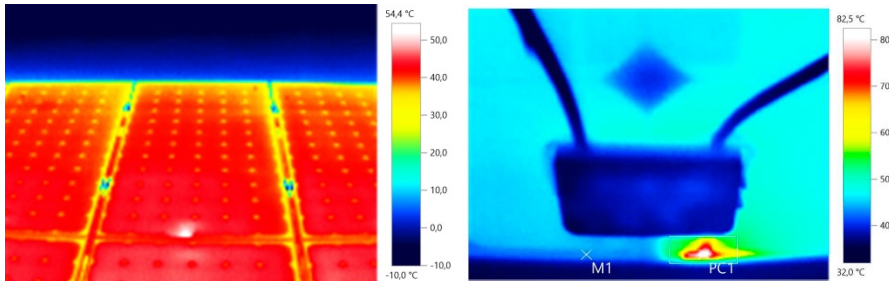


Figura 14 Conexión sobrecalentada entre la cinta del bus o los cables del bus y la caja de empalmes con un ΔT de 11,7 °C y 35,8 °C, en la parte delantera y trasera respectivamente.

Revisando todos los defectos de conexión, se ha concluido que el patrón de esta falla es un punto sobrecalentado, generalmente más pequeño que una celda, ubicado junto al marco en el mismo lado en el que se coloca la caja de conexiones. La siguiente figura, Figura 15, presenta el ΔT de cada una de las 78 conexiones sobrecalentadas detectadas en la inspección en orden ΔT descendente, obteniendo una temperatura promedio de 10,9 °C con una desviación estándar de 8,1 °C. El ΔT máximo detectado en este caso ha sido de 45,1 °C. Otros valores estadísticos relevantes son la mediana, 9,0 °C, y el primer y tercer cuartil, 5,2 °C y 13,8 °C, respectivamente.

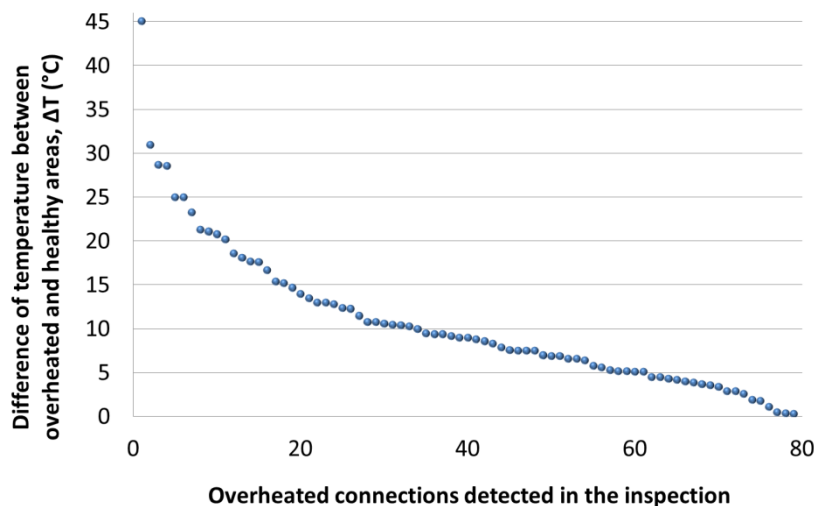


Figura 15 ΔT de cada conexión sobrecalentada detectada durante la inspección en orden de mayor a menor el más bajo.

4.5. Módulo

Si uno o varios módulos conectados en serie tienen una temperatura más alta que el resto, es posible que los módulos no estén conectados al sistema y se debe verificar el cableado. La Figura 16 muestra el único defecto en todo el módulo detectado durante la inspección del sitio.

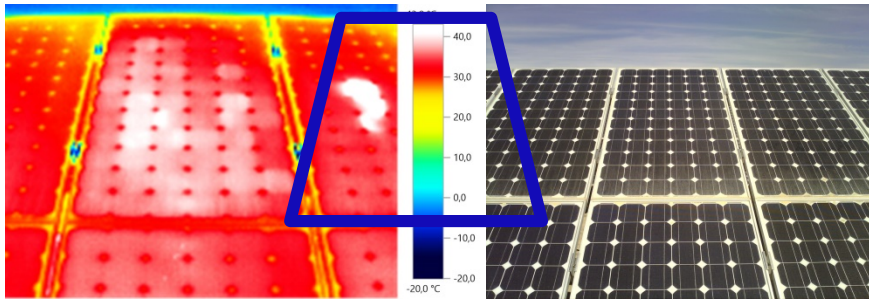


Figura 16 Módulo recalentado con un ΔT de 10,5°C entre la temperatura media de los módulos adyacentes y la temperatura media del módulo recalentado rodeado en la figura.

Se ha notado que las diferencias de temperatura entre un módulo y el resto de módulos de la misma fila o cadena podrían deberse a una conexión errónea entre ellos, desajustes o defectos internos del módulo que afecten a todos los circuitos de bypass. Este tipo de defecto se puede detectar automáticamente como una diferencia de la temperatura media de un módulo con respecto al resto de módulos de la misma estructura fotovoltaica.

4. CONCLUSIONES

El trabajo presenta un análisis térmico manual in situ de 17.142 módulos monocristalinos, en el que se ha detectado y caracterizado cada defecto existente, calculando la diferencia de temperatura entre el defecto y el área sana. Se han analizado todas las anomalías detectadas y se han definido cinco grupos diferentes de anomalías termográficas para clasificar los 1.140 defectos encontrados, estudiando la varianza de un mismo tipo de defecto en diferentes módulos y los patrones de cada grupo de defectos térmicos. Atendiendo a los resultados obtenidos, se ha calculado el porcentaje de ocurrencia de cada uno de los cinco modos de defectos termográficos diferentes: hotspot en una celda 75,35%, circuito de bypass sobrecalentado 10,79%, hotspot en la caja de conexiones 6,93%, hotspot en la conexión de la barra. a la caja de conexiones 6,84% y el módulo completo se sobrecalentaron 0,09%.

ubicación dentro del módulo, resultados estadísticos de tamaño y temperatura, como temperatura promedio, desviación estándar, temperatura máxima, mediana y primer y tercer cuartil. Los resultados de este estudio pueden ser útiles como base para desarrollar los patrones de los diferentes tipos de defectos en un software para detectar automáticamente si un módulo tiene una anomalía y su clasificación.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Red Temática CYTED “CIUDADES INTELIGENTES TOTALMENTE INTEGRALES, EFICIENTES Y SOSTENIBLES (CITIES)” n° 518RT0558.

REFERENCIAS

- [1] S. Pellicer y et al., “Una perspectiva global de las ciudades inteligentes: una encuesta”, en 2013 Séptima Conferencia Internacional sobre Servicios Innovadores de Internet y Móviles en Computación Ubicua, julio de 2013, págs. 439–444.
- [2] M. Batty y otros, “Ciudades inteligentes del futuro”, Temas especiales de The European Physical Journal, vol. 214, no. 1, págs. 481–518, noviembre de 2012.
- [3] REN21, “Renewables 2018, global status report”, REN21, París, Francia, Tech. Rep., 2018.
- [4] WL Kling y J. Myrzik, “Eficiencia energética en ciudades inteligentes”, en la Reunión general de la IEEE Power Energy Society de 2013, julio de 2013, págs. 1–5.
- [5] M. Castro, AJ Jara y AFG Skarmeta, “Soluciones de iluminación inteligente para ciudades inteligentes”, en 2013 27th International Conference on Advanced Information Networking and Applications Workshops, marzo de 2013, págs. 1374–1379.
- [6] M. Anda y J. Temmen, “Medición inteligente para la eficiencia energética residencial: el uso del marketing social basado en la comunidad para el cambio de comportamiento y la introducción de redes inteligentes”, Energía renovable, vol. 67, págs. 119–127, julio de 2014, Energía renovable para el desarrollo sostenible y la descarbonización.
- [7] JB Banu y MB Moses, “Convertidores impulsores de conmutación suave de observación y perturbación aumentados basados en Iot para sistemas de energía fotovoltaica en ciudades inteligentes”, Wireless Personal Communications, vol. 102, no. 4, págs. 2619–2641, octubre de 2018.



- [8] GC Konstantopoulos y AT Alexandridis, "Diseño de regulador de voltaje no lineal para convertidores elevador de CC / CC utilizados en aplicaciones fotovoltaicas: análisis y resultados experimentales", IET Renewable Power Generation, vol. 7, no. 3, págs. 296-308, mayo de 2013.
- [9] K. Ishaque, Z. Salam y Syafaruddin, "Un simulador completo del sistema fotovoltaico simulink matlab con capacidad de sombreado parcial basado en el modelo de dos diodos", Solar Energy, vol. 85, no. 9, págs. 2217-2227, septiembre de 2011.
- [10] S. Gallardo-Saavedra y B. Karlsson, "Simulación, validación y análisis de efectos de sombreado en un sistema fotovoltaico", Energía Solar, vol. 170, págs. 828-839, agosto de 2018.
- [11] P. Cancelliere y C. Liciotti, "Comportamiento al fuego y rendimiento de las láminas posteriores de los módulos fotovoltaicos", Fire Technology, vol. 52, no. 2, págs. 333-348, marzo de 2016.
- [12] JK Mathew, J. Kuitche y G. TamizhMani, "Test-to-failure of pv modules: Hotspot testing", en 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, junio de 2010, págs. 002 839-002 843.
- [13] S. Gallardo, L. Hernández y O. Duque, "Revisión tecnológica de la instrumentación utilizada en la inspección termográfica aérea de plantas fotovoltaicas", Revistas de Energías Renovables y Sostenibles, vol. 93, págs. 566-579, octubre de 2018.
- [14] M. Aghaei, A. Gandelli, F. Grimaccia, S. Leva y RE Zich, "Análisis en tiempo real de Ir para la supervisión de sistemas fotovoltaicos mediante técnicas de procesamiento de imágenes digitales", en la Conferencia internacional de 2015 sobre control basado en eventos, comunicación, y procesamiento de señales (EBCCSP), junio de 2015, págs. 1-6.
- [15] S. Dotenco y et al., "Detección y análisis automático de módulos fotovoltaicos en imágenes aéreas infrarrojas", en la Conferencia de invierno de 2016 IEEE sobre aplicaciones de visión por computadora (WACV), junio de 2016, págs. 1-9.
- [16] JA Tsanakas, LD Ha y FA Shakarchi, "Inspección avanzada de instalaciones fotovoltaicas por triangulación aérea y georreferenciación terrestre de imágenes térmicas / visuales", Energía renovable, vol. 102, págs. 224-233, marzo de 2017.
- [17] S. Gallardo-Saavedra, L. Hernández-Callejo y O. Duque-Perez, "Influencia de la resolución de imágenes en inspecciones termográficas aéreas de plantas fotovoltaicas", IEEE Transacciones en Informática Industrial, vol. 14, no. 12, págs. 5678-5686, diciembre de 2018.
- [18] S. Gallardo, L. Hernández y O. Duque, "Análisis y caracterización de defectos termográficos a nivel de módulo fotovoltaico", en Congreso Iberoamericano de Gestión de la Información y Big Data, 2018, págs. 80-93.

- [19] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, M. Dales y P. Mather, "Mejora de potencia de salida para células solares fotovoltaicas policristalinas con puntos calientes", *Transacciones de IEEE sobre confiabilidad de dispositivos y materiales*, vol. 18, no. 1, págs. 37–45, marzo de 2018.
- [20] T. Ghanbari, "Detección y prevención de puntos calientes usando un método simple en paneles fotovoltaicos", *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 11, no. 4, págs. 883–890, 2017.
- [21] JA Tsanakas, L. Ha y C. Buerhop, "Fallas y diagnóstico termográfico infrarrojo en módulos fotovoltaicos c-si operativos: una revisión de la investigación y los desafíos futuros", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, págs. 695–709, septiembre de 2016.
- [22] A. Morlier, F. Haase y M. Köntges, "Impacto de las grietas en las células solares de silicio multicristalino en la potencia del módulo fotovoltaico: un estudio de simulación basado en datos de campo", *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 6, págs. 1735–1741, noviembre de 2015.
- [23] Programa de sistemas de energía fotovoltaica de la Agencia Internacional de Energía, "Revisión sobre imágenes infrarrojas y de electroluminiscencia para aplicaciones de campo fotovoltaico", Agencia Internacional de Energía, Tech. Rep. IEAPVPS T13-10: 2018, marzo de 2018.
- [24] M. Köntges, S. Kajari e I. Kunze, "Estadística de grietas para módulos de células solares de silicio basados en obleas en el campo medidos por fluorescencia ultravioleta", *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 3, no. 1, págs. 95–101, enero de 2013.
- [25] F. Giordano, E. Petrolati, TM Brown, A. Reale y A. Di Carlo, "Diseños de conexión en serie para módulos de células solares de tinte", *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 58, no. 8, págs. 2759–2764, agosto de 2011.
- [26] K. Niazi, HA Khan y F. Amir, "Reducción de puntos calientes y minimización de la pérdida de sombra en paneles solares de silicio cristalino", *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 10, no. 3, pág. 033506, 2018.
- [27] P. Guerriero, P. Tricoli y S. Daliento, "Un circuito de bypass para evitar el punto caliente en módulos fotovoltaicos", *Energía Solar*, vol. 181, págs. 430–438, 2019.
- [28] E. Romero y et al., "Plantas de generación fotovoltaica conectadas a la red: componentes y operación", *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 7, no. 3, págs. 6 a 20, septiembre de 2013.
- [29] (2018) Embarrado fotovoltaico. El PV Connect. Último acceso: 12 de julio de 2018. [En línea]. Disponible: www.thepvconnect.com/photo-voltaic-busbar/
- [30] BL Sopori, "Defectos estructurales en cintas de silicio cristalizado con láser y su influencia en el comportamiento fotovoltaico", *Journal of Electronic Materials*, vol. 10, no. 3, págs. 517–539, mayo de 1981.



- [31] A. Mäki y S. Valkealahti, "Pérdidas de potencia en cadenas largas y cadenas cortas conectadas en paralelo de módulos fotovoltaicos basados en silicio conectados en serie debido a condiciones de sombreado parcial", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 27, no. 1, págs. 173-183, marzo de 2012.
- [32] MM Rahman, M. Hasanuzzaman y NA Rahim, "Efectos de varios parámetros en la potencia y eficiencia de pvmodule", Energy Conversion and Management, vol. 103, págs. 348-58, octubre de 2015.
- [33] P. Manganiello, M. Balato y M. Vitelli, "Una encuesta sobre desajustes y envejecimiento de los módulos fotovoltaicos: el ciclo cerrado", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 11, págs. 7276-7286, abril de 2015.
- [34] L. Yixian y AAO Tay, "Análisis de estrés térmico de elementos finitos de un módulo solar fotovoltaico", en 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, EE. UU., 2011, págs. 3179-3184.
- [35] D. Grzechca, P. Rybka y S. Temich, "Evaluación de sobrecalentamiento del módulo con el uso de análisis de forma de onda de corriente de suministro", IFAC PapersOnLine, vol. 51, no. 6, págs. 306-311, 2018, 15a Conferencia de IFAC sobre dispositivos programables y sistemas integrados PDeS 2018.
- [36] R. Schacht y otros, "Radiador de cuerpo negro miniaturizado para la calibración de irdetectores: diseño y desarrollo", en 2010, 16º Taller internacional sobre investigaciones térmicas de circuitos integrados y sistemas (THERMINIC), octubre de 2010, págs. 1-5 .
- [37] Programa de sistemas de energía fotovoltaica de la IEA, "Revisión de fallas de módulos fotovoltaicos", Agencia Internacional de Energía, Tech. Rep. IEA-PVPS T13-01: 2014, 2014.
- [38] KA Kim y PT Kerin, "Reexaminación de la detección de puntos calientes fotovoltaicos para mostrar la insuficiencia del diodo de derivación", IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 5, no. 5, págs. 1435-1441, septiembre de 2015.
- [39] A. Pandian, K. Bansal, DJ Thiruvadigal y S. Sakthivel, "Riesgos de incendio y sobrecalentamiento causado por fallas de sombreado en el panel solar fotovoltaico", Fire Technology, vol. 52, no. 2, págs. 349-364, marzo de 2016.